



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

## FACULTAD DE INGENIERÍA

**“DESARROLLO DE UN CRITERIO PARA LA  
SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A TRABAJOS  
DE CONTROL DE AGUA CON CEMENTOS  
ULTRAFINOS EN YACIMIENTOS CARBONATADOS  
NATURALMENTE FRACTURADOS”**

### TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO  
PETROLERO

PRESENTAN:

MARTÍNEZ ORIHUELA ANA ELENA  
VÁZQUEZ MIRANDA JORGE RAFAEL

DIRECTOR: Ing. Octavio Steffani Vargas



MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA, 2013.

## Índice

---

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	1
<b>CAPÍTULO I. CONCEPTOS BÁSICOS</b> .....	3
1.1 Definiciones importantes	
1.1.1 Porosidad .....	3
1.1.2 YNF .....	4
1.1.3 Fracturas .....	6
1.1.4 Relación agua–aceite .....	7
1.1.5 Índice de Productividad .....	8
1.1.6 Contacto agua–aceite .....	9
1.1.7 Contacto gas–aceite .....	9
1.2 Ciclo del agua en el proceso de explotación de hidrocarburos .....	10
1.3 Diagnóstico de la producción anticipada de agua .....	11
1.3.1 Análisis de la historia de producción .....	12
1.3.2 Análisis por estrangulamiento del pozo .....	13
1.3.3 Análisis de la salinidad del agua .....	13
1.3.4 Análisis Nodal .....	14
1.3.5 Análisis de las curvas de agua .....	14
1.3.6 Registros de producción .....	14
1.3.7. Software especializado .....	15
1.3.8 Casos .....	16
1.4 Regresión Lineal .....	22
1.5 Mínimos cuadrados .....	24

## Índice

---

<b>CAPÍTULO II. DESCRIPCIÓN DEL TRATAMIENTO CON CEMENTOS ULTRAFINOS PARA CONTROL DE AGUA</b> .....	30
2.1 Soluciones a la producción anticipada de agua.....	30
2.2 Cementos .....	31
2.2.1 Cemento ultrafino .....	32
2.3 Descripción del tratamiento .....	33
2.4 Equipos necesarios .....	35
2.5 Secuencia operativa .....	36
<b>CAPÍTULO III. PROBLEMÁTICA EN LA EVALUACIÓN DE RESULTADOS DE TRABAJOS DE CONTROL DE AGUA CON CEMENTOS ULTRAFINOS</b> .....	42
3.1 Producción anticipada de agua .....	42
3.2 Resultados de trabajos de control de agua con cementos ultra finos en el campo Akal.....	44
3.3 Variables involucradas en el éxito de trabajos de control de agua con cementos ultrafinos .....	46
3.4 Retos para predecir el éxito en trabajos de control de agua con cementos ultrafinos.....	51
<b>CAPÍTULO IV. PROPUESTA DE SOLUCIÓN</b> .....	62
4.1 Construcción de Modelos .....	63
4.2 Consideraciones en la definición del Éxito en los trabajos de control de agua con cementos ultrafinos. ....	64
4.3 Definición de un índice para la estimación del Éxito.....	65
4.4 Selección de variables .....	66

---

## **Índice**

---

4.5 Variables con mayor impacto en la estimación del Éxito .....	70
4.6 Combinación de variables.....	70
<b>CAPÍTULO V. RESULTADOS .....</b>	<b>71</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>92</b>
<b>APÉNDICES</b>	
<b>ÍNDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>94</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS .....</b>	<b>96</b>
<b>GLOSARIO DE ABREVIACIONES .....</b>	<b>97</b>
<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>98</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>99</b>

---

## Índice de figuras

FIGURA 1.1 IDEALIZACIÓN DE UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO .....	4
FIGURA 1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS TIPOS DE YNF 1 .....	5
FIGURA 1.3 FUERZAS QUE ACTÚAN SOBRE LA ROCA PARA SU FRACTURAMIENTO 2 .....	6
FIGURA 1.4 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD..	8
FIGURA 1.5 REPRESENTACIÓN DEL CONTACTO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO.....	10
FIGURA 1.6 CICLO DEL AGUA 3.....	11
FIGURA 1.7 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE UN POZO CON RESPECTO AL TIEMPO EN EL QUE SE PUEDE APRECIAR LA RÁPIDA IRRUPCIÓN DEL AGUA .....	13
FIGURA 1.8 CANALIZACIÓN RÁPIDA 4 .....	14
FIGURA 1.9 ENTRADA DE AGUA A TRAVÉS DE UNA FILTRACIÓN EN LA TUBERÍA 3.....	16
FIGURA 1.10 CANALIZACIÓN DEL AGUA DETRÁS DE TR 3.....	17
FIGURA 1.11 MOVIMIENTO DEL CONTACTO AGUA-ACEITE HACIA LA ZONA DE DISPAROS 3 .....	17
FIGURA 1.12 CAPA INUNDADA SIN LA EXISTENCIA DE FLUJO TRANSVERSAL 3 .....	18
FIGURA 1.13 FRACTURAS QUE CONECTAN A UN POZO INYECTOR Y UN PRODUCTOR 3 .....	18
FIGURA 1.14A Y FIGURA 1.14B FRACTURAS QUE CONECTAN UNA CAPA DE AGUA 3 .....	19
FIGURA 1.15 CONIFICACIÓN 3 .....	20
FIGURA 1.16 BARRIDO AREAL DEFICIENTE 3.....	20
FIGURA 1.17 CAPA CON PRESENCIA DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL 3	21
FIGURA 1.18 CAPA INUNDADA CON PRESENCIA DE FLUJO TRANSVERSAL 3 .....	22
FIGURA 1.19 DIAGRAMA DE DISPERSIÓN.....	23
FIGURA 1.20 GRÁFICA DONDE SE MUESTRA LA RECTA Y LA EXISTENCIA DEL RESIDUO.....	24
FIGURA 2.1 COMPORTAMIENTO DEL CEMENTO ULTRAFINO EMULSIONADO AL CONTACTO CON EL AGUA 5 .....	34
FIGURA 2.2 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA SECUENCIA OPERATIVA.....	36
FIGURA 2.3 CIRCULACIÓN CON DIESEL EN EL ESPACIO ANULAR.....	37
FIGURA 2.4 CIRCULACIÓN DEL VOLUMEN DE BARRIDO.....	37
FIGURA 2.5 BOMBEO DEL TRATAMIENTO .....	38
FIGURA 2.6 SOBREDISPLAZAMIENTO DEL TRATAMIENTO .....	39
FIGURA 2.7 REGISTRO DE LA OPERACIÓN CON CEMENTO ULTRAFINO EN UN POZO 6 .....	40
FIGURA 3.1 PRODUCCIÓN DIARIA AKAL 1976-2012 .....	42

---

---

FIGURA 3.2 PRODUCCIÓN DIARIA AKAL 2010-2012 .....	43
FIGURA 3.3 CURVA DE AGUA DE UN POZO DEL YACIMIENTO AKAL.....	44
FIGURA 3.4 GRÁFICA COMPARATIVA DEL GASTO DE ACEITE ANTES Y DESPUÉS DEL TRATAMIENTO 6 .....	45
FIGURA 3.5 GRÁFICA COMPARATIVA DEL CORTE DE AGUA ANTES Y DESPUÉS DEL TRATAMIENTO 6 .....	46
FIGURA 3.6 GRÁFICA DE MEDICIONES DE GASTO DE ACEITE Y CORTE DE AGUA CONTRA TIEMPO – ELABORADA CON INFORMACIÓN DEL SISTEMA OVS (ONE VIRTUAL SOURCE) DE LA REGIÓN MARINA NORESTE DE PEP. ....	52
FIGURA 3.8 GRÁFICA DEL CORTE DE AGUA RESPECTO A LA POROSIDAD..	53
FIGURA 3.9 GRÁFICA DE LA GANANCIA DE ACEITE RESPECTO A LA DCAA .	54
FIGURA 3.10 GRÁFICA DEL CORTE DE AGUA RESPECTO A LA DCAA .....	54
FIGURA 3.11 GRÁFICA DE LA GANANCIA DE ACEITE RESPECTO A LA DCGA55	
FIGURA 3.12 GRÁFICA DEL CORTE DE AGUA RESPECTO A LA DCGA.....	55
FIGURA 3.13 GRÁFICA DEL CORTE DE AGUA RESPECTO AL VOLUMEN DE BARRIDO.....	56
FIGURA 3.14 GRÁFICA DE GANANCIA DE ACEITE RESPECTO AL VOLUMEN DE BARRIDO. ....	56
FIGURA 3.15 GRÁFICA DEL CORTE DE AGUA RESPECTO AL VOLUMEN DE SOBREDESPLAZAMIENTO .....	57
FIGURA 3.16 GRÁFICA DE GANANCIA DE ACEITE RESPECTO AL SOBREDESPLAZAMIENTO. ....	57
FIGURA 3.17 GRÁFICA DEL CORTE DE AGUA RESPECTO A LA VENTANA DE ACEITE .....	58
FIGURA 3.18 GRÁFICA DE LA GANANCIA DE ACEITE RESPECTO A LA VENTANA DE ACEITE.....	58
FIGURA 3.19 GRÁFICA DEL CORTE DE AGUA RESPECTO AL VOLUMEN DE TRATAMIENTO .....	59
FIGURA 3.20 GRÁFICA DE LA GANANCIA DE ACEITE RESPECTO AL VOLUMEN DE TRATAMIENTO .....	59
FIGURA 3.21 GRÁFICA DE LA GANANCIA DE ACEITE RESPECTO AL IP ANTES DEL TRATAMIENTO.....	60
FIGURA 3.22 GRÁFICA DEL CORTE DE AGUA RESPECTO AL IP ANTES DEL TRATAMIENTO.....	60
FIGURA 5.1 PRESIÓN DE FORMACIÓN VS ÉXITO.....	71
FIGURA 5.2 LONGITUD DEL INTERVALO VS. ÉXITO .....	72
FIGURA 5.3 PERMEABILIDAD VS ÉXITO .....	73
FIGURA 5.4 SOBREDESPLAZAMIENTO VS ÉXITO .....	74
FIGURA 5.5 DISTANCIA AL CONTACTO AGUA-ACEITE VS ÉXITO .....	75
FIGURA 5.6 DISTANCIA AL CONTACTO GAS-ACEITE VS ÉXITO.....	76
FIGURA 5.7 VOLUMEN DE TRATAMIENTO VS ÉXITO .....	77
FIGURA 5.8 POROSIDAD VS ÉXITO.....	78
FIGURA 5.9 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD VS. ÉXITO .....	79
FIGURA 5.11 VOLUMEN DE BARRIDO VS. ÉXITO.....	81

---

---

FIGURA 5.12 POROSIDAD*ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD VS. ÉXITO .....	85
FIGURA 5.13 POROSIDAD*ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD VS. ÉXITO .....	85
FIGURA 5.14 DISTANCIA AL CAA*VOLUMEN DE TRATAMIENTO*SOBREDESPLAZAMIENTO*ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD VS. ÉXITO .....	86
FIGURA 5.15 IP* POROSIDAD*VOL. TRATAMIENTO* VOL. SOBREDESPLAZAMIENTO VS. ÉXITO .....	86
FIGURA 5.16 DCAA * VOL. TRATAMIENTO * VOL. SOBREDESPLAZAMIENTO * IP/VOL. BARRIDO VS. ÉXITO .....	87
FIGURA 5.17 VOL TRATAMIENTO * VOL. SOBREDESPLAZAMIENTO * IP * POROSIDAD/VOL. BARRIDO VS. ÉXITO .....	88
FIGURA 5.18 DCAA * VOL. TRATAMIENTO * VOL. SOBREDESPLAZAMIENTO * IP/VOL. BARRIDO VS. ÉXITO .....	89
FIGURA 5.19 IP * POROSIDAD * VOL. TRATAMIENTO * VOL. SOBREDESPLAZAMIENTO/VOL. BARRIDO VS. ÉXITO.....	89
FIGURA 5.20 IP * POROSIDAD * VOL. TRATAMIENTO * VOL. SOBREDESPLAZAMIENTO VS. ÉXITO .....	90

## Índice de Tablas

TABLA 2.1 TRATAMIENTOS Y SU APLICACIÓN .....	31
TABLA 3.1 VARIABLES RELACIONADAS CON EL TRATAMIENTO .....	47
TABLA 4.1A SELECCIÓN DE VARIABLES.....	68
TABLA 4.1B SELECCIÓN DE VARIABLES.....	69
TABLA 5.1 VALORES DE AJUSTE DE LA RECTA DE REGRESIÓN Y TIPO DE PENDIENTE.....	84

---

## INTRODUCCIÓN

Los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) presentan características de alta productividad debido a la gran capacidad de las fracturas para el transporte de los fluidos del yacimiento hacia el pozo.

Precisamente esta característica de los YNF tiene que ser racionalmente administrada, pues es ésta misma la que ocasiona que el agua presente en los acuíferos sea también movilizadada hacia el pozo. Cuando esto ocurre, la producción de aceite se ve disminuida en forma acelerada debido principalmente a que la movilidad del agua por las fracturas es mucho mayor que la del aceite.

Esta situación es agravada en los yacimientos en donde la tendencia de la roca almacén de ser mojada por aceite es mayor a la del agua, como es el caso del yacimiento que se tratará más adelante.

Por lo antes descrito, en este tipo de yacimientos, para determinar la mejor forma de explotación, es crítico tener un conocimiento amplio y profundo del yacimiento y sus fracturas con el fin de lograr una mejor administración integral del pozo que se traduce en la determinación de la mejor colocación y tipo de pozos, así como un buen manejo de los ritmos de explotación para así evitar grandes caídas de presión en el flujo del yacimiento al pozo, pues son éstas las causantes de que el agua del acuífero se movilice hacia al pozo.

La determinación de la mejor estrategia de explotación (colocación y tipos de pozos, así como ritmos de explotación) es un tema complejo que mantiene ocupados a organizaciones completas dentro de las empresas petroleras y compañías de servicios. No es un tema de este trabajo, sin embargo se ha de mencionar para darle un marco teórico a la situación, que cuando no se aplican rigurosamente los conceptos mencionados el resultado se aprecia en la irrupción anticipada del agua en los pozos, originando la búsqueda de soluciones. Entre las opciones posibles se encuentran los *trabajos de control de agua con cementos ultrafinos*, objetivo de esta tesis.

En términos generales, la solución más segura y duradera a la irrupción anticipada de agua en pozos consiste en cambiar hacia otra parte del yacimiento el punto de entrada de los fluidos al pozo (cambios de ventana e intervalo). Sin embargo, estas soluciones además de ser costosas, requieren de equipos grandes y muy especializados que no siempre se encuentran disponibles. Esta situación ha originado que la industria se dirija a buscar soluciones alternativas que en ocasiones, aunque resultan temporales, permiten continuar con la producción de forma redituable.

Los trabajos de control de agua con cementos ultrafinos son una solución remedial que se ha adoptado en la industria. A pesar de que la incertidumbre en los resultados puede variar de forma amplia, se le considera adecuado para ser utilizado.

En todo proceso, cuando existe cierta incertidumbre, es necesario tratar de minimizarla lo más posible para mejorar el proceso. Traduciendo esto al tema de este trabajo, se puede decir que se mejorará el proceso de control de agua con cementos ultrafinos si se logra determinar con mayor certeza los pozos en los que sí se van a alcanzar buenos resultados con los trabajos de control antes de realizarse.

En los capítulos siguientes se irán tratando los temas relacionados hasta encontrar los criterios que permitan seleccionar los pozos con mayores posibilidades de obtener buenos resultados en los trabajos de control de agua con cementos ultrafinos.

## CAPÍTULO I. CONCEPTOS BÁSICOS

En la realización de trabajos de remediación para control de agua en el yacimiento intervienen diferentes áreas del conocimiento como lo son: ingeniería de yacimientos, geología, petrofísica, reparación de pozos, productividad de pozos y evaluación de proyectos, entre otras. Por ello, es necesario definir algunos conceptos que resultarán útiles para el entendimiento del problema y su posible solución. El presente capítulo presenta definiciones ampliamente utilizadas en las áreas de ingeniería del petróleo involucradas en los trabajos para el control y remediación del agua producida, que permitirán al lector una mejor comprensión de la situación que afecta a la mayoría de los yacimientos productores de aceite y gas asociado.

### 1.1. Definiciones importantes

#### 1.1.1. Porosidad

La porosidad se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca; de forma que este valor se expresa de forma fraccional o porcentual.

$$\emptyset = \frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen total de roca}} \quad (1.1)$$

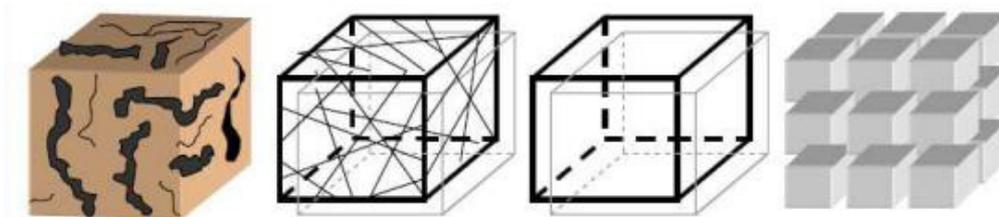
Según los procesos diagenéticos, la porosidad se clasifica en:

- Porosidad primaria: Es la que se desarrolla al mismo tiempo en que se depositaron los sedimentos.
- Porosidad secundaria. Ocurre por un proceso geológico o artificial posterior a la depositación de sedimentos.
  - Porosidad Inter cristalina: Asociada al proceso de dolomitización que ocurre cuando se reemplaza un mineral, ya sea calcita o aragonito, por dolomita.

- Porosidad por solución: Es común en carbonatos, aunque también se puede dar en areniscas. Se debe a la disolución de un fragmento de la roca o de un cristal (yeso, dolomita, entre otros). La porosidad efectiva puede ser baja al no estar conectados los poros.
- Porosidad de fractura: Porosidad resultante de las aperturas ocasionadas por el rompimiento de una roca. Se da en cualquier roca frágil a los esfuerzos.

### 1.1.2. Yacimiento Naturalmente Fracturado

Se considera a un Yacimiento Naturalmente Fracturado cuando las fracturas que éste contiene se han originado naturalmente y además tienen un efecto significativo sobre las características que definen el flujo de fluidos a través del yacimiento. La roca que compone a un Yacimiento Naturalmente Fracturado se divide básicamente en dos elementos, a los que se considera cada uno como un sistema: matriz y fractura. Cada sistema tiene propiedades petrofísicas diferentes pero que actúan de manera conjunta. Por lo general, las fracturas poseen alta permeabilidad y poco almacenamiento de fluidos, los bloques de matriz poseen baja permeabilidad y alto almacenamiento de fluidos.



*Figura 1.1 Idealización de un Yacimiento Naturalmente Fracturado*

Las fracturas favorecen a la porosidad secundaria del yacimiento y por lo tanto, ayudan a que exista comunicación a lo largo de éste. Gracias a las fracturas, el yacimiento puede alcanzar valores de permeabilidad mucho más elevados a los que se encontrarían en un yacimiento convencional. Y aunque las fracturas también pueden servir como grandes almacenadoras de hidrocarburos, pueden también entorpecer el flujo de fluidos dentro del yacimiento, provocando una producción anticipada de agua o gas. Es por eso que conocer las fracturas, sus

características y la relación de éstas en el yacimiento se vuelve de suma importancia, ya que una vez que se conoce el sistema matriz-fractura, se pueden definir esquemas para determinar el comportamiento de la producción y optimizar su recuperación final.

Los yacimientos naturalmente fracturados se clasifican, según Ronald A. Nelson, de acuerdo a la cantidad de fluidos que la matriz o las fracturas puedan aportar.

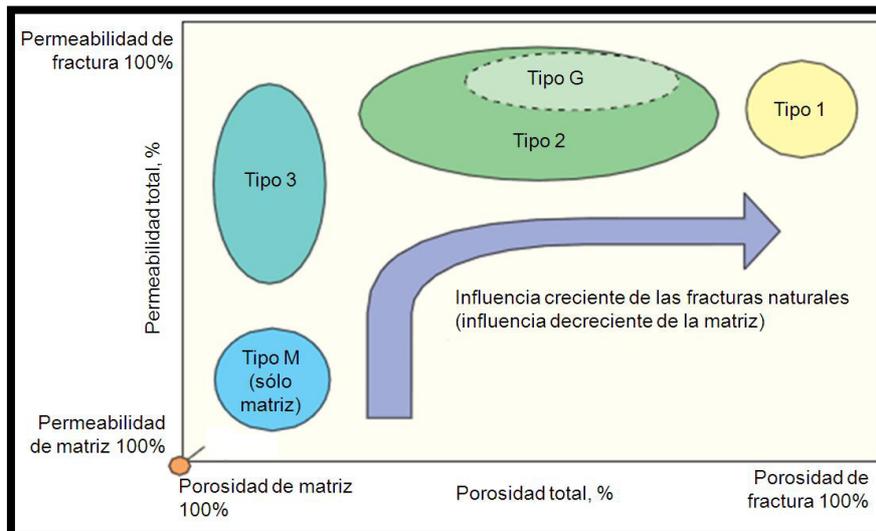


Figura 1.2 Clasificación de los tipos de YNF <sup>1</sup>

- **Tipo I:** Las fracturas proveen esencialmente la permeabilidad y la capacidad de almacenaje en el yacimiento. La matriz tiene muy pequeña (o prácticamente nula) porosidad y permeabilidad, debido a que requieren de grandes áreas de drenaje muy amplias por cada pozo, se requieren de menos pozos para su desarrollo. Los yacimientos de este tipo tienen la cualidad de aportar grandes cantidades de hidrocarburos al inicio de la producción pero también están sujetos a una declinación temprana y problemas con la canalización del agua.
- **Tipo II:** Los fluidos están almacenados principalmente en la matriz que posee baja permeabilidad, y son las fracturas las que proveen la permeabilidad en el yacimiento. Al principio de la producción pueden sorprender con altos regímenes a pesar de la baja permeabilidad de la matriz, se pueden presentar problemas en la aplicación de sistemas de

recuperación secundaria si la comunicación entre la fractura y la matriz es pobre.

- **Tipo III:** La matriz de la roca cuenta con muy buena porosidad y permeabilidad, las fracturas sólo proveen asistencia cuando se trata de un yacimiento económicamente recuperable, este tipo de yacimientos tienen mayor continuidad y sus regímenes de producción son buenos y constantes.
- **Tipo IV.** Las fracturas no proveen de manera significativa capacidad de almacenaje adicional o permeabilidad en un yacimiento que se está produciendo, por lo que la permeabilidad será casi nula y se graficaría próxima al origen sin embargo crean anisotropía (barreras de flujo).

### 1.1.3. Fracturas

Cuando las rocas son sepultadas, se encuentran bajo la acción de diferentes esfuerzos tectónicos, que pueden ser compresivos o extensivos, generando deformaciones en ellas. Sin embargo, en ocasiones la roca no tiene la suficiente plasticidad para soportar tales esfuerzos, generando rupturas en su estructura.

Si los esfuerzos son de tracción o se encuentran bajo la condición de presión de fluido elevada, se generan grietas o *fracturas* y pueden medir desde milímetros hasta kilómetros.

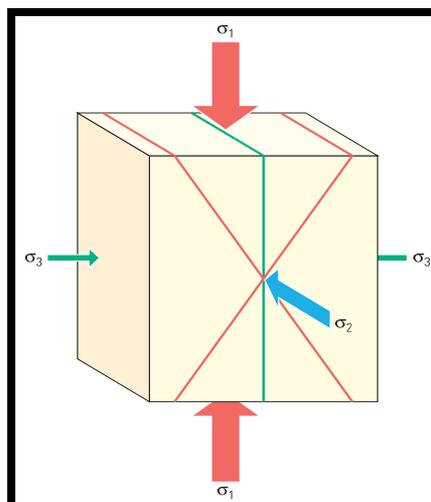


Figura 1.3 Fuerzas que actúan sobre la roca para su fracturamiento <sup>2</sup>

De igual manera, las fracturas se forman debido a la reducción de volumen en la estructura, como la sinéresis (deshidratación), la disecación, la contracción termal y el cambio de fases minerales.

El conocimiento de las características de una fractura es importante para la caracterización de un yacimiento naturalmente fracturado. Las fracturas poseen diversas particularidades que se toman como base para describirlas. A continuación se describen aquellas cuyo conocimiento se considera importante para el desarrollo de este trabajo:

- Espesor. También conocido como “apertura”. La apertura es la brecha existente entre las paredes de una fractura, que puede ser abierta y contener cierta cantidad de mineralización. La apertura de una fractura es importante para su capacidad de transportar fluidos. Es un parámetro difícil de medir; pero sus valores oscilan entre  $1.0 \times 10^{-3}$  [cm] hasta  $5.0 \times 10^{-1}$  [cm]

- Intensidad o Espaciamiento. Es la distancia promedio entre fracturas regularmente espaciadas, medida perpendicularmente a un grupo dado de fracturas paralelas en cierta dirección. Afecta el drenaje efectivo de la matriz y la permeabilidad efectiva de la roca. La densidad de fracturas es el recíproco del espaciamiento. Este dato es particularmente efectivo para la caracterización del YNF.

#### 1.1.4. Relación agua-aceite (WOR)

También conocido como *WOR* por sus siglas en inglés de *Water–Oil Ratio*, es la relación existente entre el gasto de agua y el gasto de aceite que se produce en un tiempo determinado.

$$WOR = \frac{q_w}{q_o} \quad (1.2)$$

#### 1.1.5. Índice de productividad

En 1939 T.V. Moore sugirió un método para medir la productividad de los pozos, que requiere de medir la presión de fondo fluyendo,  $P_{wf}$ , y la presión estática del yacimiento,  $P_{ws}$  a varios gastos. 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  $J$ .

*El gasto de producción es medido directamente en la superficie a condiciones estándar y la presión del yacimiento normalmente se obtiene a partir de una prueba de incremento de presión. Después de un período de producción, la presión de fondo fluyendo es medida con un registrador de presión de fondo o mediante la determinación del nivel del fluido en el espacio anular (si el espacio anular está abierto) (R. Smith, 1992).*

La ecuación del índice de productividad es la siguiente:

$$IP = J = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \left[ \frac{BPD}{psi} \right] \quad (1.3)$$

Despejando a  $P_{wf}$  de la ecuación 1.3:

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{q_o}{J} \quad (1.4)$$

La ecuación 1.4, representa una línea recta de pendiente  $\left(-\frac{q_o}{J}\right)$  y ordenada al origen  $P_{ws}$ .

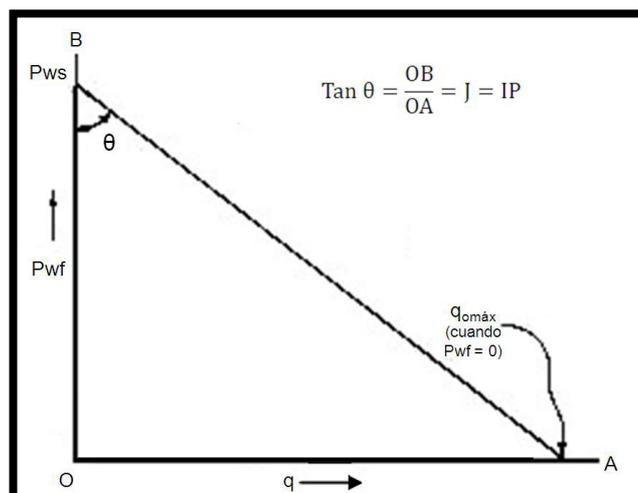


Figura 1.4 Representación gráfica del índice de productividad

Si en la *ecuación 1.3* se expresa en términos de las propiedades del yacimiento y tomando en cuenta la ecuación de Darcy para flujo radial en unidades de campo, el índice de productividad queda expresado como:

$$J = \frac{0.00708 h k_o}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (1.5)$$

donde:

<b>B<sub>o</sub>:</b>	Factor de volumen del aceite,	$\left[ \frac{b_{o@ c. y.}}{b_{o@ c. s.}} \right]$
<b>h:</b>	Espesor neto productor,	[pie]
<b>k<sub>o</sub>:</b>	Permeabilidad efectiva del aceite,	[mD]
<b>μ<sub>o</sub>:</b>	Viscosidad del aceite,	[cP]
<b>r<sub>e</sub>:</b>	Radio de drene del pozo,	[pie]
<b>r<sub>w</sub>:</b>	Radio del pozo,	[pie]

### 1.1.6. Contacto Agua-Aceite (CAA)

Se conoce como contacto agua-aceite a la interfase que se encuentra por debajo de donde predomina el aceite y por encima de donde lo hace el agua. Como son fases inmiscibles, se genera una zona de transición donde se encuentra agua irreductible junto con aceite y aceite irreductible con el agua. No siempre se presenta como una superficie plana, también lo hace de forma irregular.

### 1.1.7. Contacto Gas-Aceite (CGA)

Es la zona que se encuentra por debajo de donde predomina la fase gaseosa (casquete de gas) y por encima de donde lo hace el aceite. Es la zona de transición entre ambas fases, presentándose una mezcla de ambos fluidos debido a su miscibilidad.

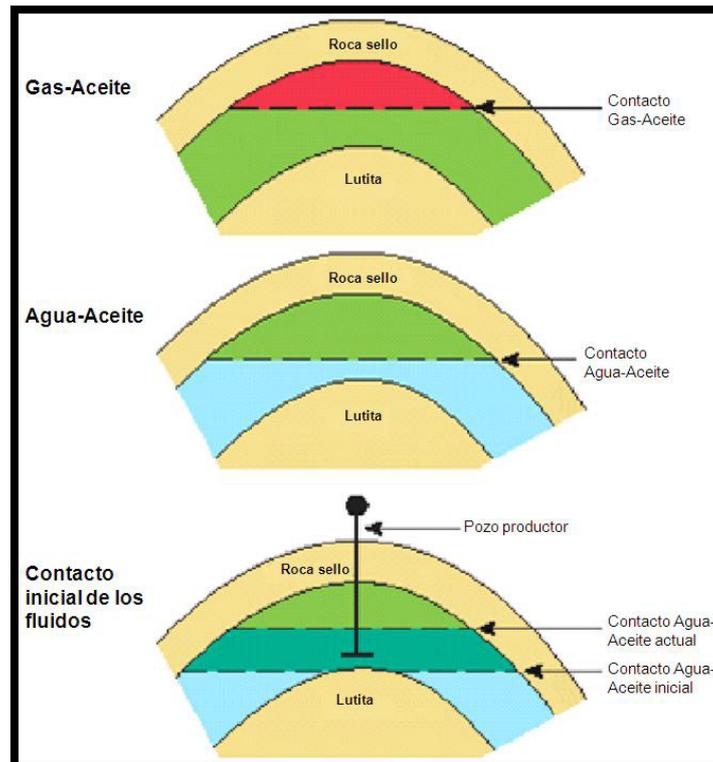


Figura 1.5 Representación del contacto de fluidos en el yacimiento

## 1.2 Ciclo del agua en el proceso de explotación de hidrocarburos

El agua afecta todas las etapas de la vida del campo petrolero, desde la exploración hasta el abandono del campo, pasando por el desarrollo y la producción del mismo.

En un yacimiento natural de aceite, antes de comenzar la explotación, se encuentran con frecuencia dos fases: aceite y agua, y dependiendo de las condiciones iniciales de presión y temperatura puede haber una fase gaseosa. Estas fases se acomodan en el yacimiento de acuerdo a sus densidades, quedando en el fondo la zona de agua, en medio la zona de aceite y en caso de existir, la zona de gas se localiza en la parte superior. Tan pronto como el agua invade una sección de la zona de aceite y lo desplaza, la saturación de agua aumenta: la formación incrementa su permeabilidad al agua y ésta tiende a fluir junto con el aceite. Cuando el agua alcanza a un pozo y aumenta su producción progresivamente, ocasiona una notable disminución en el volumen de aceite producido, llevando a que la recuperación de éste deje de ser

costeable. El flujo de agua a través de un yacimiento, que luego invade la tubería de producción y continúa hacia las instalaciones de procesamiento en la superficie y por último se extrae, se trata y se desecha, o bien se inyecta para mantener la presión del yacimiento, recibe el nombre de *Ciclo del Agua*.

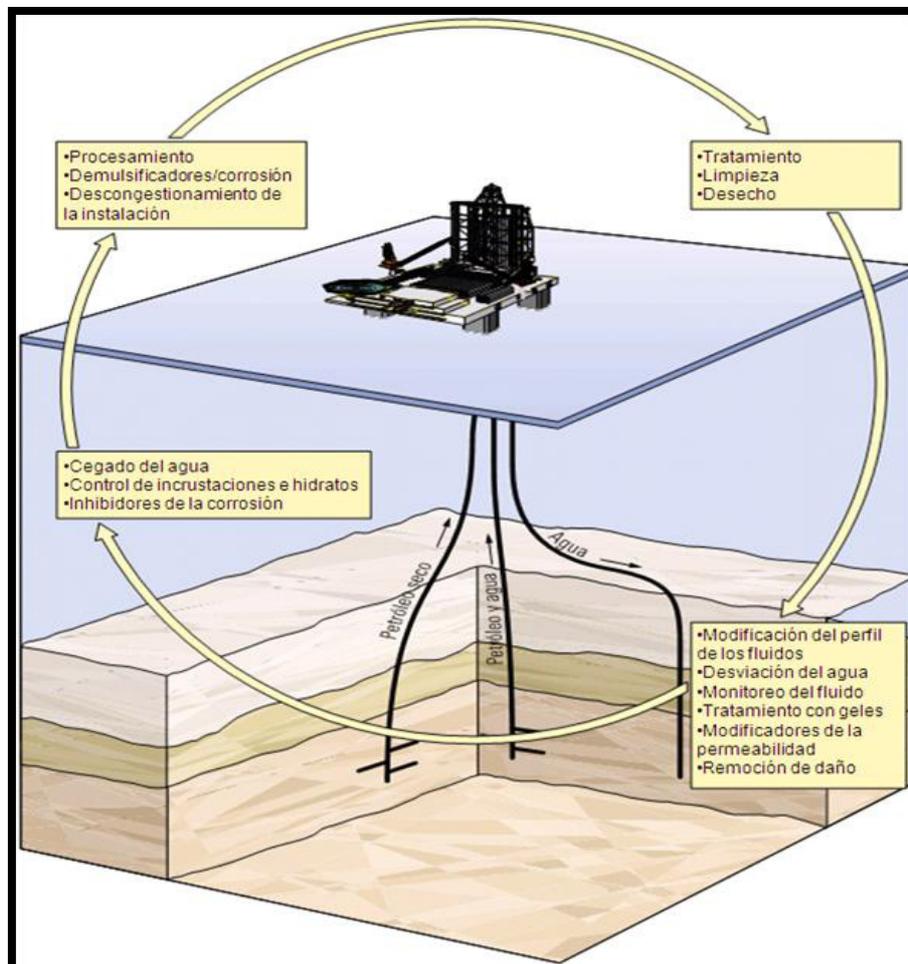


Figura 1.6 Ciclo del agua <sup>3</sup>

### 1.3 Diagnóstico de la producción anticipada de agua

Un diagnóstico es un proceso valorativo mediante el cual se identifican con base a ciertas metodologías, los problemas, deficiencias o necesidades de un objeto determinado.

En este caso el diagnóstico implica la explicación, tan detallada como sea posible, del camino que el agua sigue hasta irrumpir en el flujo de hidrocarburos y al pozo.

Es deseable que el diagnóstico se realice con la mayor cantidad de información disponible, de tal manera que se puedan utilizar varios métodos en forma conjunta.

Dentro de los métodos aplicables, ya sea individual o en forma conjunta, para el diagnóstico de los pozos productores se encuentran:

- Análisis de la historia de producción.
- Análisis por estrangulamiento del pozo.
- Análisis de la salinidad del agua producida.
- Análisis nodal.
- Análisis de las curvas de declinación y de la producción de agua.
- Registros.
- Software especializado

### **1.3.1 Análisis de la historia de producción**

De los anteriores se considera principalmente el análisis de la historia de producción, debido a que la información se obtiene de manera constante y gratuita y brinda mucha información sobre el yacimiento, aún así este análisis debe hacerse de manera conjunta con otros análisis, siempre que se tenga la información necesaria.

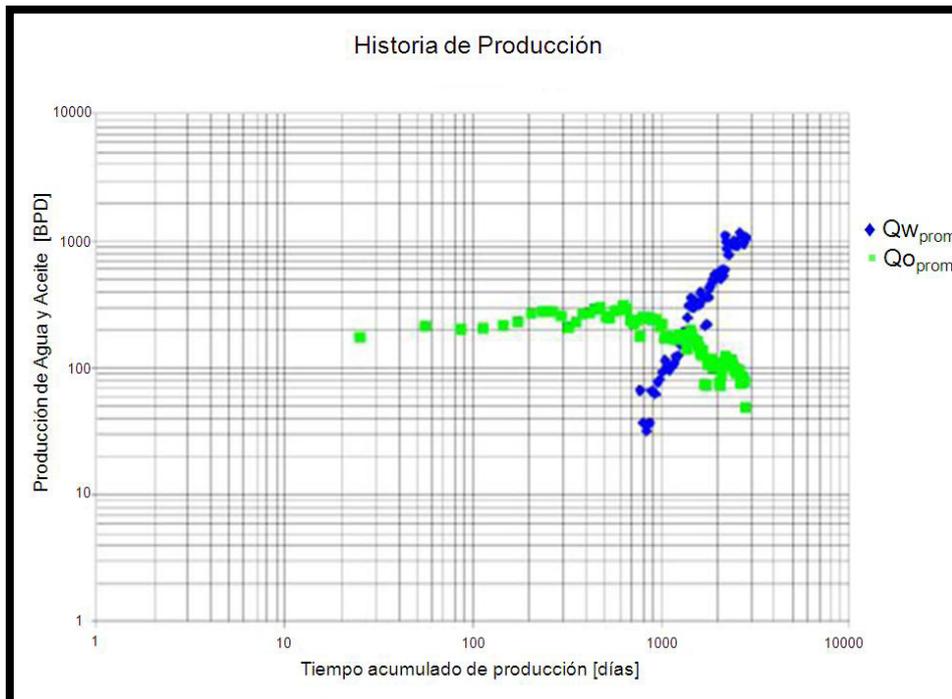


Figura 1.7 Historia de producción de un pozo con respecto al tiempo en el que se puede apreciar la rápida irrupción del agua

### 1.3.2 Análisis por estrangulamiento del pozo

Cuando un pozo presenta problemas de producción de agua, la forma más inmediata de tener una primera valoración de su origen consiste en reducir el diámetro de su estrangulador y observar el comportamiento del corte de agua. Si se observa una disminución en el corte de agua, lo que puede significar que el agua está llegando por la parte inferior del yacimiento, y si se observa un incremento en el corte de agua puede significar que el agua proviene de la parte superior.

### 1.3.3 Análisis de la salinidad del agua

Mediante la utilización de análisis físico-químicos del agua producida, como lo son los de STIFF-DAVIS, se puede caracterizar el agua que se produce y definir con mayor precisión su origen, si proviene de cierta formación o de otra distinta. Las mediciones de salinidad en las muestras de agua producida permiten hacer inferencias sobre el origen del agua, debido a que la salinidad

generalmente presenta valores diferentes en los distintos yacimientos que atraviesa un pozo.

### 1.3.4 Análisis Nodal

Es una de las herramientas más completas para el diagnóstico de producción de agua pero requiere bastante información y habilidades de interpretación debido a que se tendrán diferentes curvas de afluencia y/o flujos cruzados así como yacimientos con diferentes permeabilidades y presiones.

### 1.3.5 Análisis de las curvas de agua

Estas curvas presentan la relación agua-aceite contra el tiempo y muestran el comportamiento con patrones definidos que permiten tipificarlos y relacionarlos con problemas conocidos.

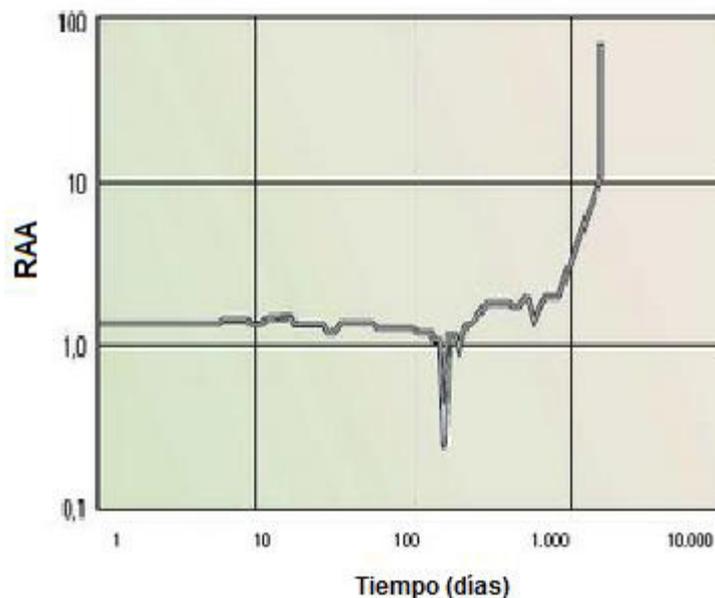


Figura 1.8 Canalización rápida <sup>4</sup>

La figura 1.8 es un ejemplo de campo que muestra un incremento drástico de la relación agua-aceite de un pozo productor. Como ésta, existen otras formas características de la relación agua-aceite con respecto al tiempo que sirven como pauta para la presentación de un diagnóstico. Estas gráficas logarítmicas

del WOR con respecto al tiempo resultan más efectivas para la identificación de las tendencias de producción y el mecanismo de los problemas.

Además, la gráfica de la derivada del WOR con respecto al tiempo puede usarse para diferenciar si el problema es debido a la canalización o la conificación (**K. S. Chan, 1995**). Aunque, hay quienes consideran que no se deben derivar debido a que los datos reales tienen mucho *ruido* y que una derivada decreciente no es únicamente debido a la conificación (**Jon Elphick, 2011**).

### 1.3.6 Registros de producción

Los registros de producción son utilizados para determinar el punto específico de entrada de agua y en algunos casos las canalizaciones de la misma.

Los registros de producción convencionales se basan en mediciones hechas con sensores centrados en el pozo. En los pozos verticales o casi verticales, el comportamiento de fluidos es relativamente simple y los sensores convencionales de los registros de producción son más precisos para medir los parámetros del flujo de fluido zona por zona. En pozos horizontales, las mediciones basadas en registros de producción convencional no son las más adecuadas para obtener perfiles de producción con flujo multifásico, por los regímenes de flujo complejos que se generan en las tuberías.

Existe un gran paquete de medidas de registros de producción que está disponible con la tecnología actual.

En fase de flujo sencilla:

- Temperatura
- Presión
- Medidores de spinner de flujo

En fase multifásica:

- Densidad, gradiomanometría
  - Capacitancia
  - Herramientas de imagen
-

- Medida directa de la velocidad

Además de estos que constituyen el set principal de medidas existen unas auxiliares que son:

- Caliper (sección de flujo)
- Rayos Gamma (control de profundidad)
- Pulsos de Neutrón
- Registro de ruido
- Trazadores

### 1.3.7 Software especializado

Las compañías de servicio han desarrollado sistemas expertos que permiten integrar la información de uno o todos los análisis efectuados para elaborar un diagnóstico con mayor precisión y certidumbre.

### 1.3.8 Casos

El análisis de la información de un pozo con producción de agua debería llevar a diagnosticarlo en alguno de los diez problemas que se explican a continuación o alguna combinación de los mismos.

1) **Filtraciones en las tubería de revestimiento, tuberías de producción o empacadores.** El flujo de agua existe debido a desperfectos que permiten que el agua proveniente de estratos no productores de hidrocarburos ingrese al pozo.

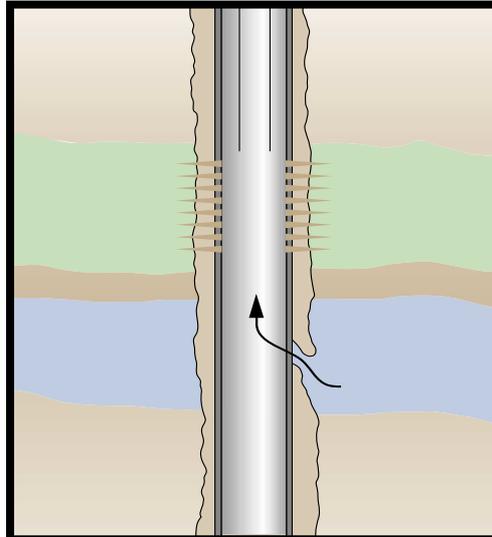


Figura 1.9 Entrada de agua a través de una filtración en la tubería<sup>3</sup>

2) **Flujo canalizado detrás de la tubería de revestimiento.** La conexión del acuífero con la zona productora puede deberse a la presencia de fallas en la cementación primaria que generan canales de flujo por detrás de la TR, lo que lleva el agua a la zona de disparos, provocando la invasión del pozo.

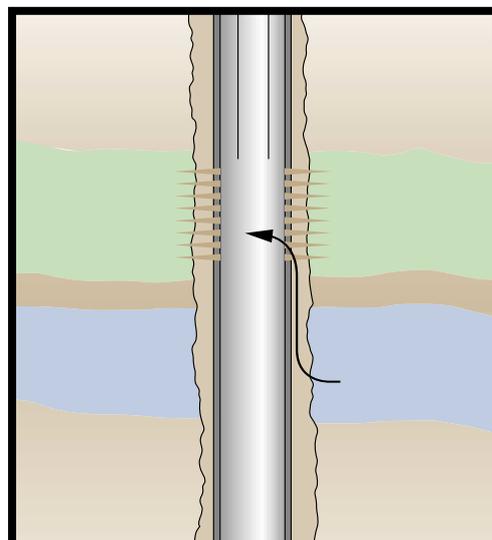


Figura 1.10 Canalización del agua detrás de TR<sup>3</sup>

3) **Contacto agua-aceite dinámico.** Sucede cuando un contacto agua-aceite uniforme se ha desplazado lo suficiente como para alcanzar la zona de disparos, provocando la producción de agua indeseada. Esto ocurre en aquellos lugares donde existe una permeabilidad vertical muy baja. En casos en que las permeabilidades verticales intrínsecas son sumamente bajas

(menos de 0,01 mD) y el área de flujo es extensa, el contacto ascenderá lentamente.

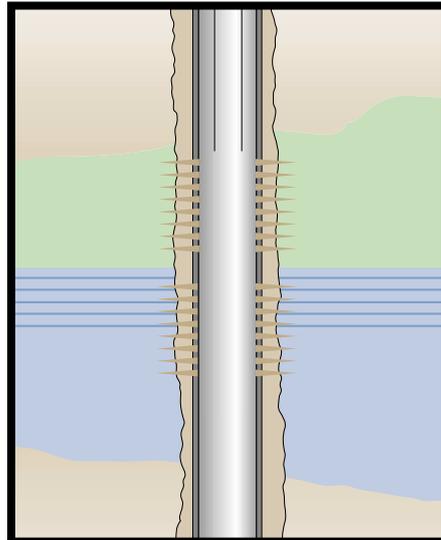


Figura 1.11 Movimiento del contacto agua-aceite hacia la zona de disparos<sup>3</sup>

4) **Capa inundada sin flujo transversal.** Es un problema habitual cuando se tiene producción proveniente de capas múltiples. Se produce cuando una zona de alta permeabilidad rodeada por una barrera de flujo (como una capa de arcilla) está inundada, pudiendo ser la fuente de agua un acuífero activo o un pozo inyector de agua. Por lo general, la capa inundada presenta el nivel de permeabilidad más elevado, lo que ocasiona un gran flujo de agua indeseable. Por su parte, los pozos horizontales terminados en una sola capa no son proclives a este tipo de problema, a diferencia de los problemas de agua en pozos sumamente inclinados terminados en capas múltiples.

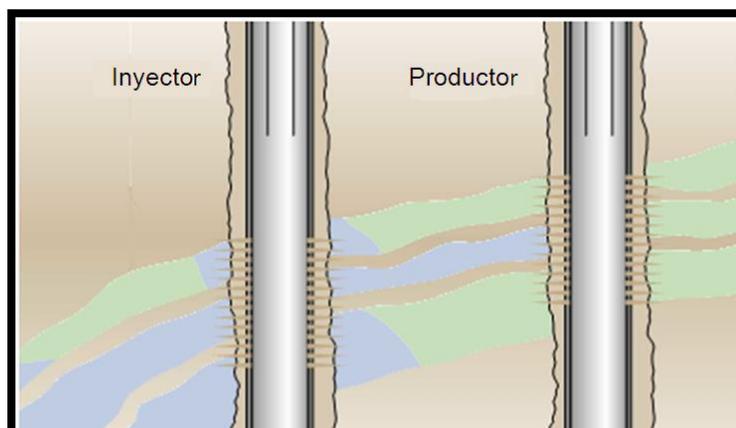


Figura 1.12 Capa inundada sin la existencia de flujo transversal<sup>3</sup>

5) **Fracturas o fallas entre inyector y productor.** En las formaciones con extensa presencia de fracturas o fisuras, el agua inyectada puede invadir rápidamente los pozos productores debido a que se canaliza a través de éstas. Para los pozos horizontales puede existir el mismo problema cuando el pozo intercepta una o más fallas conductoras o tienen fracturas conductoras asociadas.

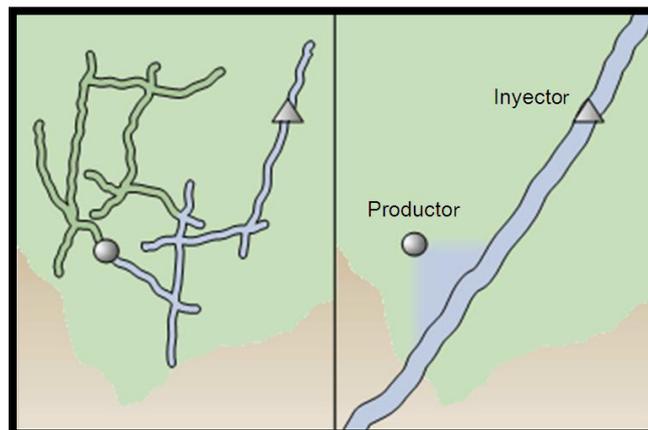


Figura 1.13 Fracturas que conectan a un pozo inyector y un productor <sup>3</sup>

6) **Fracturas o fallas de una capa de agua.** El agua puede provenir de zonas de agua más profundas o superficiales si son interceptadas por fracturas que comunican al estrato con la zona productora. En muchos yacimientos de carbonatos, las fracturas suelen ser casi verticales y tienden a ocurrir en grupos separados por grandes distancias, en especial en las zonas dolomíticas cerradas, por lo cual es poco probable que estas fracturas intercepten un hueco vertical. Sin embargo, estas fracturas se observan con frecuencia en pozos horizontales donde la producción de agua a menudo ocurre a través de fallas conductoras o fracturas que interceptan un acuífero.

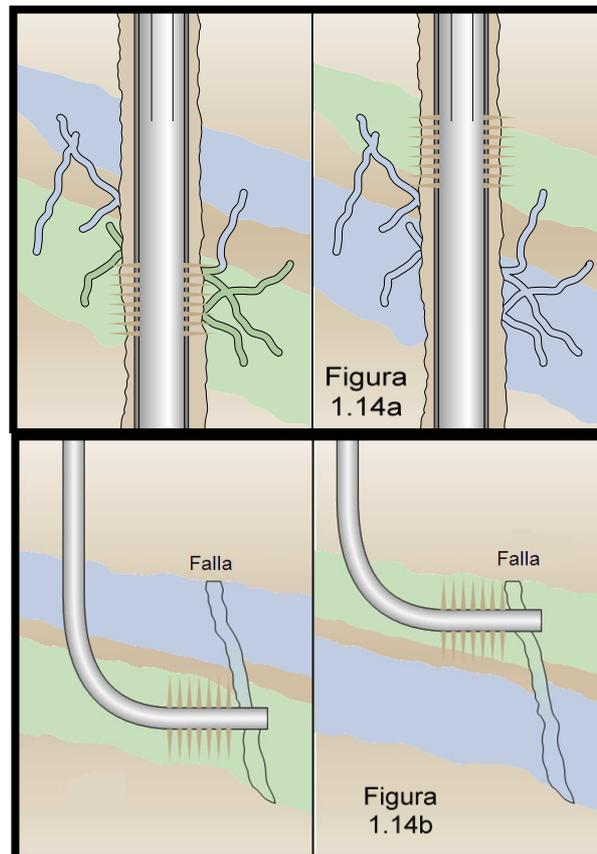


Figura 1.14a y Figura 1.14b Fracturas que conectan una capa de agua<sup>3</sup>

7) **Conificación o formación de cúspide (cussping).** Se produce conificación cuando existe un Contacto Agua-Aceite cerca de los disparos en una formación cuya permeabilidad vertical es relativamente elevada, con un gasto que supera el gasto crítico, que es el gasto máximo al cual se puede producir aceite sin producir agua por conificación. En los pozos horizontales, este problema se puede asociar con la formación de una *duna* (*duning*) o de una cúspide.

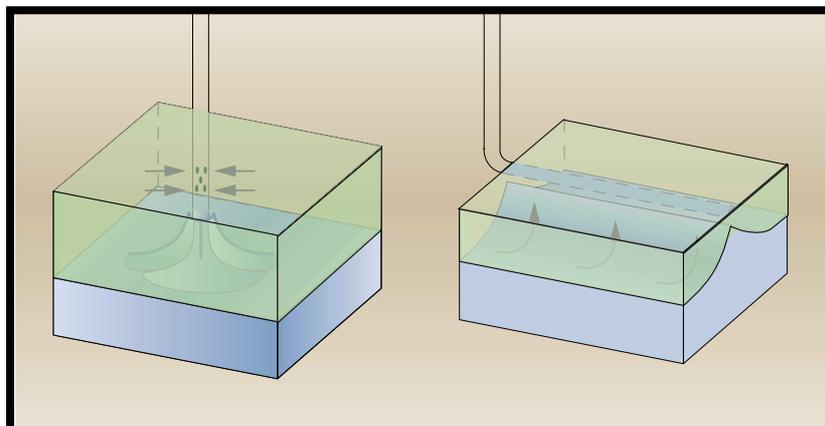


Figura 1.15 Conificación<sup>3</sup>

8) **Barrido areal deficiente.** Por lo general, la anisotropía areal de la permeabilidad origina este problema, lo que ocasiona que el agua no desplace adecuadamente el aceite, siguiendo su flujo por zonas de menor resistencia. Por su parte, los pozos horizontales pueden atravesar zonas con diferentes valores de permeabilidad y presión dentro de la misma capa, lo cual provoca un barrido areal deficiente. También puede suceder que el agua invada sólo una parte del pozo simplemente debido a su proximidad horizontal a la fuente de agua.

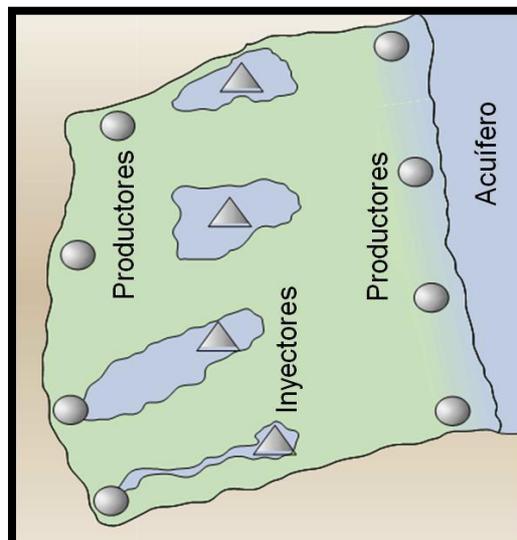


Figura 1.16 Barrido areal deficiente <sup>3</sup>

9) **Segregación gravitacional.** Cuando en un yacimiento existe una capa de gran espesor con buena permeabilidad vertical, la segregación gravitacional, denominada a veces 'barrido de agua en el fondo de la arena' o *water under-run*, puede provocar la invasión de agua no deseada en un pozo en producción. El agua, ya sea que provenga de un acuífero o de un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, se escurre hacia abajo en la formación permeable y barre sólo la parte inferior del yacimiento. Cuando existe una relación de movilidad aceite-agua desfavorable el problema puede agravarse, incluso más en las formaciones con texturas sedimentarias granodecreciente, dado que los efectos viscosos junto con la segregación gravitacional fomentan el flujo en la base de la formación. En los pozos horizontales, la segregación

gravitacional puede ocurrir cuando el pozo se encuentra cercano al fondo de la zona productiva, o bien cuando se supera la tasa crítica de conificación local.

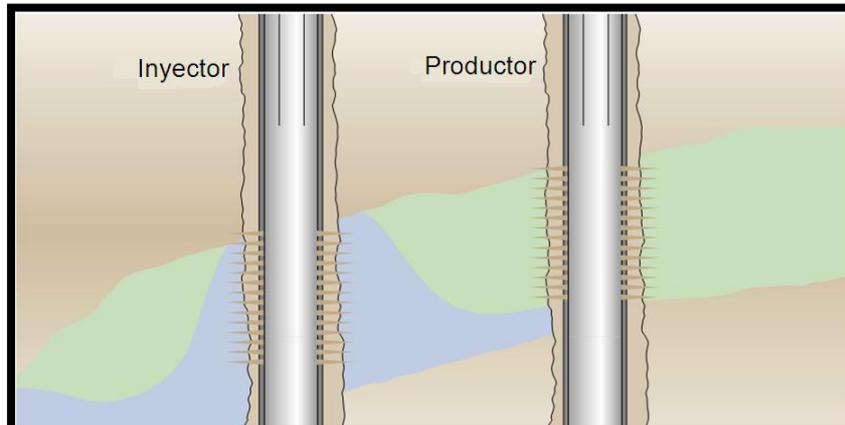


Figura 1.17 Capa con presencia de segregación gravitacional<sup>3</sup>

10) **Capa inundada con flujo transversal.** El flujo transversal de agua puede existir en capas de alta permeabilidad que no se encuentran aisladas por barreras impermeables. Los pozos horizontales completados en una sola capa no son proclives a este tipo de problema. Si un pozo sumamente inclinado está completado en múltiples capas, este problema puede ocurrir al igual que en un pozo vertical.

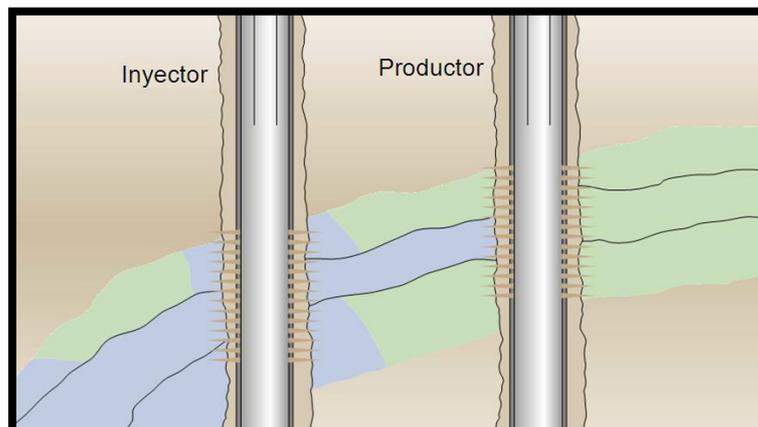
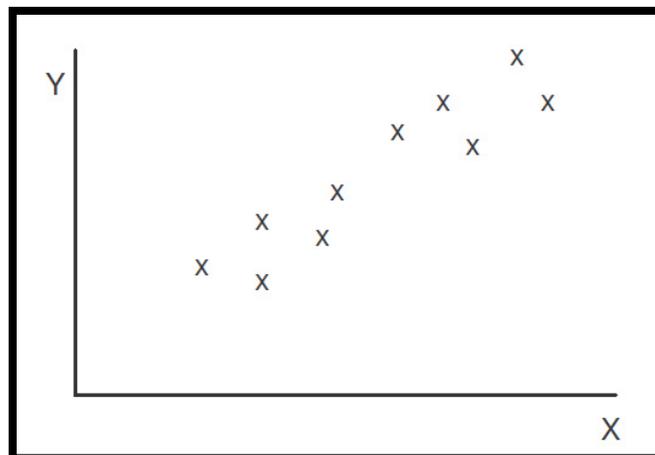


Figura 1.18 Capa inundada con presencia de flujo transversal<sup>3</sup>

## 1.4 Regresión Lineal

El análisis de regresión es una técnica estadística para investigar la relación funcional entre dos o más variables, ajustando algún modelo matemático. En la

regresión lineal se parte de un conjunto de observaciones  $(x_i, y_i)$  de dos variables  $x$  y  $y$ . Por alguna razón, se ha decidido que la relación existente entre ambas variables es esencialmente lineal. Las razones para esta decisión pueden estar basadas en la inspección de la representación gráfica de los datos (diagrama de dispersión), en consideraciones teóricas sobre la forma en que actúa una variable sobre otra, ser una primera aproximación tentativa o una mezcla de todas las anteriores. Aunque la relación entre esas dos variables sea substancialmente lineal, las observaciones obtenidas no estarán perfectamente alineadas, sino que se encontrarán más o menos dispersas debido a factores no controlados o a la variabilidad intrínseca de la variable considerada. La situación será la que se refleja en la *figura 1.19*.



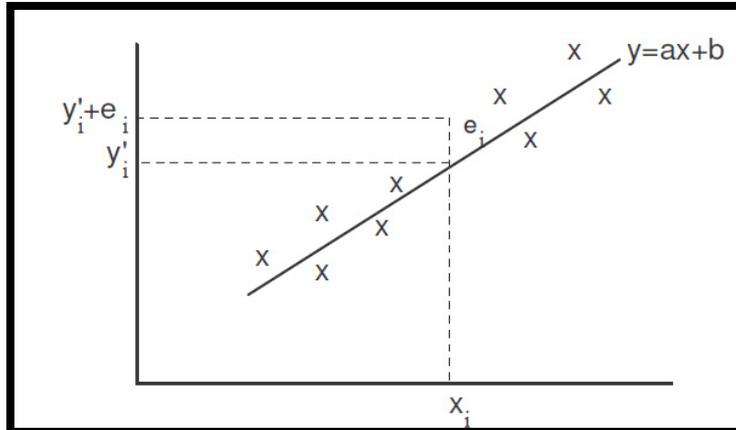
*Figura 1.19 Diagrama de dispersión*

Si se pretende predecir la variable  $y$  en función de los valores de la variable  $x$ , se debe determinar la recta de regresión de  $y$  sobre  $x$  que tendrá como expresión genérica:

$$y = ax + b \quad (1.6)$$

Donde  $a$  es la pendiente de la recta que representa el incremento que experimenta el valor  $y$  por cada unidad que se incrementa el valor de  $x$ , y  $b$  es la ordenada en el origen, es decir, el valor de  $y$  cuando  $x$  vale cero. Obviamente, como los puntos que representan a las observaciones, no están perfectamente alineados, la recta no determinará exactamente los valores de  $Y$ . Si se calcula la diferencia entre el valor observado y el que predice la recta,

se obtiene una diferencia llamada residuo. Esta situación se puede apreciar en la *figura 1.20*:



*Figura 1.20* Gráfica donde se muestra la recta y la existencia del residuo

Si se designa en  $y'$  los valores que predice la recta de regresión, se tiene que:

$$y'_i = ax_i + b \quad (1.7)$$

De acuerdo con lo expresado anteriormente en la *ecuación 1.7*, los residuos serán:

$$e_i = y_i - y'_i \quad (1.8)$$

Y, despejando de la *ecuación 1.8* obtenemos el modelo explicativo de las observaciones:

$$y_i = y'_i + e_i = ax_i + b + e_i \quad (1.9)$$

### 1.4.1 Recta de mínimos cuadrados

Para abordar el problema de determinar los coeficientes  $a$  y  $b$  de la recta que mejor se ajusta a un conjunto de observaciones (datos)  $(x_i, y_i)$ , se utilizará el método de mínimos cuadrados. Este método consiste en determinar la recta de tal forma que la suma de los cuadrados de los residuos sea mínima. A

continuación se explica la aplicación del método, de donde se obtienen las siguientes expresiones (*ecuación 1.10* y *ecuación 1.11*):

$$a = \frac{S_{XY}}{S_X^2} \quad (1.10)$$

$$b = \bar{y} - a\bar{x} \quad (1.11)$$

Se deducen las expresiones de la pendiente y la ordenada en el origen de la recta que hace mínima la suma de los cuadrados de los residuos. Es decir, se desea encontrar los valores de  $a$  y  $b$  que hacen mínima la función:

$$H = \sum_{i=1}^n e_i^2 = \sum_{i=1}^n [y_i - (ax_i + b)]^2 \quad (1.12)$$

Para calcular el mínimo de esta función, deben determinarse los puntos en que su derivada vale cero. Por consiguiente, derivando la *ecuación 1.12* con respecto a  $b$  tenemos:

$$\frac{\partial H}{\partial b} = \sum_{i=1}^n 2 \cdot [y_i - (ax_i + b)] \cdot (-1) \quad (1.13)$$

Igualando la *ecuación 1.13* a cero:

$$\sum_{i=1}^n 2[y_i - (ax_i + b)](-1) = 0 \Rightarrow \sum_{i=1}^n [y_i - (ax_i + b)](-1) = 0$$

... (1.14)

Si se expresa como la suma de cada término se tiene:

$$-\sum_{i=1}^n y_i + \sum_{i=1}^n ax_i + \sum_{i=1}^n b = 0 \Rightarrow \sum_{i=1}^n ax_i + \sum_{i=1}^n b = \sum_{i=1}^n y_i$$

...(1.15)

Sacando factor común de la *ecuación 1.15*, se obtiene la *primera de las ecuaciones normales (ecuación 1.16)*:

$$a \sum_{i=1}^n x_i + nb = \sum_{i=1}^n y_i \quad (1.16)$$

Derivando la *ecuación 1.12* con respecto de  $a$ , se tiene:

$$\sum_{i=1}^n 2 \cdot [y_i - (ax_i + b)] \cdot (-x_i) \quad (1.17)$$

Es igualando *ecuación 1.17* a cero:

$$\sum_{i=1}^n 2[y_i - (ax_i + b)](-x_i) = 0 \Rightarrow \sum_{i=1}^n [y_i - (ax_i + b)](-x_i) = 0$$

...(1.18)

Expresando la *ecuación 1.18* como suma de cada término:

$$-\sum_{i=1}^n y_i x_i + \sum_{i=1}^n ax_i^2 + \sum_{i=1}^n bx_i = 0 \Rightarrow \sum_{i=1}^n ax_i^2 + \sum_{i=1}^n bx_i = \sum_{i=1}^n y_i x_i$$

...(1.19)

Sacando factor común de la *ecuación 1.19* se obtiene la *segunda de las ecuaciones normales (ecuación 1.20)*:

$$a \sum_{i=1}^n x_i^2 + b \sum_{i=1}^n x_i = \sum_{i=1}^n y_i x_i \quad (1.20)$$

Las ecuaciones normales constituyen un sistema de dos ecuaciones, del cual pueden obtenerse los valores de  $a$  y  $b$ . Despejando  $b$  de la primera de las ecuaciones normales (*ecuación 1.16*), se tiene:

$$a \sum_{i=1}^n x_i + nb = \sum_{i=1}^n y_i \Rightarrow nb = \sum_{i=1}^n y_i - a \sum_{i=1}^n x_i \Rightarrow b = \frac{\sum_{i=1}^n y_i}{n} - a \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}$$

...(1.21)

Con lo que se obtiene:

$$b = \bar{y} - a\bar{x} \quad (1.11)$$

Si en la segunda de las ecuaciones normales (*ecuación 1.20*), se divide ambos términos por  $n$ , se obtiene:

$$a \sum_{i=1}^n x_i^2 + b \sum_{i=1}^n x_i = \sum_{i=1}^n y_i x_i \Rightarrow a \frac{\sum_{i=1}^n x_i^2}{n} + b \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n y_i x_i}{n}$$

...(1.22)

Sustituyendo  $b$  por la expresión de la *ecuación 1.22*, y teniendo en cuenta la expresión de la media, se tiene:

$$a \frac{\sum_{i=1}^n x_i^2}{n} + (\bar{y} - a\bar{x})\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n y_i x_i}{n} \Rightarrow a \frac{\sum_{i=1}^n x_i^2}{n} + \bar{y} \cdot \bar{x} - a\bar{x}^2 = \frac{\sum_{i=1}^n y_i x_i}{n}$$

...(1.23)

Sacando el factor común y reordenando los términos en la *ecuación 1.23*:

$$a \left( \frac{\sum_{i=1}^n x_i^2}{n} - \bar{x}^2 \right) = \frac{\sum_{i=1}^n y_i x_i}{n} - \bar{x}\bar{y} \Rightarrow a \cdot S_X^2 = S_{XY} \quad (1.24)$$

Con lo que finalmente se obtiene:

$$a = \frac{S_{XY}}{S_X^2} \quad (1.10)$$

Ahora que se han determinado los coeficientes  $a$  y  $b$ , es posible dar la ecuación de la recta que mejor se ajusta a una nube de puntos.

Como se ha mencionado, el objetivo de la regresión es poder predecir los valores de una variable en función de los de la otra variable. De esta forma los valores que proporciona la recta de regresión de  $y$  sobre  $x$ :

$$y'_i = ax_i + b \quad (1.7)$$

Deben de entenderse como las predicciones de la variable  $y$  que se obtienen para cada valor de  $x_i$ . Esto permite obtener valores de dicha variable, incluso en aquellos casos para los cuales no existen observaciones.

Como los residuos son la diferencia entre los valores empíricos  $y_i$  y la predicción  $y'$  que corresponde a un valor  $x_i$ , cabe esperar que su media sea cero, por consiguiente, la media de los valores  $y_i$  correspondientes a los individuos con valor  $x_i$ , será igual a la predicción común  $y'_i$ . Como esto sucede para todo valor  $x_i$ , entonces la media de la variable  $y$  coincidirá con la media de las predicciones.

A partir de la *ecuación 1.9*:

$$y_i = y'_i + e_i \quad (1.9)$$

Y considerando que los valores de los residuos son independientes de los valores  $x_i$  y por tanto las predicciones serán independientes de los residuos, puede deducirse que la varianza de la variable  $y$  se descompone en la suma de la varianza de las predicciones más la varianza de los residuos, es decir:

$$S_Y^2 = S_{y'}^2 + S_e^2 \quad (1.25)$$

La varianza de las predicciones es la parte de la variabilidad de la variable  $y$  que puede determinarse a partir de la relación con la variable  $x$ . Mientras que la varianza de los residuos es la parte de la variabilidad de la variable  $y$ , que no puede ser explicada por su relación con la variable  $x$ . Por lo tanto, la proporción de la varianza explicada:

$$\frac{S_{y'}^2}{S_Y^2} \quad (1.26)$$

La ecuación 1.26 será un indicador del grado de ajuste de los datos a la recta de regresión obtenida y de la exactitud de las predicciones que se realicen, a partir de ella.

Si se tiene en cuenta que la expresión que proporciona las predicciones es:

$$y'_i = ax_i + b \quad (1.7)$$

Se puede apreciar que, de hecho, las predicciones son una transformación lineal de los valores de la variable independiente  $x$ , es decir, que cada predicción se obtiene multiplicando el correspondiente valor  $x_i$  por una constante  $a$  y sumándole otra constante  $b$ . Recordando las propiedades de la varianza, los cambios de origen y sumar a todos los valores de la variable una misma cantidad, no afectaban a la varianza. Mientras que los cambios de escala y multiplicar todos los valores de la variable por un mismo número, hacían que la varianza quedase multiplicada por el cuadrado del factor de escala. Por consiguiente, la varianza de las predicciones será igual a la varianza de la variable independiente por el cuadrado de la pendiente. Es decir:

$$S_{y'}^2 = a^2 S_X^2 \quad (1.27)$$

Si en la ecuación 1.27 se sustituye  $a$  por la expresión que permite su cálculo, se tiene:

$$a = \frac{S_{XY}}{S_X^2} \Rightarrow S_{y'}^2 = \frac{S_{XY}^2}{S_X^4} \cdot S_X^2 = \frac{S_{XY}^2}{S_X^2} \quad (1.28)$$

Para calcular la proporción de la varianza explicada, dividimos por la varianza total de la variable dependiente  $y$ , obteniendo:

$$\frac{S_{y'}^2}{S_Y^2} = \frac{S_{XY}^2}{S_X^2 S_Y^2} = r^2 \quad (1.29)$$

Luego, la proporción de la varianza explicada es igual al cuadrado del coeficiente de correlación de Pearson, cantidad que recibe el nombre de *coeficiente de determinación* y que se interpreta como la proporción de la varianza de la variable dependiente  $y$  que se explica por su relación lineal con la variable independiente  $x$ .

## **CAPÍTULO II. DESCRIPCIÓN DEL TRATAMIENTO CON CEMENTOS ULTRAFINOS PARA CONTROL DE AGUA**

### **2.1 Soluciones a la producción anticipada de agua**

Después de aplicar los métodos de diagnóstico y con éstos, clasificar el problema de la producción de agua en uno de los diez anteriores, lo que se necesita es dar una solución al problema conocido.

Las soluciones en general se pueden dividir en dos grandes grupos, soluciones a nivel de vecindad de pozo o integridad mecánica y soluciones a nivel de yacimiento.

#### **➤ A nivel de pozo**

A nivel de vecindad de pozo o integridad mecánica las soluciones consisten en accesorios mecánicos y/o cementos.

#### **➤ A nivel de yacimiento**

Si la problemática de producción de agua es a nivel del yacimiento es posible replantear la estrategia de explotación y perforar otro tipo de pozos (horizontales, altamente desviados, multilaterales) que sean más apropiados para controlar la producción de agua. También es posible replantear los tipos de terminación para que se consideren accesorios especializados en el control de agua.

Las anteriores medidas son las más efectivas y duraderas pero requieren grandes recursos de inversión, así como una caracterización robusta del yacimiento que en muchos de los casos no se dispone.

Existen soluciones temporales a la producción anticipada de agua, estas consisten en el bombeo contraformación de fluidos diseñados con diferentes objetivos:

- ✓ Dentro del pozo
  - ✓ En la vecindad del pozo
  - ✓ En la matriz
  - ✓ En las fracturas
-

*Tabla 2.1 Tratamientos y su aplicación*

Descripción	Dentro del pozo			Cerca del pozo				Matriz			Fractura				
	Tapón	Disparos	Abandono	Roturas de TR	Canalización detrás de TR	Exclusión de agua	Aislamiento de zonas de alta presión	Cono o cresta	Canal de alta permeabilidad	Canalización desde un inyector	Acidificación cerca de zona de agua	Acidificación que trajo agua	Fracturas y fisuras	Fracturamiento cerca de zonas de agua	Fracturamiento que trajo agua
Lechada de cemento															
Polímero entrecruzado orgánicamente de penetración somera															
Cemento de Magnesia con fraguado de ángulo recto															
Cemento micromatriz en lechada base aceite															
Polímero entrecruzado orgánicamente de penetración profunda															
Monómero de Acrilato polimerizado in situ															
Gel de Silicato de Sodio catalizado internamente															
Cristales de Poliacrilamida entrecruzada hinchables en agua															
Modificador de permeabilidad relativa para control de agua															
Modificador de permeabilidad relativa para control de agua durante el fracturamiento															
Modificador de permeabilidad relativa para divergencia de ácidos															
Modificador de permeabilidad relativa versión de bajo peso molecular															
Modificador de permeabilidad relativa para modificación de perfiles de inyección en pozos inyectores															

## 2.2 Cementos

El cemento es una combinación de diferentes materiales que al ponerse en contacto con el agua forman un cuerpo sólido. Los materiales presentes en el cemento tienen altos contenidos de carbonato de calcio, sílice, fierro y arcilla y algo de óxido de hierro y aluminio (si la arcilla no los contiene), dichos materiales primero son pulverizados para posteriormente ser mezclados en las proporciones

correctas. Esta mezcla se calcina en hornos horizontales a muy altas temperaturas y provoca una reacción química entre los ingredientes, que los lleva a convertirse en “clinker”, que contiene todos los componentes del cemento, excepto el sulfato de calcio, que se agrega como ingrediente final, dando lugar al “cemento”.

El cemento fragua cuando la mezcla de cemento y agua (conocida como lechada) se deja estática al aire o cuando la mezcla se coloca en agua. El cemento fraguado posee baja permeabilidad y es insoluble en el agua, por lo que al estar en presencia de ésta, no se modifican sus propiedades.

Los cementos tienen propiedades físicas que influyen en su comportamiento, algunas de las más importantes son las siguientes:

- Gravedad específica (Ge). Es el peso por unidad de volumen de los granos de cemento específicamente, sin considerar otros materiales, como el aire o el agua.
- Peso volumétrico (PV). Es el volumen por unidad de masa, considerando el aire que se encuentra entre los granos de cemento.
- Blaine. Fineza de los granos de cemento. Representa el área expuesta de los granos al contacto con el agua y se determina como una función de permeabilidad al aire. Esta propiedad indica el tamaño de los granos del cemento y tiene influencia en el requerimiento de agua necesario para preparar la lechada. Sus unidades son  $\text{cm}^2/\text{gr}$ ,  $\text{m}^2/\text{kg}$ .
- Distribución del tamaño de partícula. Es un indicador de la eficiencia con la que se realizó el proceso de fabricación sobre la homogeneización de los materiales crudos molidos.
- Tamaño promedio de partículas. Dentro de la gama de tamaños de grano que integran el cemento es el tamaño de grano que ocupa el 50% de un peso determinado de cemento.

### 2.2.1 Cemento Ultrafino

El cemento ultrafino se obtiene a partir de la molienda del cemento Portland, o por medio de cementos base escoria de alto horno. La principal diferencia de éste con respecto a

---

otros es el tamaño de partícula. El cemento ultrafino obtenido por molienda en seco tiene un tamaño máximo de partícula de  $20\ \mu\text{m}$  y la superficie de contacto específica, *Blaine*, es mayor a los  $9000\ \text{cm}^2/\text{gr}$ , mientras que los cementos convencionales utilizados en la industria, van de los  $2200\ \text{cm}^2/\text{gr}$  (cemento H) a los  $4700\ \text{cm}^2/\text{gr}$  (cemento C). El *Blaine* también se ve relacionado con la característica velocidad de reacción del cemento ultrafino, ya que al tener una mayor área de contacto, cuando se encuentra con el agua se hidrata rápidamente, reduciendo su tiempo de bombeabilidad. Además, debido al tamaño de partícula, es capaz de alcanzar zonas con espacios muy reducidos.

La industria petrolera también ha sabido aprovechar estas características para la resolución de problemas y se han diseñado sistemas en los que se permite movilizar al cemento ultrafino hasta aquellas zonas donde es requerido pero, a su vez, evitando el lidiar con su corto tiempo bombeable.

### **2.3 Descripción del Tratamiento**

Un tratamiento es una acción o programa que tiene como objetivo contrarrestar efectos negativos observados en el funcionamiento de algo, el origen de estos efectos tuvo que haber sido identificado para poder elegir el tratamiento que permita restablecer el orden. En este caso, una vez que se ha diagnosticado que la producción de agua se debe a la canalización de la misma a través de las fracturas, se ha decidido solucionar el problema con la aplicación del tratamiento con cemento ultrafino.

Para el caso del yacimiento al que se le aplicará el tratamiento con cemento ultrafino, el mínimo o nulo aporte de la matriz se debe a que su permeabilidad es muy baja, por lo que las fracturas actúan como conductos que facilitan la circulación de fluidos en el yacimiento. En consecuencia, el tratamiento está encaminado a llegar hasta aquellas fracturas que conducen el agua que se está produciendo innecesariamente en el pozo y así sellarlas para evitar o reducir su flujo.

Como ya se ha explicado, el tamaño de las partículas promedio del cemento ultrafino es mucho menor al tamaño de partículas de cementos convencionales,

---

sin embargo, este tamaño no es más pequeño que el tamaño de la garganta de poro en la matriz; de tal manera que el tamaño de partícula del cemento es el adecuado para que pueda inyectarse y penetrar hasta las fracturas y fisuras más pequeñas, pero sin pasar entre los poros de la matriz y alojarse ahí.

El sistema de cemento ultrafino emulsionado fue desarrollado a principios de los noventas y desde entonces ha sido utilizado en México. La lechada que se prepara para este proceso, se compone principalmente de tres elementos:

- ✓ cemento ultrafino,
- ✓ un hidrocarburo centrifugado que sirva como transportador (diesel, keroseno u otro) y
- ✓ un surfactante.

Estos elementos se mezclan en una lechada que permanece inactiva hasta que se pone en contacto con agua.



Figura 2.1 Comportamiento del Cemento Ultrafino Emulsionado al contacto con el agua <sup>5</sup>

Es necesario que el medio de transporte sea un fluido base aceite para que el cemento ultrafino no reaccione antes de llegar a las fracturas que canalizan el agua hacia el pozo o incluso antes de llegar a la cara del pozo. Además, este sistema proporciona la ventaja de que no se necesitan retardadores de fraguado para el cemento. La función del surfactante es que el cemento ultrafino pueda ponerse en contacto con el agua una vez que la encuentra, y así empezar a reaccionar.

De esta forma, se tiene la certeza de que la mezcla reaccionará hasta encontrar el agua en las fracturas y que no afectará a aquellas que se encuentran produciendo aceite.

Una vez que la lechada ha establecido contacto con el agua, aun puede ser bombeable un corto período de tiempo, dependiendo de la temperatura y presión del fondo del pozo y del tiempo que le tome a la lechada entrar en contacto con el agua. Una vez que el cemento fragua, la mezcla se vuelve tan dura y densa como el cemento convencional.

## **2.4 Equipos necesarios**

La aplicación del tratamiento no es una operación que requiera algún tipo de aislamiento mecánico en el pozo, por lo que no se necesita introducir este tipo de equipamiento.

Para lograr que el cemento ultrafino penetre hasta las fracturas se necesita de un sistema de bombeo que puede ser:

- ✓ Bombeo a través de la Tubería de Producción
- ✓ Bombeo a través de Tubería Flexible

## 2.5 Secuencia operativa

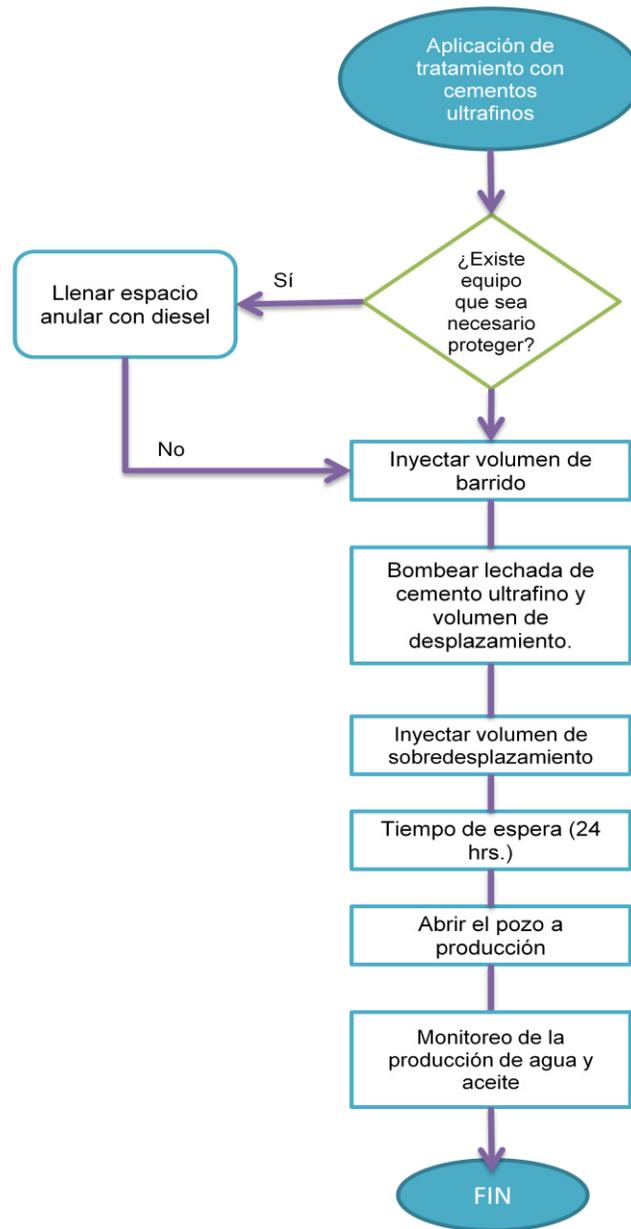


Figura 2.2 Diagrama de flujo de la secuencia operativa

La aplicación del tratamiento para el caso del yacimiento en cuestión, en donde los pozos están equipados con sistemas de Bombeo Neumático, considera los siguientes pasos:

1. Inicialmente se llena el espacio anular con diesel con el fin de proteger las válvulas y mandriles del BN que pudieran tener algunos residuos de agua y así evitar que se tenga cualquier reacción potencial con el cemento.

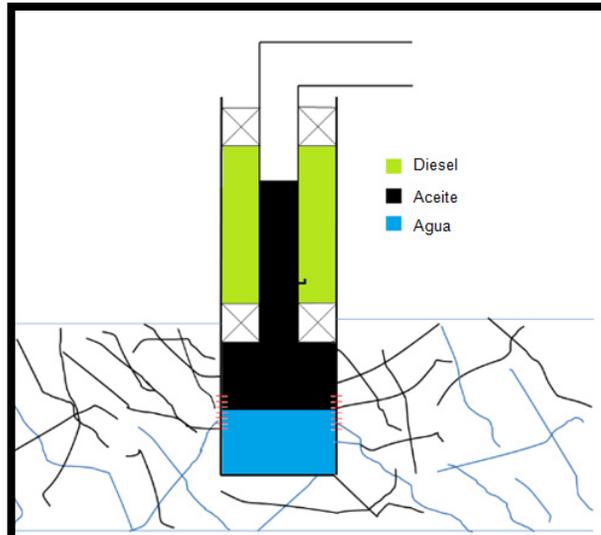


Figura 2.3 Circulación con diesel en el espacio anular

2. Posteriormente se inyecta un volumen de barrido compuesto de un fluido hidrocarburo auxiliado de un surfactante, de manera que éste desplace toda el agua que se encuentre en las cercanías del pozo hacia la formación, con el fin de que el cemento no fragüe dentro del pozo o en la cara de la formación productora, teniendo así resultados desfavorables después de la aplicación del tratamiento.

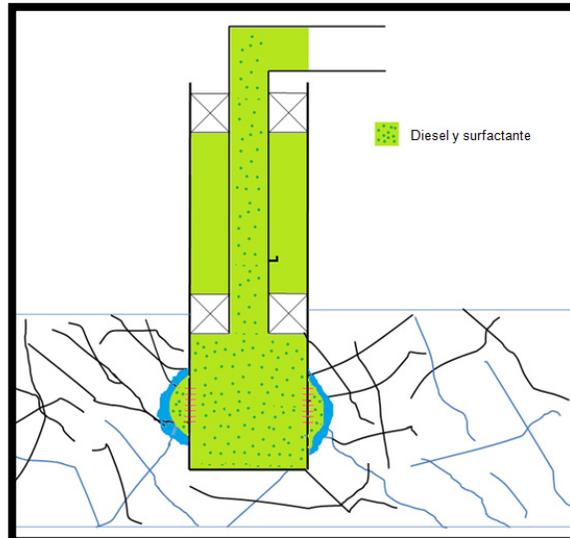


Figura 2.4 Circulación del volumen de barrido

3. Una vez que se han tomado las medidas necesarias para que el tratamiento no actúe en el pozo sino en las fracturas productoras de agua, se procede a bombear la lechada de cemento por medio de la TP o, en algunos casos, por medio de TF. Siempre es recomendable inyectar por medio de la TF, ya que la lechada llega más rápido al fondo del pozo y se evita que fluya de manera inestable dentro de la TP, sin embargo esta práctica está sujeta a la disponibilidad del equipo, por lo que muchas veces se opta por inyectar el tratamiento directamente de la TP.

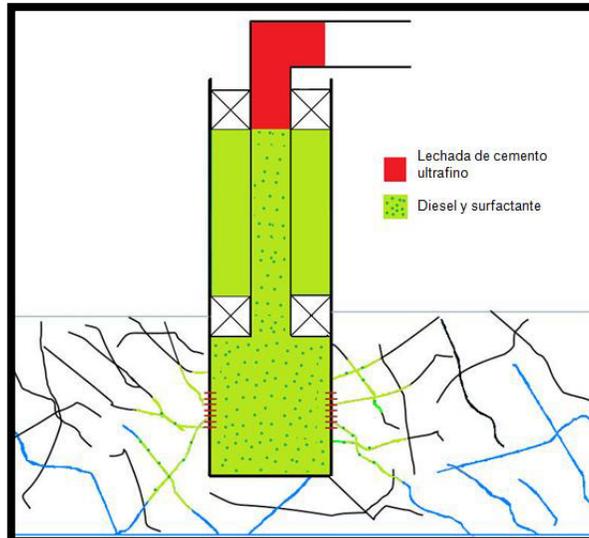


Figura 2.5 Bombeo del tratamiento

4. Finalmente se realiza una etapa de sobredesplazamiento. Consiste en inyectar un volumen de fluido hidrocarburo mucho más grande que el volumen de tratamiento, con el fin de que el hidrocarburo (diesel, en la mayoría de los casos) empuje al tratamiento hacia las fracturas productoras de agua y pueda actuar ahí. Se considera que entre mayor sea el volumen de sobredesplazamiento, la lechada tiene una mejor penetración en la formación, sin embargo no se tiene la certeza de este comportamiento.

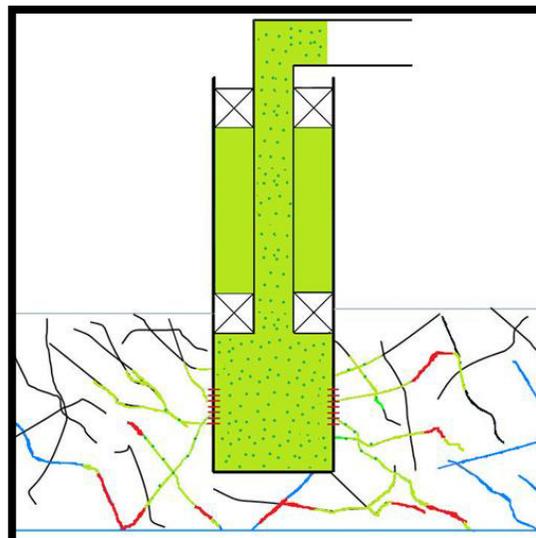


Figura 2.6 Sobredesplazamiento del tratamiento

Se debe tener en cuenta que durante todo el proceso, se está observando la presión de bombeo en superficie. Cuando en la etapa de sobredesplazamiento se observa un aumento de presión, se atribuye a que el cemento ha encontrado su objetivo y empieza a reaccionar.

En otros campos petroleros del sur del país, un aumento en la presión durante la aplicación del tratamiento implica la suspensión de la operación, pero en el caso del yacimiento en estudio este problema no ha sido observado, debido a su alto nivel de fracturamiento y a su condición de depresionamiento.

5. Cuando concluyen las etapas de aplicación del tratamiento, se concede un periodo de tiempo, regularmente de 24 horas, para que el cemento fragüe. Posterior a este período se realiza la apertura del pozo a flujo.

6. Para evaluar los resultados de la aplicación del tratamiento se debe monitorear la producción de agua y aceite del pozo. Estos parámetros dan la pauta para tomar la decisión de repetir el tratamiento.

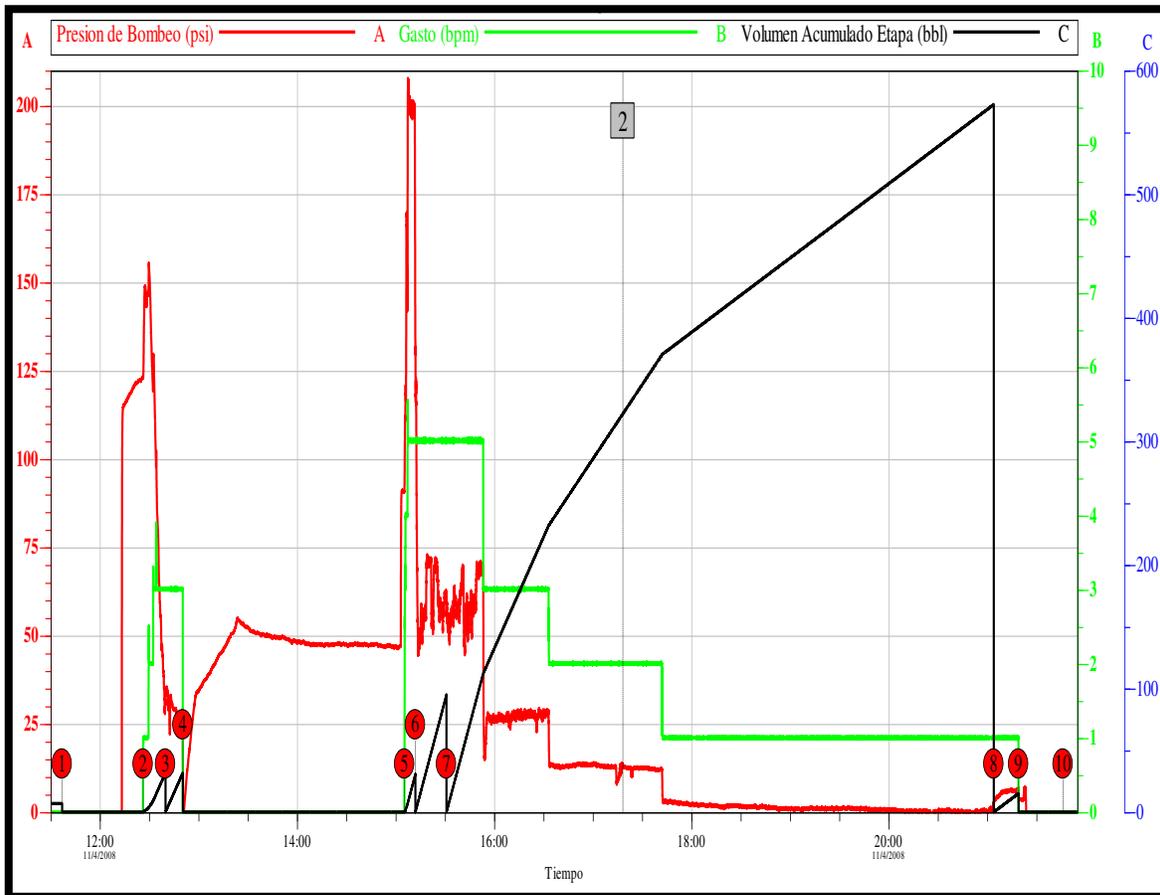


Figura 2.7 Registro de la operación con cemento ultrafino en un pozo

La figura 2.7 es un ejemplo real de los pasos descritos en la secuencia operativa:

- |  |  |
|--|--|
| <p>1) Se inyecta 12[m<sup>3</sup>] de Diesel por espacio anular con Unidad de Alta Presión.</p> <p>3) Inyección de 5[m<sup>3</sup>] de Diesel con surfactante.</p> <p>4) Inicia preparación de la lechada.</p> <p>5) Bombeo de 50[bls] de lechada.</p> | <p>6) Desplazamiento del volumen de tratamiento con 15[m<sup>3</sup>] de diesel con surfactante.</p> <p>7) Sobredesplazamiento con 91[m<sup>3</sup>] de diesel centrifugado.</p> <p>8) Barrido de líneas.</p> <p>9) Bombeo de 50[bls] de diesel con Unidad de Alta Presión.</p> <p>10) Finalización de la operación.</p> |
|--|--|



## CAPÍTULO III. PROBLEMÁTICA EN LA EVALUACIÓN DE RESULTADOS DE TRABAJOS DE CONTROL DE AGUA CON CEMENTOS ULTRAFINOS

### 3.1. Producción anticipada de agua

El largo período de explotación que ha tenido el yacimiento de la Región Marina Noreste, ha dado como consecuencia la reducción de las ventanas de aceite, que sumado a la alta presencia de fracturas en el yacimiento da como resultado un incremento en la producción de agua en los pozos y una declinación considerable de la producción de aceite, por lo que se necesitó tomar medidas al respecto para el manejo de los pozos con el mayor porcentaje de agua.

Esta situación ha llevado al cuerpo técnico encargado del yacimiento a mantener una recopilación constante de información que lo lleve a la generación de propuestas de reingeniería de pozos y nuevas tecnologías.

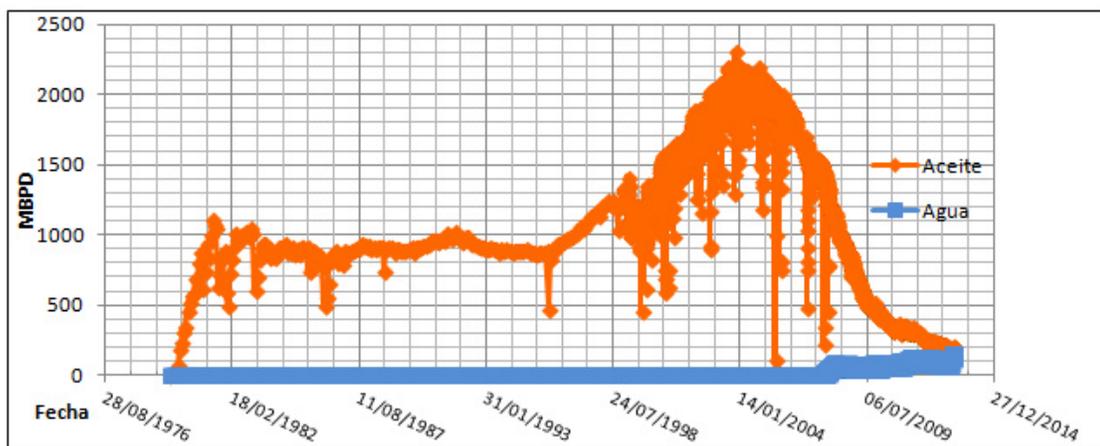


Figura 3.1 Producción diaria Akal 1976-2012

En la *figura 3.1* se observa la producción de aceite y agua del campo Akal a lo largo de su vida productiva, sobresale el pico máximo de la producción en 2004, y como es común observar en los yacimientos naturalmente fracturados, después del pico de producción inicia una rápida declinación. Este es un fenómeno

esperado por el alto ritmo de explotación que ocasiona la pérdida de energía del yacimiento y con ello su capacidad de movilizar los fluidos hacia la superficie.

En la *figura 3.2* se observa con mayor detalle como la producción de agua ha ido en aumento a partir de su aparición y la producción de aceite continúa con una marcada declinación, llegando a producir en fechas recientes casi la misma proporción de agua y aceite, por lo que se ve la necesidad de contar con soluciones eficientes que permitan frenar la producción de agua y evitar los problemas que ésta genera, como son incrustaciones, tratamientos, corrosión, así como los costos asociados a estos problemas.

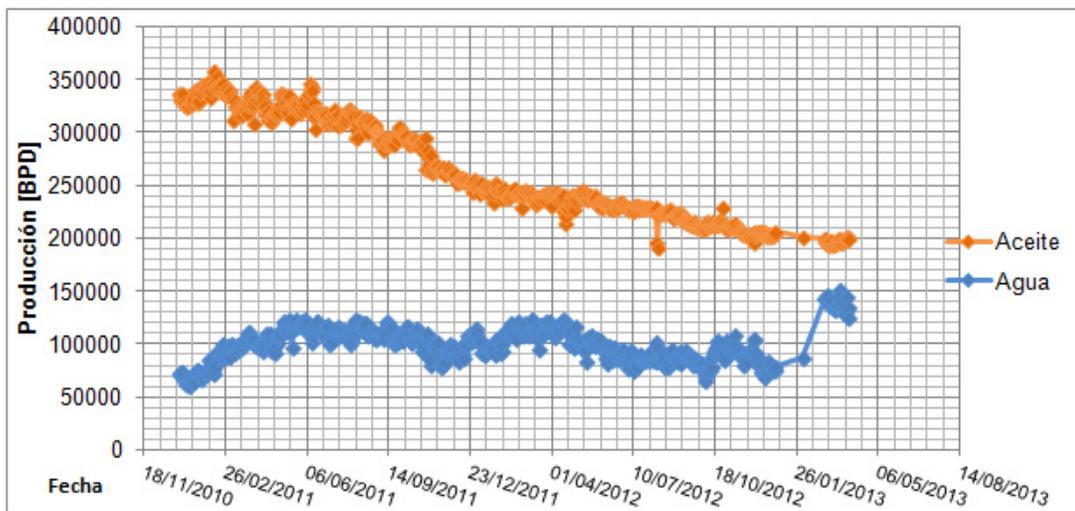


Figura 3.2 Producción diaria Akal 2010-2012

Por lo anterior, se han tomado medidas respecto al control de agua en los pozos, utilizando diversos productos para obturar los canales de flujo y reducir la aportación de agua del yacimiento, entre los que se encuentran los tratamientos con cementos ultrafinos, obteniendo resultados muy variados.

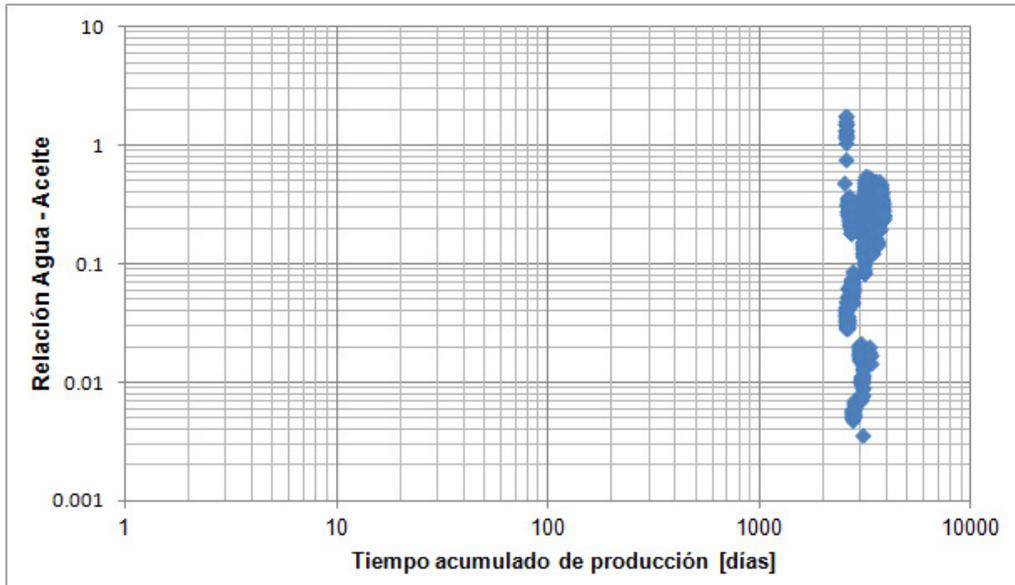


Figura 3.3 Curva de agua de un pozo del yacimiento Akal

La figura 3.3 es un ejemplo real de una curva de agua de uno de los pozos del yacimiento. Se puede observar la rápida invasión de agua en el pozo. Según la teoría establecida por John Elphik, este tipo de curva está asociada a canalizaciones ya sea por fracturas o por flujo detrás de la TR, sin embargo en el análisis integral se descartó la posibilidad de canalización detrás de la TR. Este es sólo un ejemplo de los casos que se tratarán en este estudio.

### **3.2. Resultados de trabajos de control de agua con cementos ultra finos en el campo Akal.**

En el campo Akal se ha implementado la utilización de tratamientos con cementos ultrafinos como una solución de remediación a la irrupción de agua canalizada por fracturas.

Se considera que la implementación ha sido exitosa en general, porque ha permitido que algunos pozos invadidos de agua continúen produciendo al reducir el corte de agua en ellos, sin embargo, también existen casos que han sido nulos o inclusive han resultado contraproducentes. Aún cuando en el campo Akal se

han efectuado varios trabajos de control de agua, los resultados siguen teniendo alta incertidumbre, es decir, no siempre se obtiene la eliminación del corte de agua o al menos la reducción del mismo. Adicionalmente, la esperanza de vida de los resultados también tiene un rango alto de incertidumbre, puesto que algunos pozos vuelven a tener altos cortes de agua inmediatamente o algunos meses después del tratamiento, mientras que otros duran años.

A pesar de lo anterior, se considera un balance positivo el empleo de esta solución de remediación temporal, mas no se ha desarrollado un esquema que pueda evaluar los tratamientos de forma tal que con la experiencia adquirida en cada uno, se obtengan criterios para seleccionar pozos candidatos que garanticen buenos resultados y se descarten aquéllos que no se observen atractivos en base a dichos criterios, por esta razón la técnica ha caído en desuso.

Como se puede apreciar en las *Figuras 3.4 y 3.5* (**Díaz Hernández Ismael, Deolarte García Carlos, 2011**) la producción de agua y la producción de aceite son tomados como parámetros individuales para evaluar los resultados que se obtienen. También se observa que la disminución del porcentaje de agua no está siempre asociada a una recuperación de la producción de aceite, por ejemplo, a pesar de que el pozo C-28D aumentó el gasto de aceite después del tratamiento también aumentó su corte de agua.

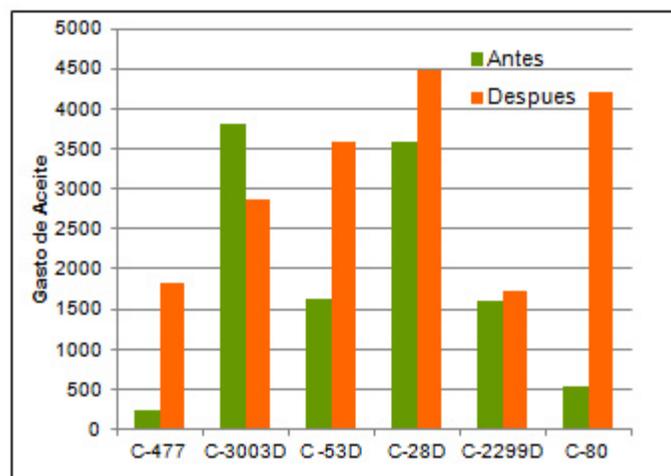


Figura 3.4 Gráfica comparativa del gasto de aceite antes y después del tratamiento <sup>6</sup>

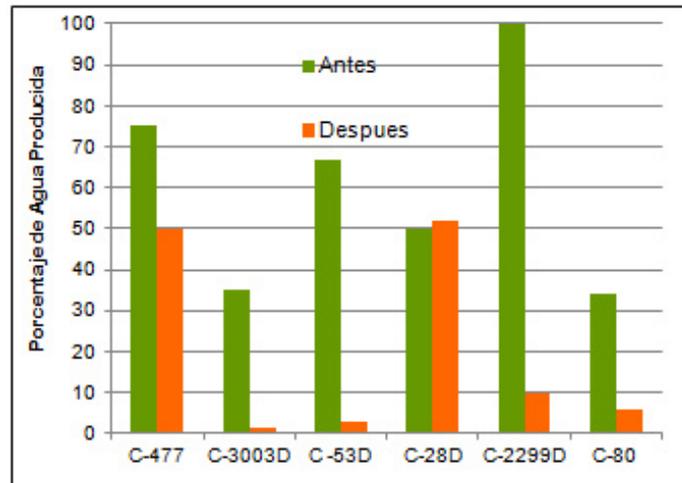


Figura 3.5 Gráfica comparativa del corte de agua antes y después del tratamiento<sup>6</sup>

### 3.3. Variables involucradas en los resultados de trabajos de control de agua con Cementos Ultrafinos

La información disponible de los pozos para determinar la conveniencia o no de un tratamiento de control de agua se encuentra sin duda en los parámetros o variables asociados al pozo. Hasta este momento no existen estudios formales que indiquen la forma en que cada uno de estos parámetros o variables pueda incidir en los resultados de los trabajos de control de agua. A continuación se indican las variables con posibilidades de estar asociadas a los resultados. Para cada una de ellas se realiza una breve descripción de su posibilidad de relación. Como puede verse, el nivel de conocimiento de las variables resulta insuficiente para efectuar un análisis objetivo.

La información se divide en variables de decisión que son aquellas sobre las que se tiene un nivel de control al ser determinadas por los diseñadores de tratamiento; variables aleatorias, aquellas que son propias del pozo o del yacimiento cuyo valor puede ser conocido pero con un cierto grado de incertidumbre, y finalmente información de clasificación.

Tabla 3.1 Variables relacionadas con el tratamiento

**Decisión**

- Volúmenes (tratamiento, barrido, desplazamiento, sobre desplazamiento)
- Tiempo de fraguado
- Gastos de inyección (Desplazamiento, sobre desplazamiento)

**Aleatorias**

- Presiones (desplazamiento, sobre desplazamiento)
- Corte de agua y gasto de aceite antes y después de la intervención
- Presión y temperatura del yacimiento
- Espesor del intervalo
- Número de fracturas conductivas en el intervalo disparado
- Distancia a la falla conductiva más cercana, vertical al CAA y vertical al CGA
- Índice de productividad, Factor de daño, caída de presión,  $Q_0$ ,  $Q_0$  crítico
- Permeabilidad promedio de la formación, de las fracturas, de la matriz y promedio del intervalo
- Porosidad promedio, de la matriz y de la fractura, Salinidad del agua, Saturación de agua

**Clasificación**

- Yacimiento (KI, KM, BTPKS), Litología, tipo de roca (1, 2, 3)
- Tipo de perfil de aportación (Inferior, superior, Uniforme)
- Canalización atrás de la TR (Si, No)
- Requirió estimulación (Si, No)
- Otro producto simultáneo (Si, No)
- Trabajos previos o posteriores

**Corte de agua antes y después de la intervención.** Se puede obtener el valor de esta variable en todos los pozos a los que se les aplicó el tratamiento, y es posible utilizarlo como una medición directa de los resultados.

**Gasto de aceite antes y después de la intervención.** Al igual que el corte de agua, es un parámetro en el que han basado las evaluaciones de los resultados hasta ahora, para clasificarlos como buenos o malos.

**Presión y temperatura del yacimiento.** Aunque estos son parámetros que deben tomarse en cuenta para la aplicación del tratamiento pues el fraguado del cemento depende directamente de ellas, se consideran de poca relevancia puesto

que el rango de temperatura, al igual que el de presión, en el área de aplicación no varían de manera significativa.

**Longitud del intervalo.** Si el espesor del intervalo es grande es posible que esté más cerca del CAA y en contacto con una mayor cantidad de fracturas, que por lo tanto, haya más posibilidades de que el tratamiento llegue a las fracturas invadidas por agua.

**Número de fracturas conductivas en el intervalo disparado.** Esta variable puede estar muy relacionada con los resultados que se tengan después de la aplicación del tratamiento pues éste está directamente dirigido a encontrar estas fracturas, sin embargo esta información es muy difícil de obtener.

**Distancia vertical al CAA.** Entre más corta sea la distancia al CAA, se puede pensar que el cemento llegará más rápido a su objetivo.

**Distancia vertical al CGA.** No se sabe con certeza si este parámetro pudiera tener una relación con los resultados, pero debido a que se posee mucha información de esta distancia, sería conveniente analizarla.

**Distancia a la falla conductiva más cercana.** Esta variable podría tener un impacto importante en los resultados, pues las fallas conductivas siempre tienen influencia en la productividad de los pozos en yacimientos fracturados, así como en su vulnerabilidad a la producción de agua. Existen limitaciones para la determinación de esta variable.

**Índice de productividad.** Debido a que el índice de productividad está directamente relacionado con la permeabilidad y ésta a su vez, con el número de fracturas presentes, es entonces un parámetro importante y aunque es fácilmente medible no siempre se tiene un valor objetivo.

**Factor de daño.** El factor de daño habla de que la permeabilidad puede verse afectada en la cara de la formación al pozo, por lo que si existe algún obstáculo

---

en el intercambio de fluidos tanto de la formación al pozo como del pozo a la formación, la efectividad del tratamiento también puede verse afectada.

**Caída de presión (DP).** Esta variable depende de propiedades de la formación pero también de los ritmos de explotación que se deciden para el pozo.

**Gasto de aceite crítico ( $Q_{oc}$ ).** Esta no es una variable con la que se pueda encontrar una correlación con los resultados, sin embargo, el mantener la producción de un pozo por encima o por debajo de este valor debe tener influencia en los resultados. Por lo general los pozos se explotan a ritmos superiores a este gasto.

**Permeabilidad promedio de la formación.** Debido a la heterogeneidad del yacimiento, el valor promedio de la permeabilidad no es un valor que describa precisamente el flujo de fluidos cerca de un pozo cualquiera. Aunque es un valor fácil de determinar, la información por pozo es escasa.

**Permeabilidad de las fracturas ( $K_f$ ).** Las fracturas son el medio principal por el que el yacimiento produce tanto aceite como agua, por esta razón, la permeabilidad en ellas debe ser una variable importante en el estudio. Aunque se tienen valores con los que se corren los simuladores de yacimientos, no se considera que estos sean apropiados debido a que generalmente los simuladores son ajustados con una gran cantidad de variables.

**Permeabilidad de la matriz ( $K_m$ ).** Como es normal en un yacimiento de carbonatos y naturalmente fracturado, la permeabilidad de la matriz es muy baja. Al igual que la permeabilidad de las fracturas los valores con los que se cuenta no se consideran representativos para análisis a nivel de pozo.

**Permeabilidad promedio del intervalo.** Al hablar de la permeabilidad del intervalo, se habla un valor que califica el flujo de fluidos en la vecindad del pozo y que al tratarse de una variable que está estrechamente ligada a las fracturas,

---

podría tener una influencia en los resultados obtenidos, sin embargo existe muy poca información de este parámetro.

**Porosidad.** Esta variable podría ser correlacionada directamente a los resultados, debido a que aunque el cemento no penetra en los poros de la matriz, éstos pueden constituirse en canales de flujo alternativos para el aceite cuando el cemento ultrafino tapona las fracturas invadidas de agua.

**Salinidad del agua.** Utilizada para caracterizar al agua y definir su procedencia, posiblemente no juega un papel relevante más que en el diseño genérico del sistema.

**Saturación de agua.** La saturación inicial, que es un valor conocido, se ve afectada cuando el agua del acuífero invade la zona productora. Esto hace difícil tener una valoración real de este parámetro.

**Volumen de tratamiento.** Es una variable sobre la que se tiene control durante el diseño y operación, su variación tiene un impacto directo en los valores que se obtienen al final del proceso, por ello resulta importante.

**Volumen de barrido:** Su función es retirar el agua del camino que sigue el tratamiento de la superficie hasta las fracturas para evitar un fraguado prematuro.

**Volumen de desplazamiento:** Su función de empujar el volumen de tratamiento hasta la zona de disparos. Este volumen es determinado por la volumetría del pozo y el diseñador no tiene decisión sobre este volumen.

**Volumen de sobredesplazamiento.** Afecta principalmente la penetración que puede alcanzar el tratamiento en el sistema de fracturas del yacimiento, por lo que resulta importante.

**Tiempo de fraguado.** Aunque el tiempo en el que el cemento ultrafino alcanza consistencias suficientes para obstruir el flujo de agua es de una hora, en todos

los pozos se ha considerado un tiempo de reposo de 24 horas, por lo que este parámetro no tiene forma de comparación en los resultados.

**Gasto de inyección de desplazamiento.** Es el gasto con el que el tratamiento es inyectado en el intervalo. Aunque este gasto da una idea de la velocidad con la que el tratamiento penetra en el intervalo y con esto estimar su penetración. Debido a que durante los tratamientos el gasto de desplazamiento muchas de las veces se hace por etapas, no es posible tener un valor único.

**Gasto de sobredesplazamiento.** Es el gasto con el que el tratamiento es desplazado en el yacimiento. Aunque este gasto da una idea de la velocidad con la que el tratamiento penetra en el yacimiento y con esto estimar su penetración. Debido a que durante los tratamientos el gasto de sobredesplazamiento muchas de las veces se hace por etapas, no es posible tener un valor único.

**Trabajos previos o posteriores.** Esta información aumenta el grado de complejidad de cualquier análisis al no poder discretizar la participación de éxito que le toca en los resultados.

La gran cantidad y la naturaleza de las variables, se vuelven una razón por la cual, desarrollar un modelo para predecir el éxito o fracaso del tratamiento en un pozo se vuelve una tarea difícil.

### **3.4. Retos para predecir éxito en trabajos de control de agua con cementos ultra finos**

Se han efectuado esfuerzos importantes en tratar de modelar numéricamente la colocación de cementos en las fracturas y, aunque se han conseguido resultados importantes en este rubro, aún hay grandes dificultades para poder predecir resultados basados en la información del pozo a tratar.

Como se aprecia en la sección anterior, el número de variables que pudieran estar relacionadas en menor o mayor grado a los resultados de los tratamientos

---

con cementos ultrafinos es elevado, por este motivo, la elaboración de un modelo analítico queda fuera del alcance de este trabajo.

Los principales retos para obtener una correlación entre los resultados y las variables involucradas, se pueden sintetizar en lo siguiente:

- Inestabilidad de los valores de gastos de aceite y cortes de agua, debido a las condiciones de medición a las que fueron tomadas.

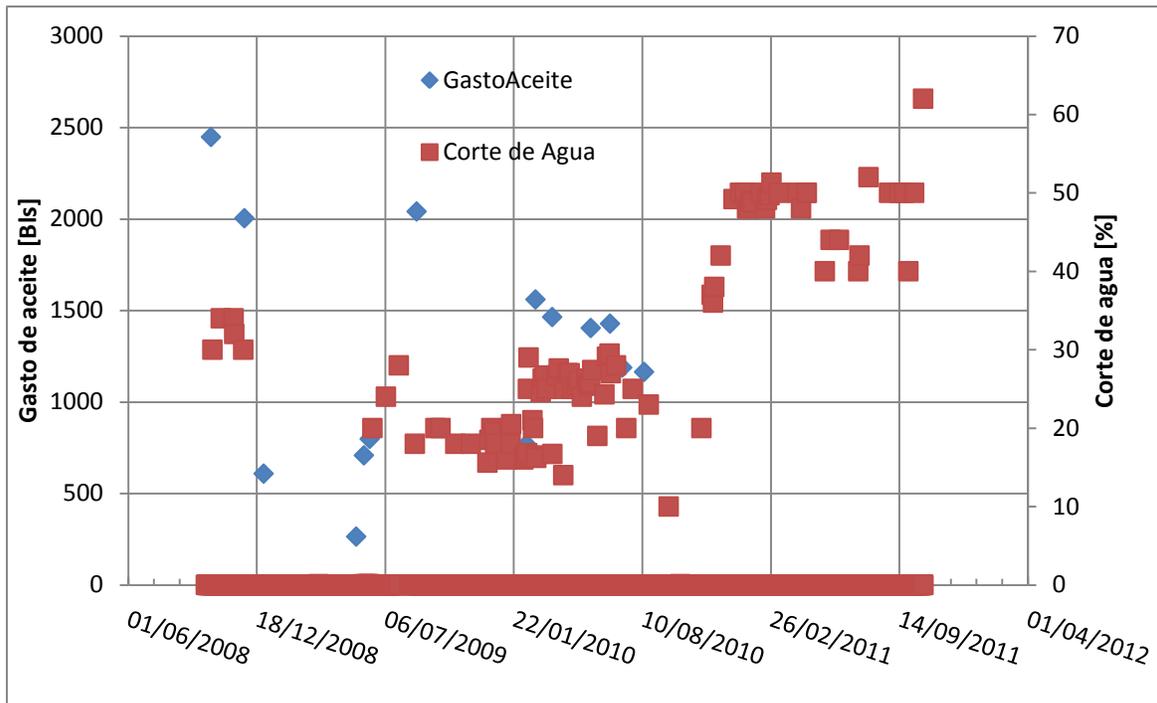


Figura 3.6 Gráfica de mediciones de gasto de aceite y corte de agua contra tiempo – Elaborada con información del sistema OVS (One Virtual Source) de la Región Marina Noreste de PEP.

- La incertidumbre existente en el diagnóstico de la producción de agua. Los gráficos de diagnóstico están diseñados para ser utilizados en condiciones de flujo estable (sin variaciones de estrangulador), esta situación rara vez se observa en el campo en estudio, sin embargo, al ser la única información disponible se usan en conjunto con otros datos para darle certidumbre al diagnóstico.

- Se manejan demasiadas variables con alta dispersión en la correlación con los resultados, como se aprecia en las Figuras 3.7 a la 3.22:

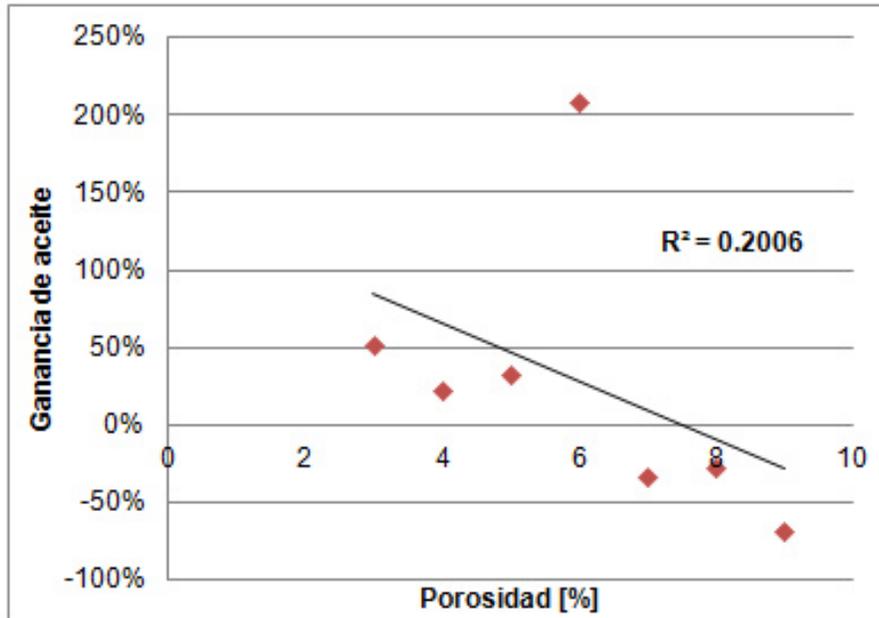


Figura 3.7 Gráfica de la ganancia de aceite respecto a la porosidad

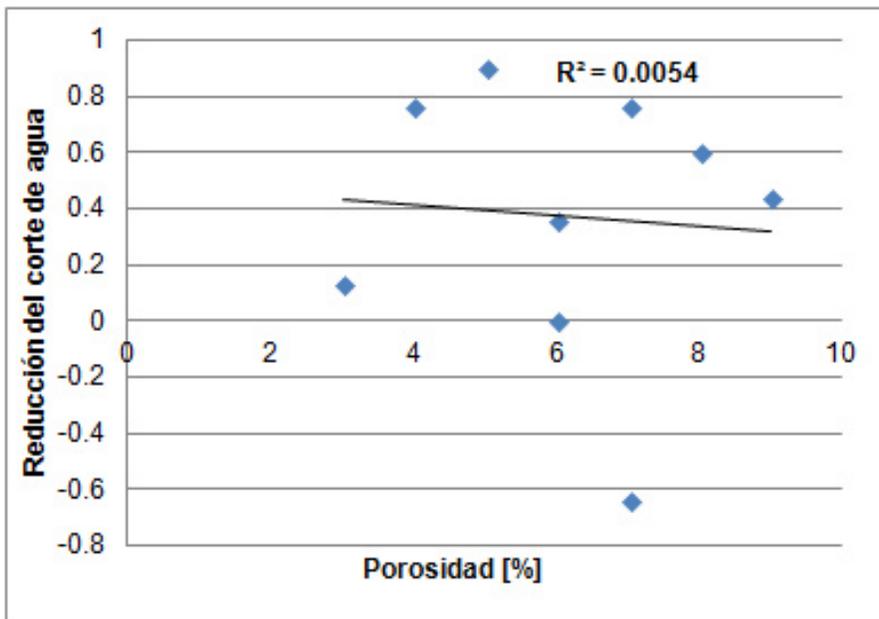


Figura 3.8 Gráfica del corte de agua respecto a la porosidad

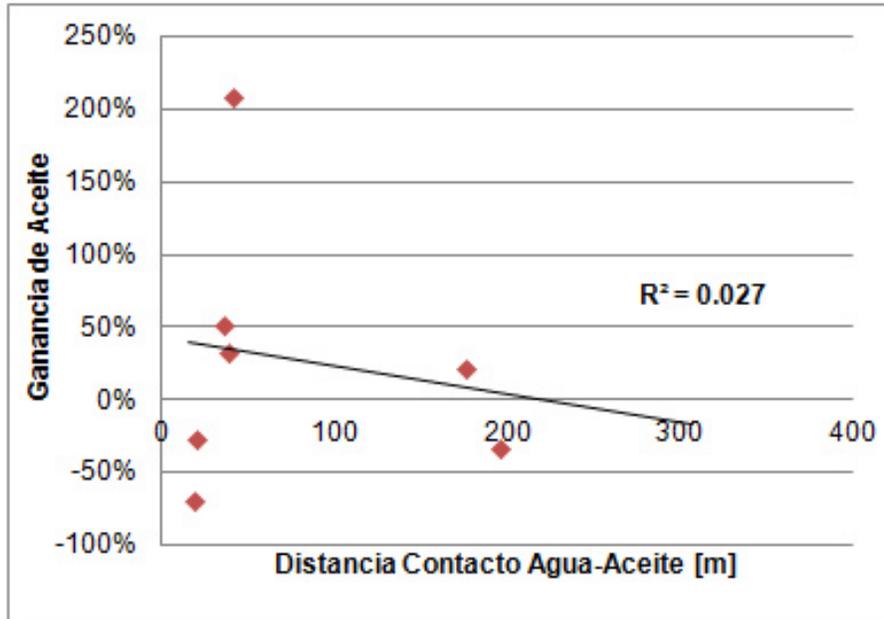


Figura 3.9 Gráfica de la ganancia de aceite respecto a la DCAA

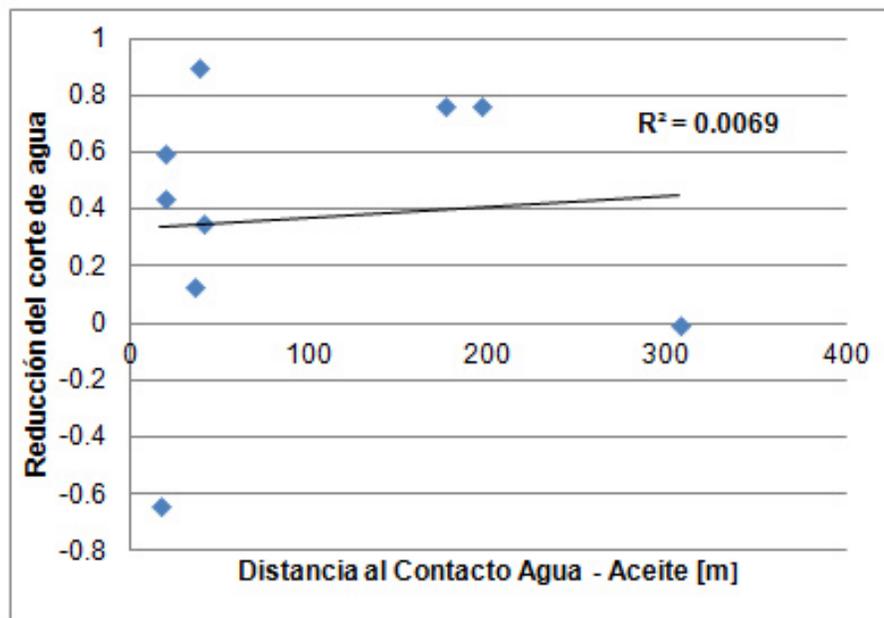


Figura 3.10 Gráfica del corte de agua respecto a la DCAA

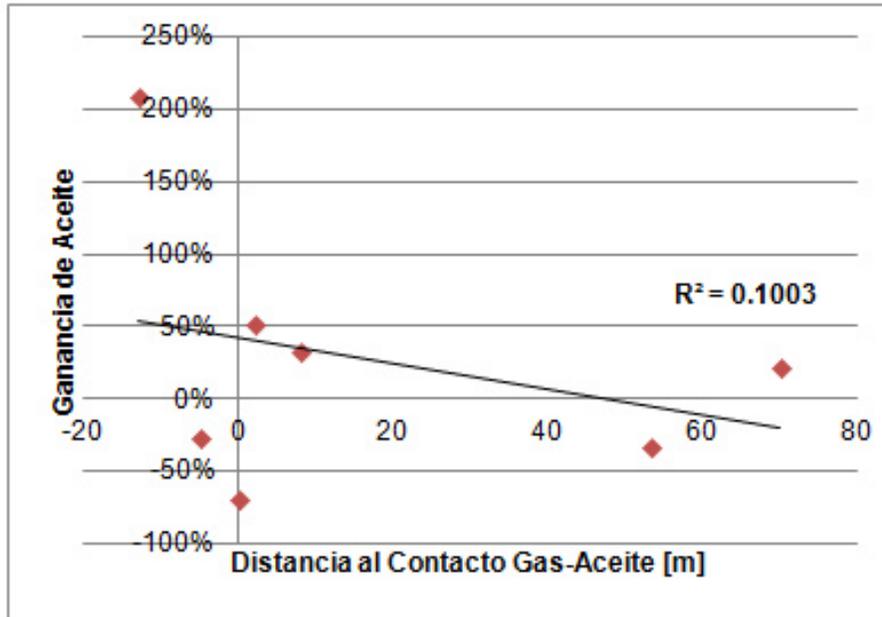


Figura 3.11 Gráfica de la ganancia de aceite respecto a la DCGA

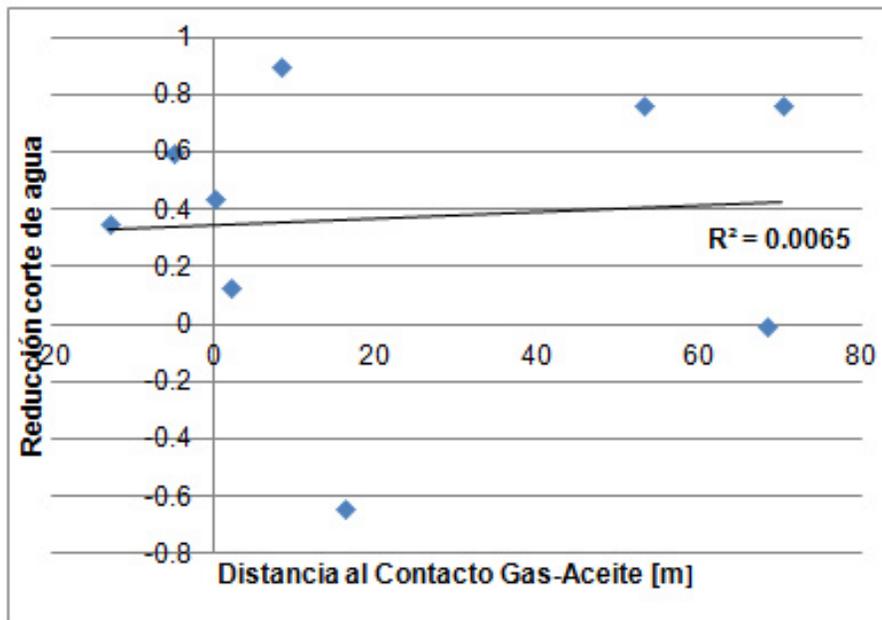


Figura 3.12 Gráfica del corte de agua respecto a la DCGA

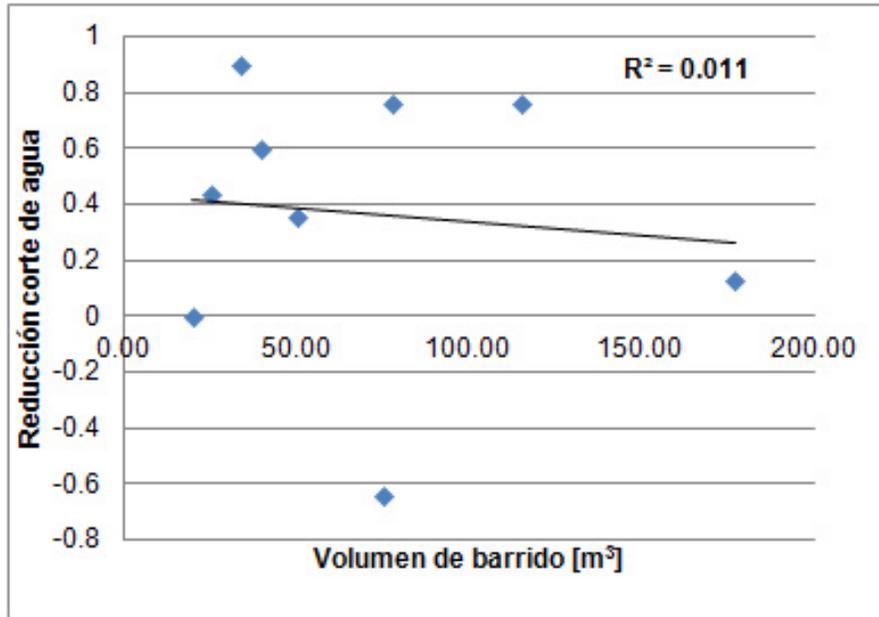


Figura 3.13 Gráfica del corte de agua respecto al volumen de barrido

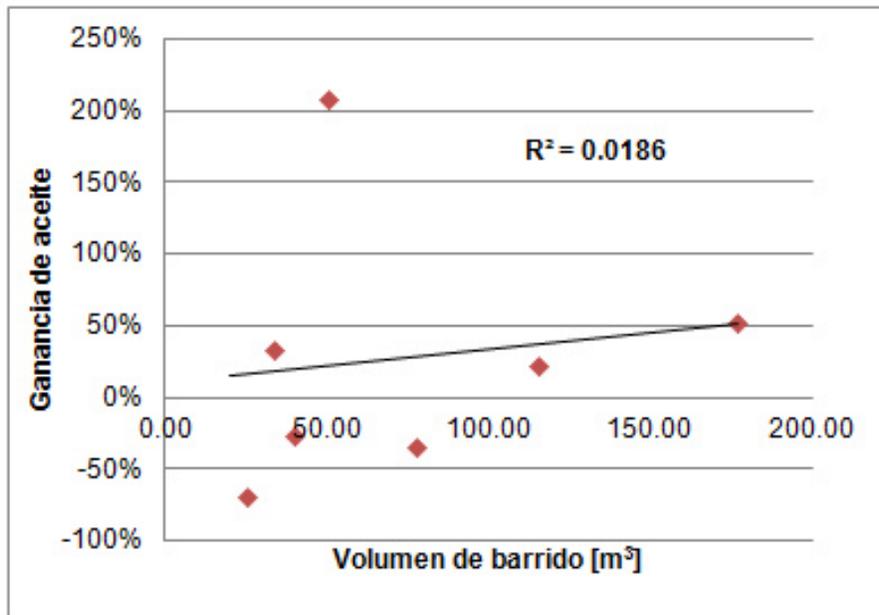


Figura 3.14 Gráfica de ganancia de aceite respecto al volumen de barrido.

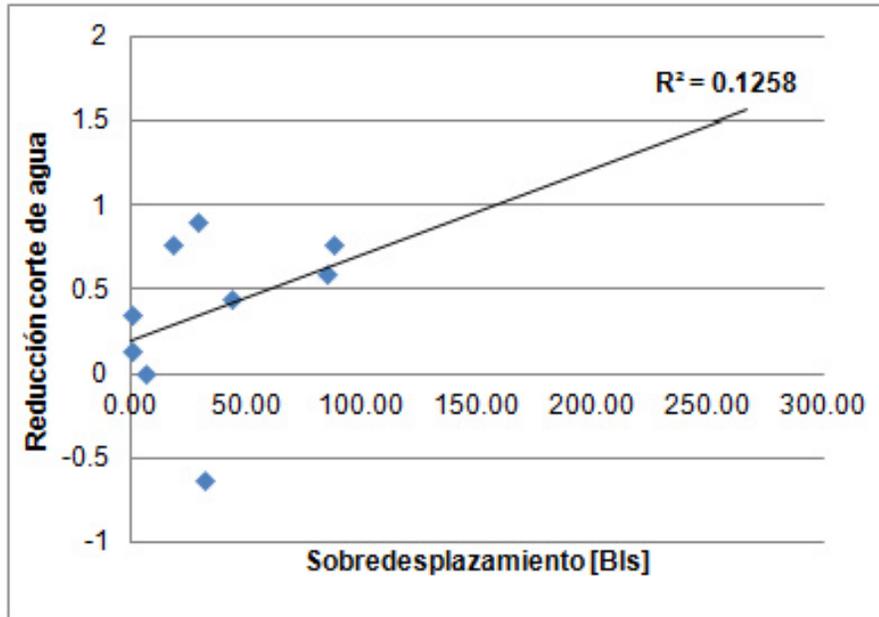


Figura 3.15 Gráfica del corte de agua respecto al volumen de sobredesplazamiento

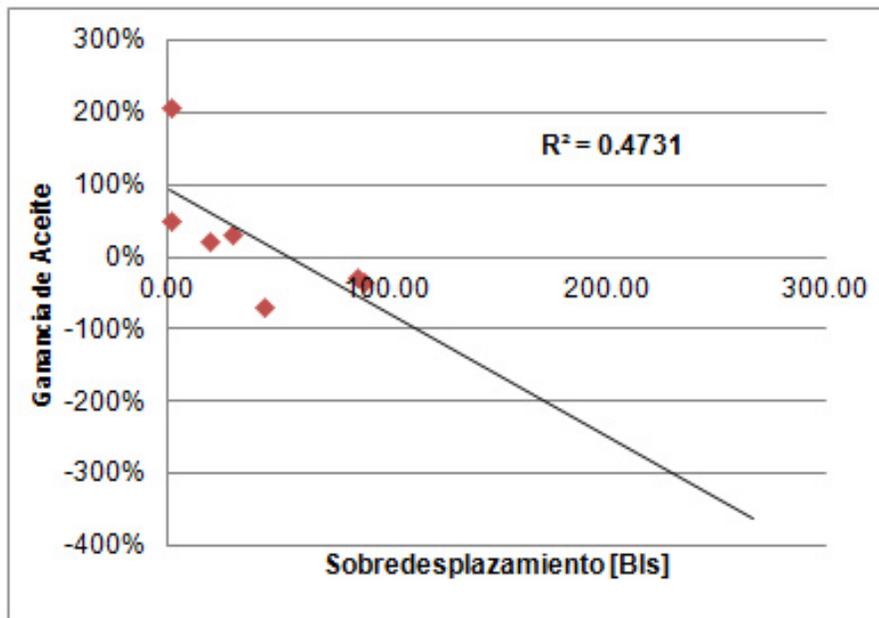


Figura 3.16 Gráfica de ganancia de aceite respecto al sobredesplazamiento.

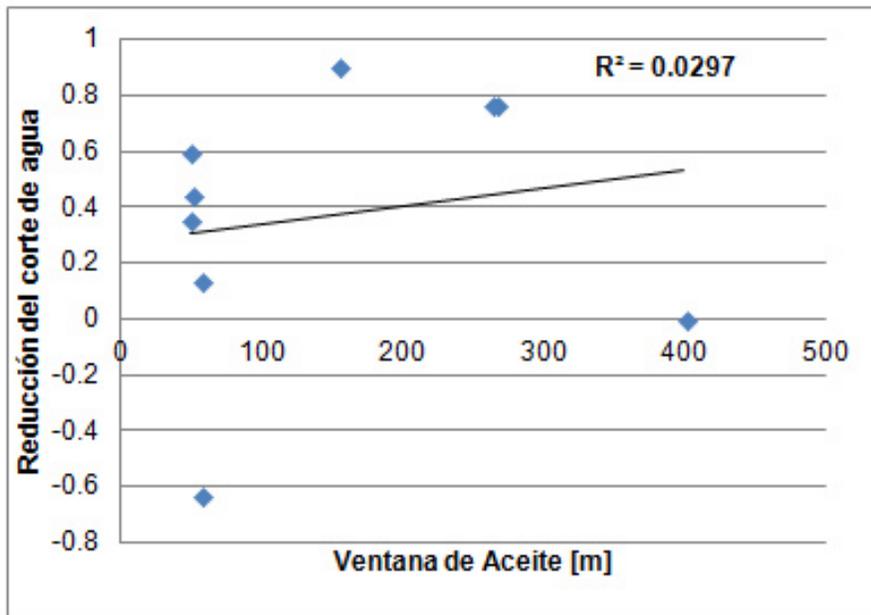


Figura 3.17 Gráfica del corte de agua respecto a la ventana de aceite

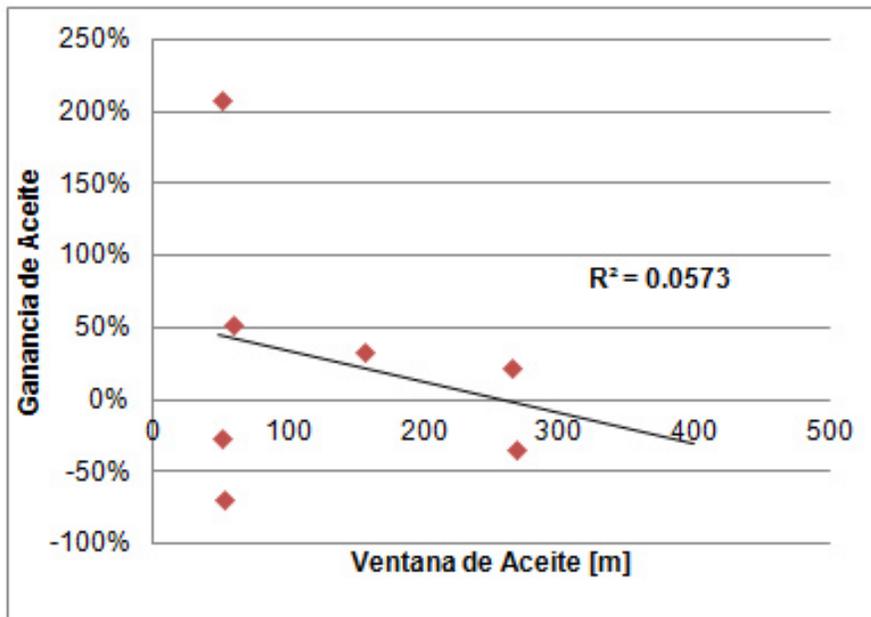


Figura 3.18 Gráfica de la ganancia de aceite respecto a la ventana de aceite.

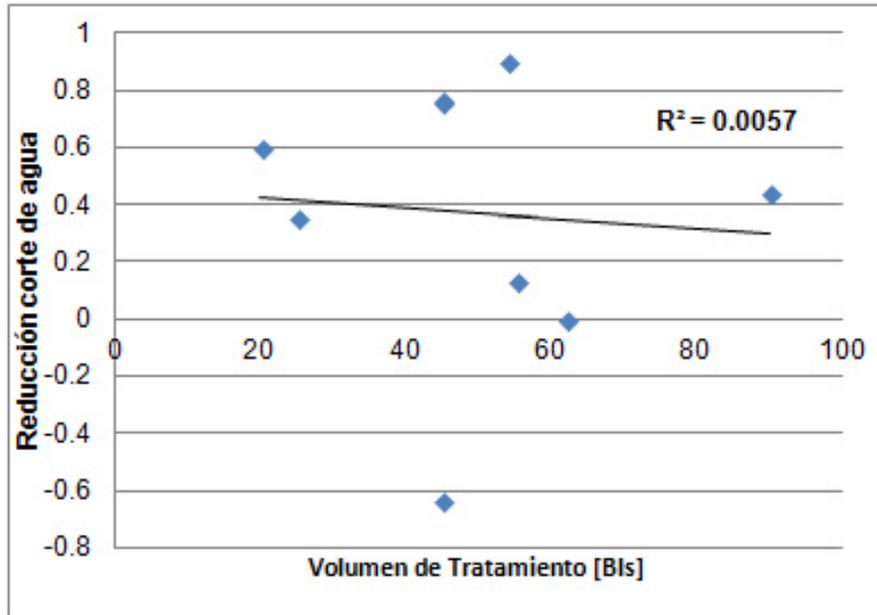


Figura 3.19 Gráfica del corte de agua respecto al volumen de tratamiento

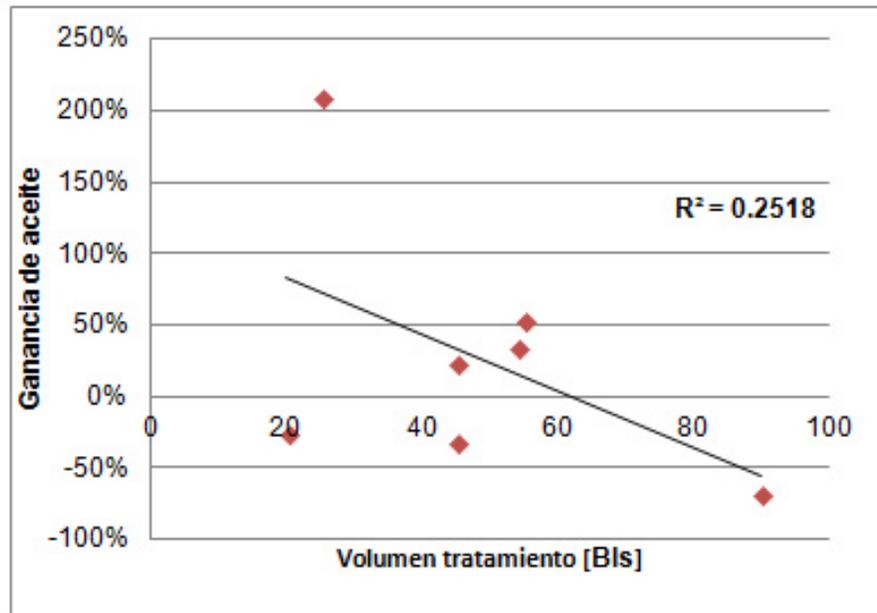


Figura 3.20 Gráfica de la ganancia de aceite respecto al volumen de tratamiento

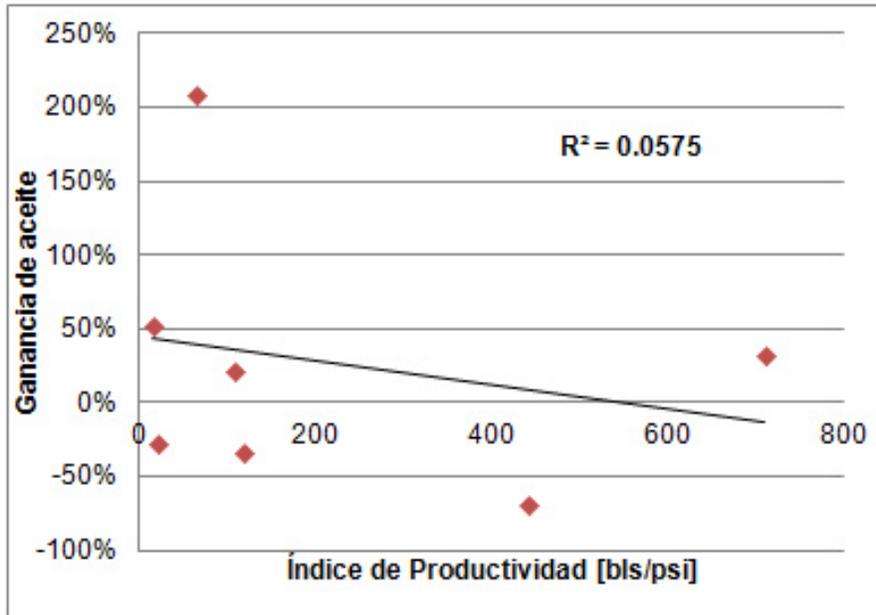


Figura 3.21 Gráfica de la ganancia de aceite respecto al IP antes del tratamiento.

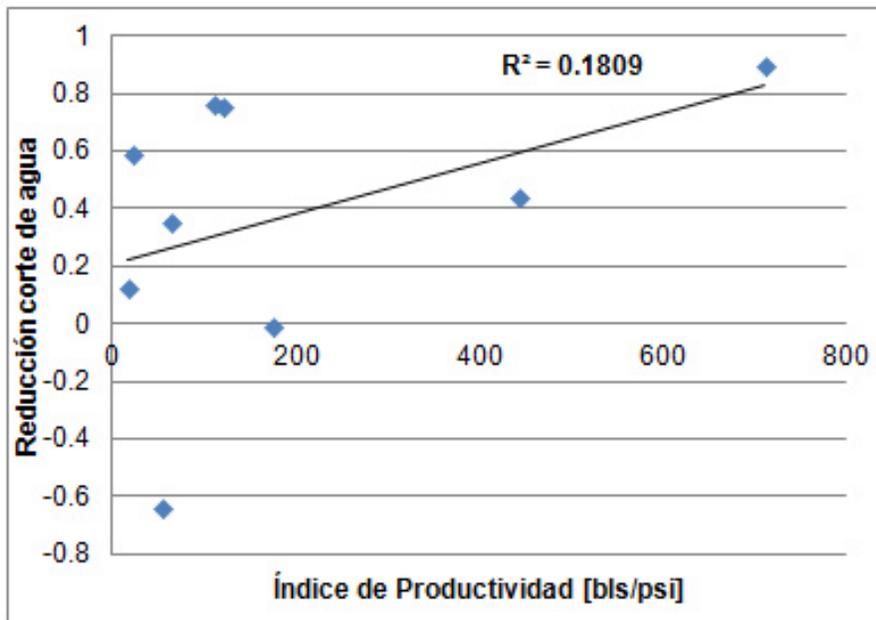


Figura 3.22 Gráfica del corte de agua respecto al IP antes del tratamiento.

Estas gráficas corresponden a valores puntuales del corte de agua y gasto de aceite antes y después de la aplicación del tratamiento.

En algunos pares de gráficas se observan tendencias contrarias a las esperadas y en otros se observa contradicción en las tendencias, por lo que usarlas como un criterio para evaluar los resultados y así seleccionar pozos candidatos al tratamiento, resulta inconveniente.

- El uso de otros productos en forma simultánea no permite discretizar el éxito de cada uno, adicionalmente, en varios casos de tratamiento, los cementos ultrafinos se han aplicado en forma secuencial con otros tratamientos químicos o mecánicos, que de igual forma no tienen criterios sólidos de evaluación de resultados. Estas situaciones nos llevan a que sea difícil discretizar y evaluar individualmente el tratamiento de cementos ultrafinos. De igual forma, los procedimientos o secuencias operativas no son siempre las mismas: algunas veces son bombeos directos, otros con tubería flexible; algunas veces van simultáneamente con una ampliación del intervalo y en otras inclusive con el abandono del intervalo. Estas situaciones generan que la información se fragmente en varios grupos dificultando el análisis estadístico. Adicionalmente, mucha de la información (datos) no se encuentra disponible y alguna otra no es de calidad aceptable o está incompleta.

## CAPÍTULO IV. PROPUESTA DE SOLUCIÓN

Recordando el objetivo que plantea este trabajo, es llegar a definir un criterio que, con base en la información disponible por pozo, permita seleccionar aquellos candidatos para realizarles trabajos de remediación. Se realizará la construcción de un modelo mediante el cual se pueda estimar el éxito que en éste sea posible alcanzar, mediante la aplicación de una metodología general planteada en un caso similar<sup>7</sup>.

Debido a la amplia banda en que se manejan los datos de producción y de corte de agua, será necesario efectuar algunas consideraciones que permitan reducir la incertidumbre que frecuentemente tienen los valores puntuales de estos datos<sup>8</sup>.

Buscando la sencillez del modelo, resulta conveniente construir un índice o parámetro con las variables clave que definen los resultados de este tipo de intervenciones. A este parámetro se le llamará *Éxito*.

En la metodología particular de un caso similar<sup>7</sup> se utilizan algoritmos sofisticados para seleccionar en forma previa las variables a utilizar, al no disponer de las interrelaciones entre las mismas. Debido a que el objetivo de este estudio tiene solamente un carácter predictivo, se analizarán las variables involucradas con base en el conocimiento y disponibilidad de información que se tiene de ellas para seleccionar aquéllas que participarán en el estudio.

Con la finalidad de conocer el grado de dependencia del *Éxito* con respecto a las variables se efectuarán regresiones lineales de cada una de ellas con respecto al *Éxito*. Esto permitirá seleccionar las variables con mayor impacto en el *Éxito*.

Una vez conocidas las variables con mayor impacto en el *Éxito* y sus tendencias, se habrán logrado fijar los criterios preliminares para la selección de pozos candidatos. Sin embargo debido a la probable dependencia con múltiples

---

variables se anticipa la necesidad de realizar ensayos de la dependencia del *Éxito* con combinaciones de variables.

#### **4.1 Construcción de Modelos**

Un modelo matemático es una ecuación, desigualdad o sistema de ecuaciones o desigualdades, que representa determinados aspectos de un sistema físico representado en el modelo. Los modelos matemáticos se dividen en dos grandes grupos: modelos teóricos y modelos estadísticos.

Los modelos teóricos son resultado del conocimiento y análisis profundo de cada una de las variables involucradas y del proceso que se pretende modelar, además suponen condiciones ideales en las que se describe sin error alguno el comportamiento de la variable dependiente con una función matemática (o por un conjunto de ecuaciones). En el caso del tratamiento con cementos ultrafinos, aunque las variables involucradas son ampliamente conocidas, existe demasiada incertidumbre en su medición y en algunos casos no se cuenta con la información. Además el proceso mediante el cual el cemento ultrafino sella los canales invadidos de agua, no es del todo conocido, es decir, se tiene la suposición de que actúa de cierta manera pero no se cuentan con pruebas de laboratorio que simulen condiciones similares a las reales y que confirmen las hipótesis del desarrollo del proceso. Con estas limitantes, los modelos teóricos no se consideran una opción en este momento y para el alcance de este trabajo.

Por otro lado, en los modelos estadísticos incorporan la incertidumbre de los datos medidos teniendo como consecuencia que las predicciones obtenidas a través de éstos tengan siempre un error asociado de predicción. Dichos modelos son una opción cuando se dispone de grupos de datos medidos, como es el caso de estudio de esta tesis.

Los modelos estadísticos pueden ser abordados desde dos enfoques diferentes: el análisis univariado y el análisis multivariado. El análisis univariado consiste en la relación de una variable independiente con una variable dependiente, mientras que el análisis multivariado permite el estudio simultáneo de las relaciones entre más de dos variables que pueden ser dependientes e independientes.

El análisis univariado, es muy sencillo de plantear y resolver, consiste en explorar y cuantificar la relación entre una variable llamada dependiente o criterio (Y) y una o más variables llamadas independientes o predictoras, teniendo esta relación se puede desarrollar una ecuación lineal con fines predictivos, este es el caso de la regresión lineal simple.

Por otra parte, los modelos estadísticos multivariados son resultado de procesos matemáticos complejos y su aplicación requiere de algoritmos muy especializados. Aunque su empleo como una solución puede ser justificable para la problemática planteada, se evitará su uso por dos razones: no se disponen de los algoritmos requeridos y mucha de la información involucrada es desconocida. Pero, sí se emplearán los principios básicos en que se sustenta el análisis multivariado para generar agrupaciones de variables en un solo parámetro, de tal forma que se pueda utilizar el análisis univariado. En resumen, a pesar de contar con una gran cantidad de variables, se generará un modelo estadístico basado en la regresión lineal simple.

## **4.2 Consideraciones en la definición del Éxito en los trabajos de control de agua con cementos ultrafinos**

### **Valores Promedio**

La información de producción en pozos con problemas de producción de agua padece de una gran inestabilidad, debido a las frecuentes maniobras en las condiciones de operación de los pozos para tratar de cumplir con los planes de

---

producción tratando de disminuir la producción de agua a un mínimo. Dicho de otra manera existe un ensayo y error para tratar de mantener una producción de aceite aceptable con bajo corte de agua. Esto genera que las mediciones de los gastos de aceite y corte de agua se muevan dentro de una banda muy amplia ocasionando incertidumbre en la selección de sus valores antes y después del tratamiento, para efectuar evaluaciones del mismo.

Para evitar esta incertidumbre se propone utilizar en lugar de valores puntuales, valores promedio de los gastos de aceite y cortes de agua antes y después del tratamiento.

#### **Gasto de aceite a restablecer**

Generalmente los tratamientos de control de agua se realizan después de un periodo considerablemente largo de producción de agua, en el cual la producción de aceite ha caído a valores muy bajos comparados con aquéllos en los que el agua por primera vez irrumpió. Esta situación genera la dificultad de definir, en la evaluación, cuál valor tomar como gasto de aceite a restablecer, si el inicial antes de la irrupción de agua o el de antes de la intervención. Se considera que ninguno de estos dos valores es totalmente correcto, por lo que en este trabajo se propone utilizar el gasto de aceite esperado a la fecha de la intervención y éste se estima con el gasto de aceite inicial afectándolo por la declinación natural del yacimiento

### **4.3 Definición de un índice para la estimación del Éxito**

Cuando varias variables definen una situación, como es el caso de los resultados en trabajos de control de agua, se deben evaluar en forma integral, ya que hacer el análisis de las variables por separado conllevaría a un error en la estimación de Éxito. Se aprecia en las *figuras 3.7 a 3.22* que no siempre las variables con respecto al corte de agua y la producción de aceite exhiben una tendencia positiva. Para evitar esta situación en el análisis que se realizará, se creará la

---

variable *Éxito* en la que se incluirán los efectos de la reducción del corte de agua y ganancia de producción de aceite, con el fin de darle más objetividad al análisis.

El *Éxito* se definiría como una ponderación entre el hecho de disminuir el corte de agua a cero y el de restablecer la producción acorde a la capacidad del pozo.

$$\text{Éxito} = C \left[ \frac{Q_{o_d} - Q_{o_a}}{Q_{o_r} - Q_{o_a}} \right] + (1 - C) \left[ \frac{W_{c_a} - W_{c_d}}{W_{c_a}} \right] \quad (4.1)$$

En donde:

$Q_{o_a}$  = Gasto de aceite promedio antes del tratamiento

$Q_{o_d}$  = Gasto de aceite promedio después

$Q_{o_r}$  = Gasto de aceite a restablecer

$W_{c_a}$  = Corte de agua promedio antes del tratamiento

$W_{c_d}$  = Corte de agua promedio después

En la *ecuación 4.1* la constante  $C$  representa la ponderación que tiene el gasto de aceite y el corte de agua en el *Éxito*. Pero debido al desconocimiento del grado en que afectan cada una de estas variables al *Éxito*, se les da la misma relevancia, de manera que se expresa que 50% depende del gasto de aceite y el resto depende del corte de agua, como se expresa en la *ecuación 4.2*

$$\text{Éxito} = 0.5 \left[ \frac{Q_{o_d} - Q_{o_a}}{Q_{o_r} - Q_{o_a}} \right] + 0.5 \left[ \frac{W_{c_a} - W_{c_d}}{W_{c_a}} \right] \quad (4.2)$$

El valor de 0.5 de la constante  $C$  es un valor inicial y podría variar, en caso necesario, para encontrar un buen ajuste del *éxito* con las variables involucradas.

#### 4.4 Selección de variables

Los métodos del análisis multivariado incluyen una parte muy importante que consiste en el proceso de eliminar aquellas variables cuyo impacto no es

significativo en la variable dependiente y solo quedan para continuar analizándose aquellas que si tienen un impacto importante. Sin embargo en el caso de estudio de esta tesis, el conocimiento de las variables, su interdependencia y su impacto se considera apropiado para seleccionar las variables independientes con las que se trabajará. Este proceso se llevará a cabo haciendo una selección de las variables más importantes en el proceso, con base en el conocimiento teórico de ellas. En el capítulo tres se realizó la descripción de la posible relación de las variables con los resultados de las intervenciones. Esta descripción se tomará como base para descartar del estudio a las variables de las que no se dispone información, que su medición no es objetiva o bien que con el conocimiento de las variables no se visualizó una posible relación con el éxito.

En la siguiente tabla se sintetiza la información de todas las variables que se consideraron importantes analizar para el estudio. La segunda columna muestra el primer filtro para descalificar variables, pues al no contar con la información de la variable para todos los pozos habrá que prescindir de dicha variable para la evaluación, sin importar qué tan probable sea su relación con el resultado. El siguiente filtro que se considera es acerca de la objetividad en las mediciones en las variables pues aunque se tengan datos medidos disponibles, si esta información no describe el comportamiento de la variable en la cercanía del pozo tampoco es de utilidad para realizar el estudio. Posteriormente se descartan las variables restantes en base a su influencia en los resultados. Por último se decide con qué variable trabajar en base a la relación o dependencia que exista entre ellas y escogiendo la variable de la que se disponga información más confiable y en mayor cantidad.

Tabla 4.1a Selección de variables

Variable	Disponibilidad de la información	Medición objetiva	Probable relación con los resultados	Comentarios
Corte de agua	Sí	Sí	Sí	
Gasto de aceite	Sí	Sí	Sí	
Presión y temperatura del yacimiento	Sí	Sí	Sí	
Longitud del intervalo	Sí	Sí	Sí	
Número de fracturas conductivas en el intervalo disparado	No	No	Sí	
Distancia vertical al CAA	Sí	Sí	Sí	
Distancia vertical al CGA	Sí	Sí	Sí	
Distancia a la falla conductiva más cercana	No	No	Sí	
Índice de productividad	Sí	Sí	Sí	
Factor de Daño	no	si	Sí	
Caída de Presión	Sí	Sí	Sí	Se incluye en el índice de productividad
Gasto de aceite crítico	Sí	No	Sí	
Permeabilidad promedio de la formación	Si*	Sí	Sí	*Se cuenta con pocos datos de este valor * La permeabilidad está contemplada en el Índice de Productividad
Permeabilidad de las fracturas	Sí	No	Sí	
Permeabilidad de la matriz	Si	No	Sí	

Tabla 4.1b Selección de variables

Variable	Disponibilidad de la información	Medición objetiva	Probable relación con los resultados	Comentarios
Permeabilidad promedio del intervalo	Sí	No	Sí	
Porosidad	Sí	Sí	Sí	
Salinidad del agua	Sí	Sí	Sí*	A pesar de que pueda tener alguna relación con los resultados, el valor de este parámetro es constante para todos los casos, por lo que no resulta útil para el análisis.
Saturación de agua	No	Sí	Sí	
Volumen de tratamiento	Si	Sí	Sí	
Volumen de sobredesplazamiento	Si	Sí	Sí	
Volumen de barrido	Si	Sí	si	
Gasto de inyección de desplazamiento	Si	No	Sí	Los gastos varían durante la ejecución y se consideran técnicas diferentes de inyección, lo que hace que las mediciones no tengan un punto de referencia para su comparación.
Gasto de inyección de sobredesplazamiento	Si	No	si	
Trabajos previos o posteriores	Si	Sí	si	
Tiempo de fraguado	si	Sí	Sí	El tiempo de fraguado fue igual para todos los pozos, por lo que no se considerará para el análisis.

### **4.5 Variables con mayor impacto en la estimación del éxito**

Con la finalidad de conocer el impacto de cada una de las variables seleccionadas en el *Éxito* se efectuarán regresiones lineales de las mismas contra este parámetro. El criterio para determinar el impacto será el grado de ajuste que se observe en la regresión. La alta dispersión observada en cada una de las gráficas de las *figuras 3.7 a 3.22* permite anticipar que los buenos resultados no son dependientes de una sola variable, si no que dependen de todas en su conjunto.

Aunque este ejercicio de evaluación se efectuará con el parámetro *Éxito* definido anteriormente y se esperan mejores resultados que los observados en las gráficas de las *figuras 3.7 a 3.22*, se prevé que sólo servirá para jerarquizar las variables por su grado de ajuste sin que llegue a predominar el impacto de alguna de ellas como un criterio único. En otras palabras, se determinará con cuáles de estas variables se tiene una mayor dependencia y el tipo de la misma.

### **4.6 Combinación de variables**

Se espera que con la definición de la variable *Éxito* se tenga una menor dispersión en la correlación de ésta con las variables seleccionadas, sin embargo es de esperar que aunque se observara un buen ajuste con alguna de ellas, será necesario definir agrupaciones de variables independientes, y con cada una de estas agrupaciones, definidas como variables simples, efectuar análisis de regresión lineal contra la variable dependiente *Éxito*. Se debe aclarar que dichas agrupaciones no tendrán un significado físico sino que sólo se buscará correlacionarlas estadísticamente.

## CAPÍTULO V. RESULTADOS

A continuación se presenta la relación de cada una de las variables seleccionadas en la *Tabla 4.1*, con el “Éxito” del tratamiento que se ha calculado para cada pozo.

### Presión de la formación

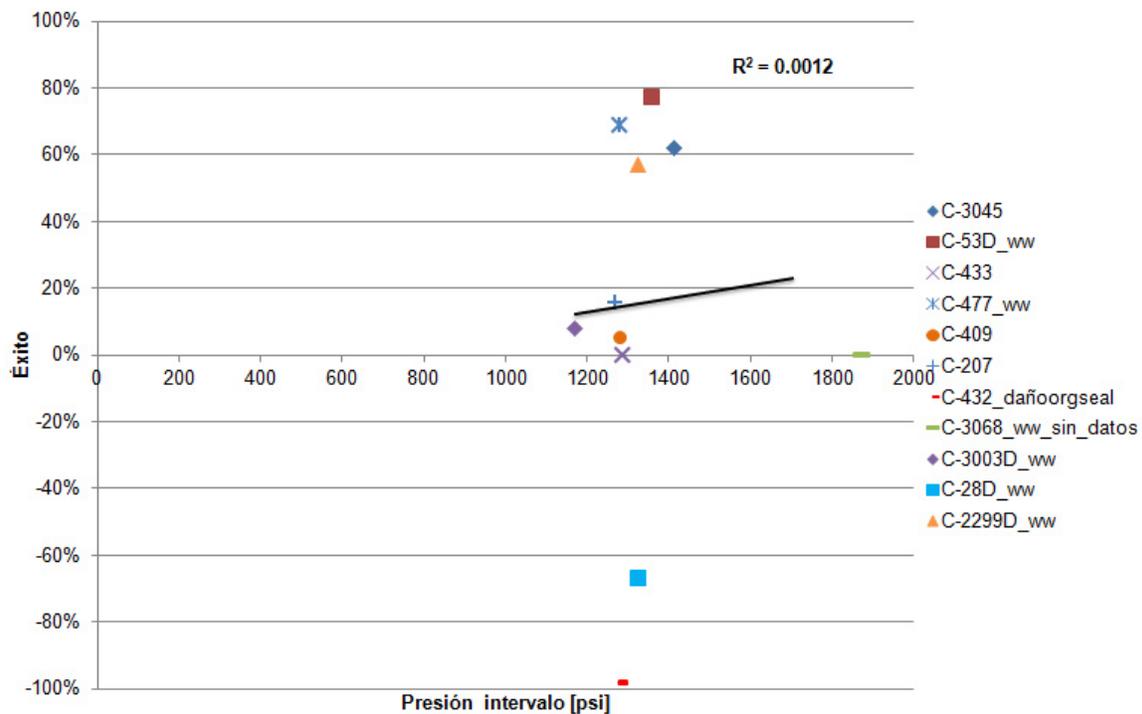


Figura 5.1 Presión de formación vs Éxito

Para la gráfica que representa la presión (*figura 5.1*), se puede observar que en todos los pozos se presenta un valor muy similar de presión, ya que todos pertenecen a la misma formación. Cabe mencionar que en el caso del pozo C-3068 que presenta una presión más elevada porque pertenece a un bloque más profundo. Por lo tanto, se puede considerar que esta relación es constante.

## Longitud del intervalo

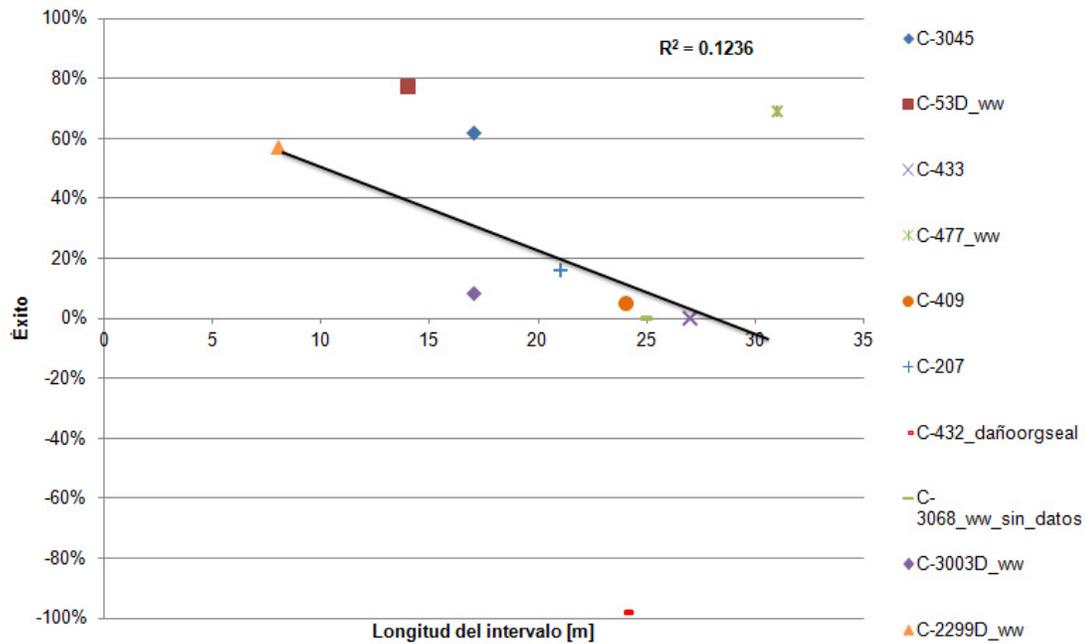


Figura 5.2 Longitud del intervalo vs. Éxito

Contrario a lo que se pudiera pensar, la relación encontrada con respecto a la longitud del intervalo indica que hay más probabilidades de obtener éxito en la aplicación del tratamiento mientras más pequeña sea la longitud del intervalo. Sin embargo, a simple vista se puede observar que existe una amplia dispersión en la distribución de los datos, lo que se confirma con el valor de  $R^2$ . Por lo que considerar a esta variable como un criterio de diseño no sería conveniente.

## Permeabilidad Promedio

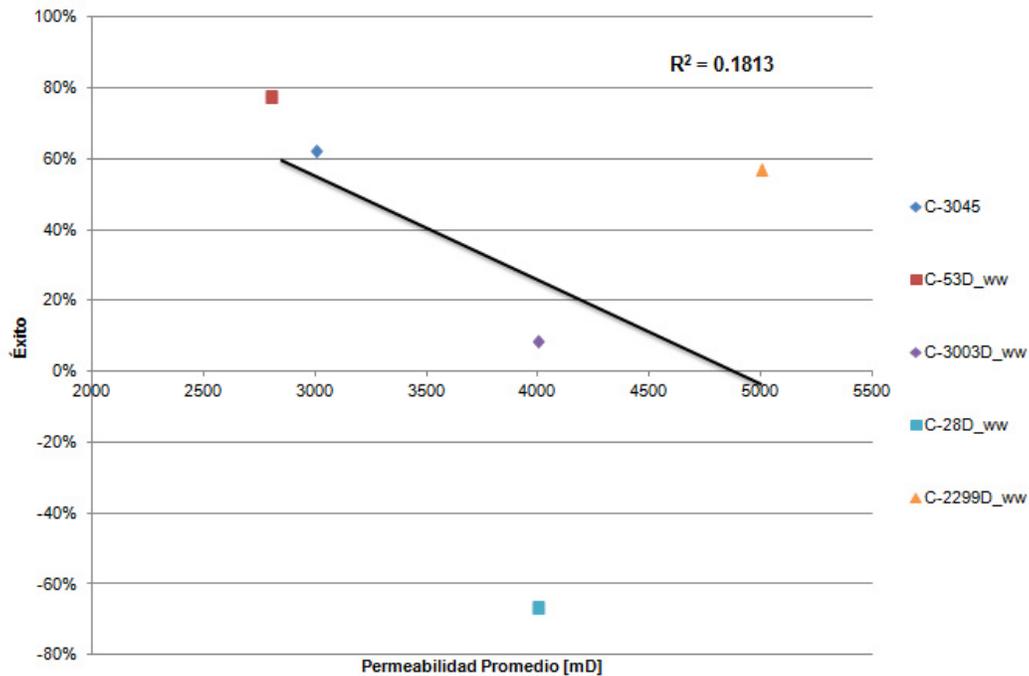


Figura 5.3 Permeabilidad vs Éxito

Se puede observar que la tendencia marcada por la información indica que entre mayor sea la permeabilidad se tendrá menos probabilidad de conseguir éxito en la operación. La lógica dada por la física del flujo de fluidos en medios porosos, permite hacer la suposición de que entre mayor sea la permeabilidad, se tendrá mayor éxito en la aplicación del tratamiento, pues la permeabilidad es un indicativo de presencia de fracturas.

La situación de contradicción en el comportamiento esperado de la gráfica y el obtenido, aunado a la poca disponibilidad de datos, hace que no se pueda considerar a esta variable como un criterio para el diseño de tratamientos. Además esta variable está considerada dentro del índice de productividad.

## Sobredesplazamiento

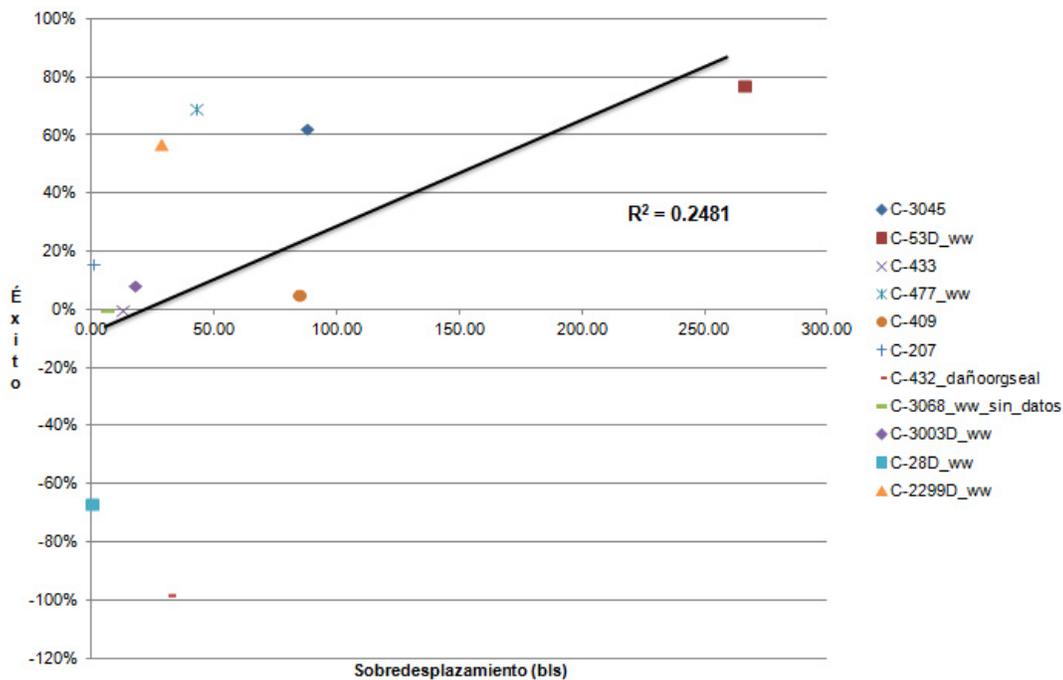


Figura 5.4 Sobredesplazamiento vs Éxito

La tendencia observada puede hacer pensar varias hipótesis que expliquen el comportamiento:

- ✧ Al sobredesplazar el cemento ultrafino, éste puede llegar hasta las fracturas en donde se encuentra el agua fraguando de esta manera lejos de la vecindad del agujero.
- ✧ El sobredesplazamiento origina que la vecindad del pozo quede libre de obstrucciones de flujo y esto facilita la producción de aceite posterior al tratamiento.

Con lo anterior se corrobora la suposición de los diseñadores de tratamiento que han pensado este volumen para cubrir estas necesidades.

Esta es una variable de decisión, por lo que es muy fácil considerarla como un criterio de diseño.

## Distancia al Contacto Agua-Aceite

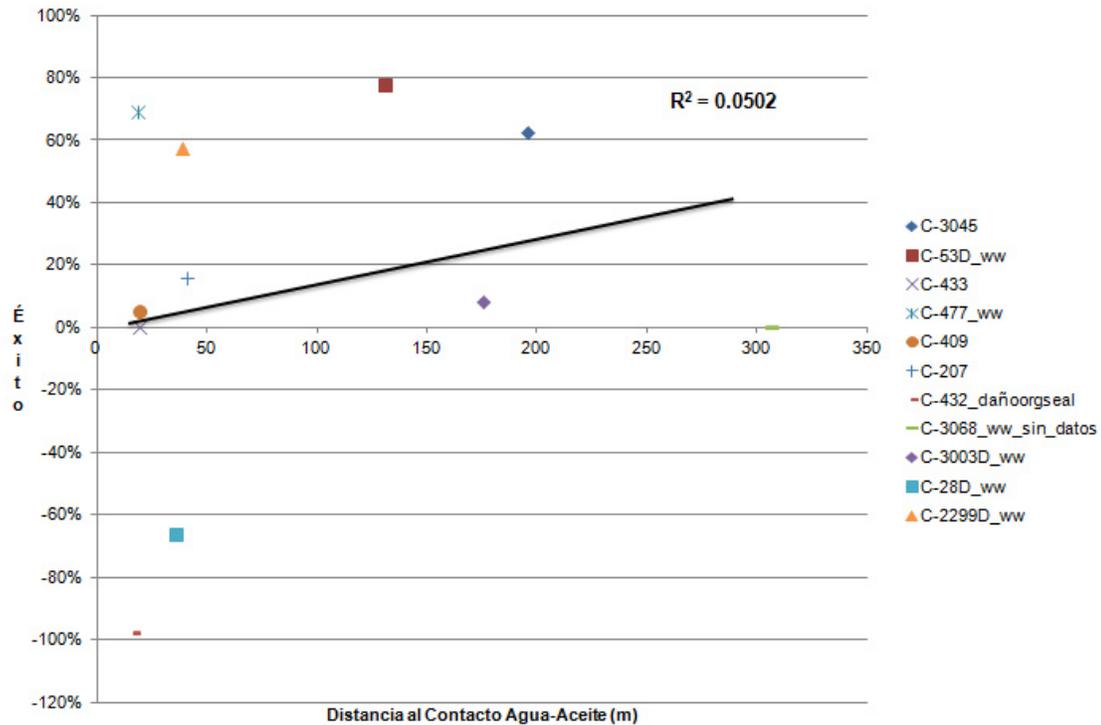


Figura 5.5 Distancia al Contacto Agua-Aceite vs Éxito

Suponiendo que el cemento alcance el CAA y por tanto fragüe cerca de él, resulta lógico pensar que a mayor distancia de éste se tendrá una ventana de aceite más amplia que deberá influir en la capacidad de flujo después del tratamiento. Esta hipótesis es corroborada con el comportamiento observado por la información graficada, sin embargo, debido a la gran dispersión de los datos indicada en el valor tan bajo de  $R^2$ , este criterio deberá ser tomado con reserva.

Distancia al CGA

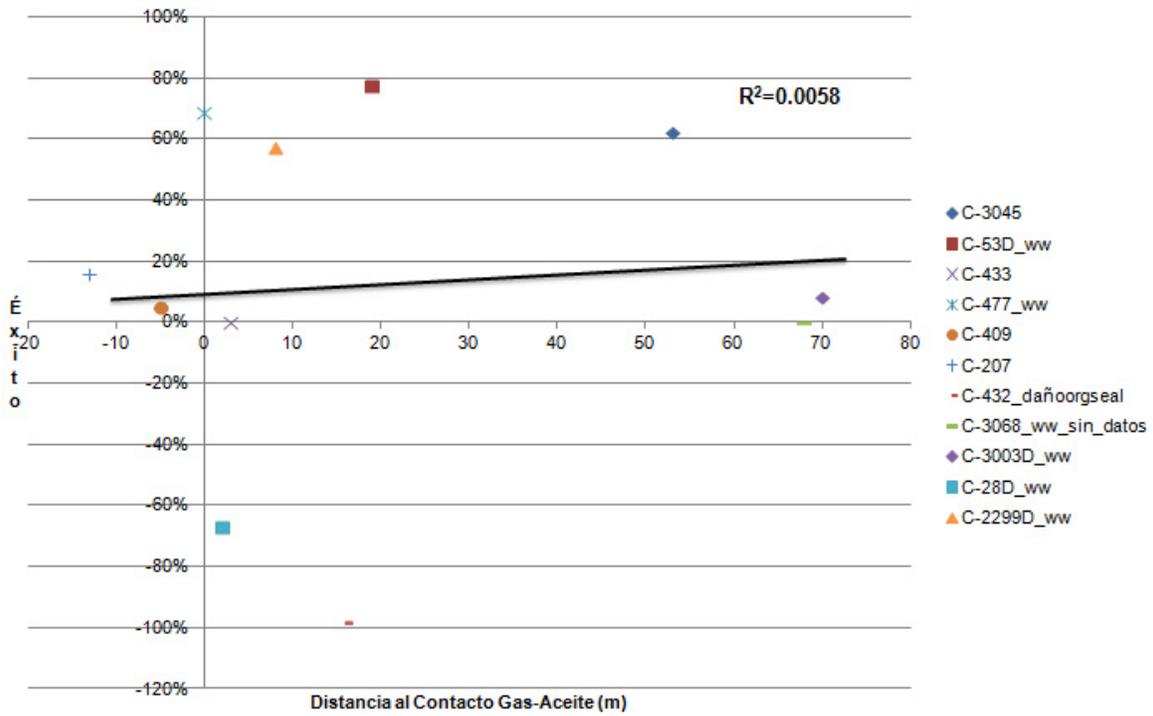


Figura 5.6 Distancia al Contacto Gas-Aceite vs Éxito

La enorme dispersión observada en el ajuste de los datos del Contacto Gas-Aceite, hace que sea imposible pensar en esta variable como un criterio para el diseño de tratamiento.

Volumen de Tratamiento

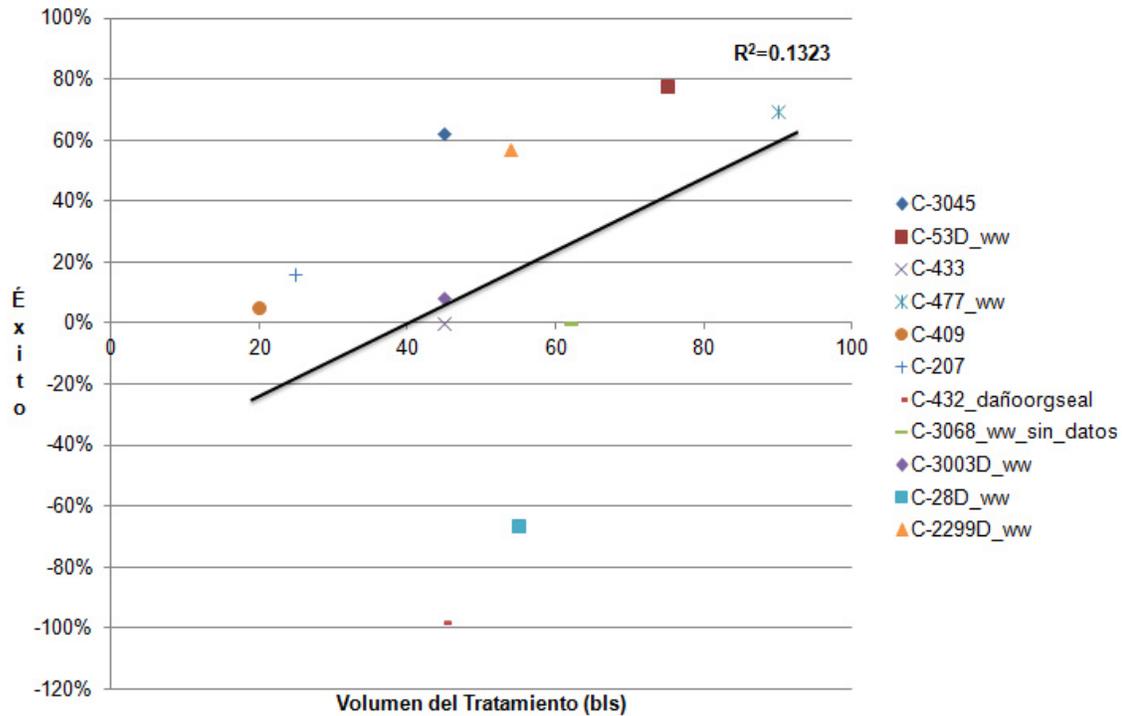


Figura 5.7 Volumen de tratamiento vs Éxito

Esta tendencia era esperada debido a que a mayor volumen de cemento ultrafino, existen más posibilidades de sellar fracturas conductoras de agua. Esto podría hacer pensar que para incrementar el éxito bastaría con aumentar el volumen del tratamiento, sin embargo tomar esta tendencia como un criterio de diseño, se deberá tomar solamente dentro de los órdenes de magnitud de la aplicación de los tratamientos analizados.

Porosidad

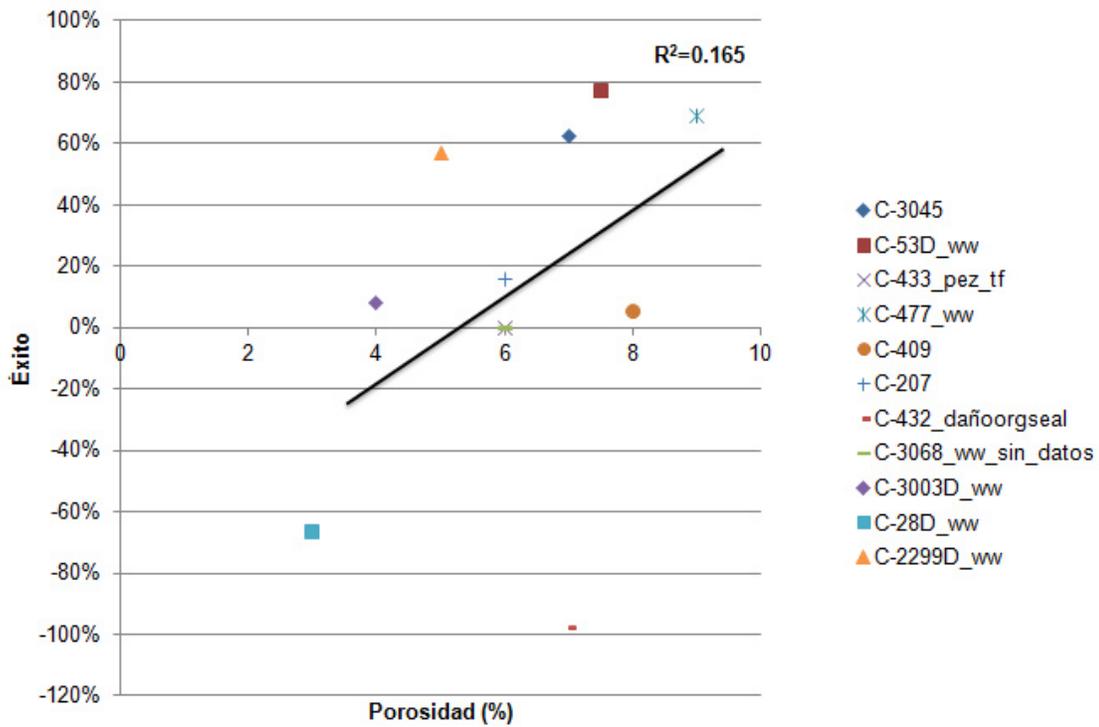


Figura 5.8 Porosidad vs Éxito

Se podría pensar que la porosidad no debería tener influencia sobre los resultados debido a que el tamaño de los granos de cemento ultrafino es mucho más grande que el tamaño de los poros en la matriz, sin embargo, el comportamiento de la información revela que sí existe una relación. Tratando de explicar este comportamiento se puede pensar que la porosidad, que es un valor leído en la vecindad del pozo, tiene influencia en la permeabilidad de la matriz del intervalo tratado, por lo que después del tratamiento si se llegaron a obstruir fracturas productoras de aceite, las zonas porosas son zonas permeables que facilitan el flujo de los hidrocarburos al pozo.

Índice de Productividad

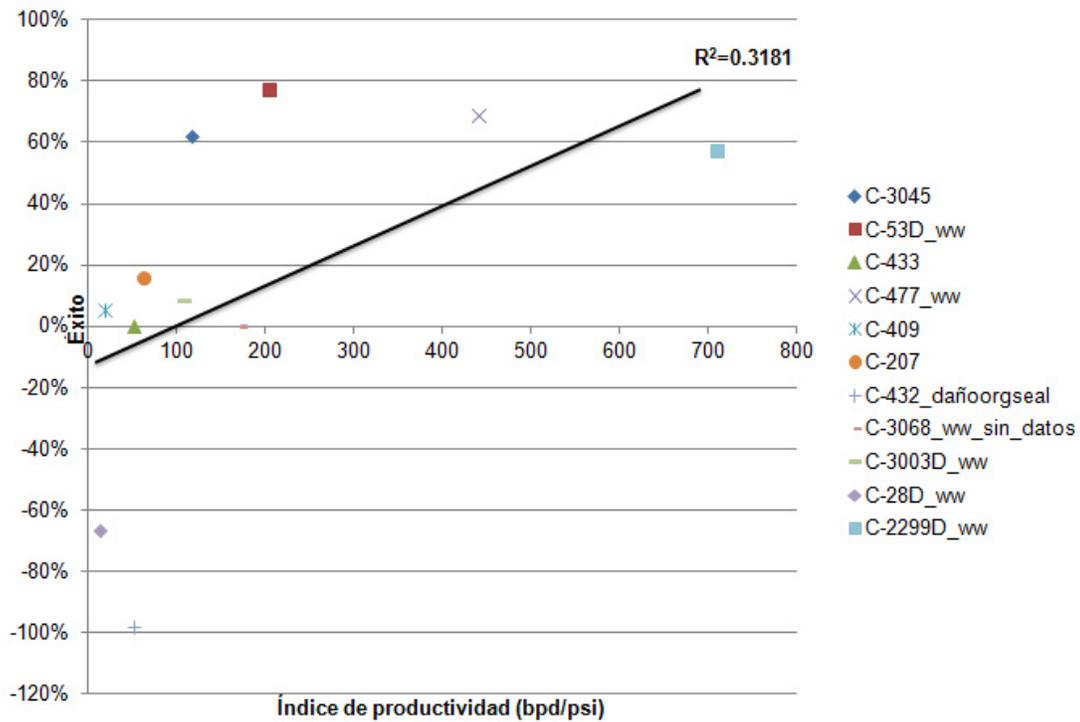


Figura 5.9 Índice de productividad vs. Éxito

La hipótesis que podría explicar este comportamiento está en el hecho de que este parámetro es una representación de otras variables asociadas al éxito de las intervenciones, como la permeabilidad, el daño y el radio de drene, que son difíciles de determinar en forma precisa. Además los valores altos del índice de productividad son un indicativo de la presencia de fracturas, mismas que durante el tratamiento se convierten en un conducto para llevar el cemento ultrafino hasta las zonas invadidas y después del tratamiento se convierten en facilitadoras del flujo de aceite del yacimiento hacia el pozo.

Ventana de Aceite

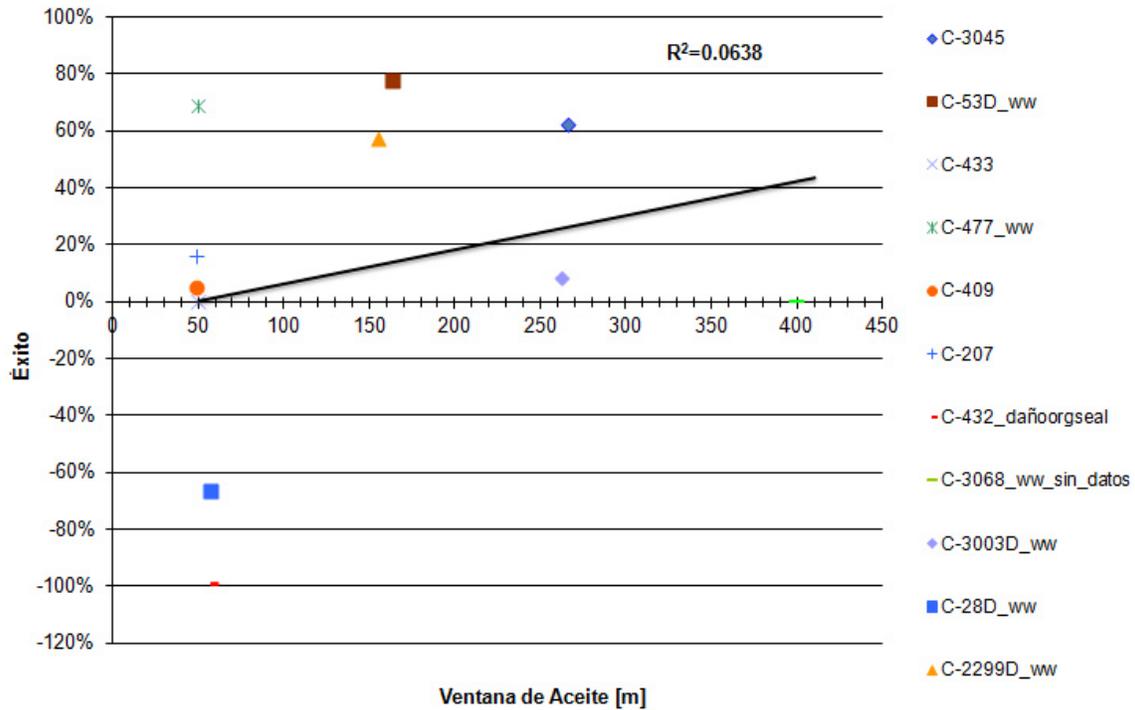


Figura 5.10 Ventana de aceite vs. Éxito

Como se podría pensar, esta variable observa el comportamiento esperado de a mayor ventana, mayor éxito, sin embargo la dispersión observada hace que su utilización como un criterio para el diseño sea usado con mucha reserva, pues esta dispersión hace ver que existen otras variables de mucha mayor influencia.

Volumen de barrido

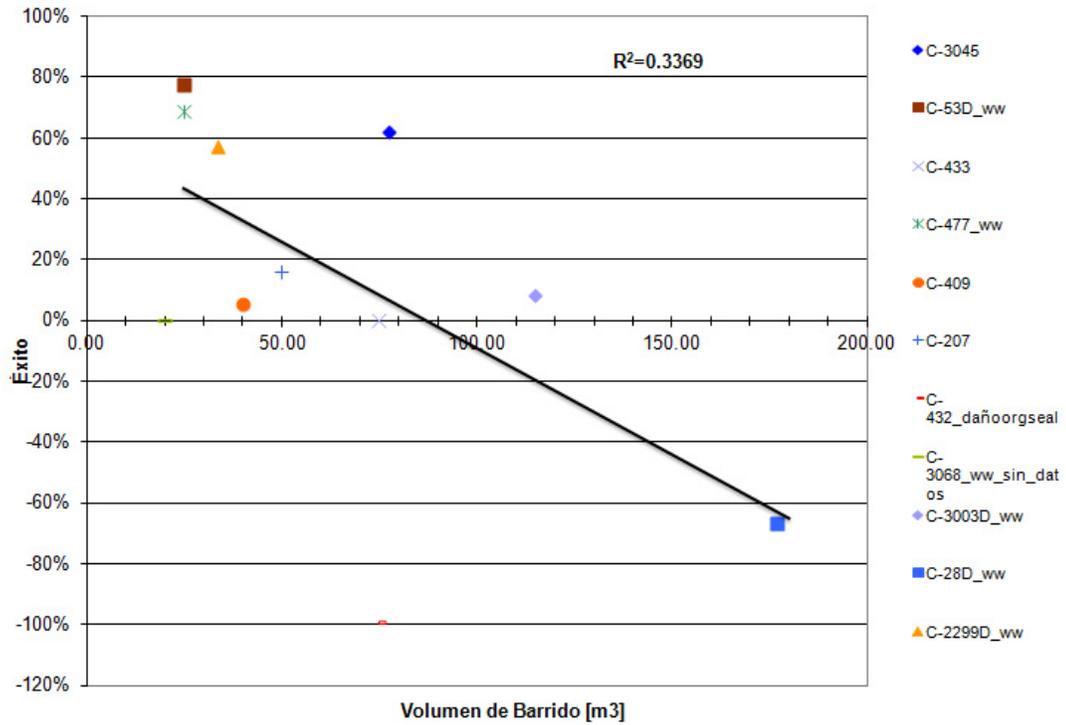


Figura 5.11 volumen de barrido vs. Éxito

La tendencia de los datos muestra que el éxito disminuye conforme aumenta el volumen de barrido. Esto podría ser debido a que a mayor cantidad de diesel antes del tratamiento existirá una mayor dificultad para que el cemento ultrafino llegue a tener contacto con el agua de las fracturas invadidas.

Es evidente que las relaciones estudiadas anteriormente, sí arrojan una correlación o tendencia, lo que confirma que de alguna manera estas variables están vinculadas al resultado bueno o malo que se pueda obtener en la aplicación del tratamiento. Sin embargo la dispersión observada en cada una de las variables lleva a pensar que las otras deberían ser tomadas en cuenta para una buena predicción. Solo como ejemplos se puede mencionar que:

El pozo C-207 observa mejores resultados que el C-3003D a pesar de que su índice de productividad es menor, sin embargo esta situación podría estar relacionada al mayor valor de porosidad que presenta el pozo C-207.

También se puede señalar que pozo C-207 obtuvo un mayor éxito que el C-2299 a pesar que recibió menos volumen de cemento ultrafino, sin embargo se puede observar ver que el C-207 recibió un mayor volumen de sobredesplazamiento.

A pesar de que la tendencia indica que entre más pequeña sea la longitud del intervalo, hay mayores probabilidades de éxito, el pozo C-2299D con una mayor longitud de intervalo presenta un mejor resultado de éxito en comparación con el C-53D, que pudiera estar relacionado a que la permeabilidad del pozo C-2299D es mayor que la del C-53D.

La tendencia marcada por el volumen de barrido a obtener mejores resultados cuando se utiliza menos volumen de barrido, tiene sus excepciones como en el caso del pozo C-3068 en donde se utilizó un menor volumen de barrido comparado con el pozo C-2299D, pero este último obtuvo mejores resultados. Lo anterior podría estar relacionado a que el pozo C-2299D tuvo un mayor volumen de sobredesplazamiento que el C-3068.

En el pozo C-207 se observa mayor porosidad que en el pozo C-2299D y sin embargo el éxito de la operación fue menor, contrario a lo que indica la tendencia. Pero al mismo tiempo el pozo C-207 se encontraba más cerca del CGA, tuvo menos volumen de sobredesplazamiento y menos volumen de cemento ultrafino, además el índice de productividad también era menor.

---

En el pozo C-409 se observa mayor porosidad que en el pozo C-3045 pero el pozo C-3045 obtuvo mejores resultados de éxito, que pudiera estar relacionado a que este pozo estaba más alejado de los contactos CGA y CAA, tuvo un mayor volumen de sobredesplazamiento y también se le inyectó un mayor volumen de cemento ultrafino, además el índice de productividad del pozo C-3045 era mayor que el del C-409.

Las observaciones anteriores confirman que si bien cada variable es independiente, la dispersión que refleja cada una en relación al éxito, está relacionada a la influencia que poseen todas en conjunto sobre el resultado, por lo que el análisis de una sola variable puede resultar insuficiente para obtener una buena correlación.

Por esta razón se considera apropiado hacer combinaciones de variables para intentar conseguir un resultado que proporcione un mejor ajuste y brinde mayor confianza en las predicciones.

Hay muchísimas maneras de hacer combinaciones con las variables y en este caso se van a combinar en base a la similitud que se observa en las pendientes de las rectas de regresión, es decir, se van a combinar las variables que muestren una pendiente positiva, multiplicándolas, con la intención de reducir la dispersión de los datos y obtener un mejor ajuste en la recta de regresión. Se enfatiza que al tratarse de un análisis meramente estadístico, la multiplicación de las variables no intenta explicar ningún fenómeno físico y el resultado de hacer esta operación se tomará simplemente como un parámetro.

En la *tabla 5.1* se muestra el valor del ajuste de la recta de regresión para cada variable, parámetro que se utilizará para elegir las variables que se combinarán.

Tabla 5.1 Valores de ajuste de la recta de regresión y tipo de pendiente.

Variable	R <sup>2</sup>	Pendiente
<b>Presión intervalo</b>	0.0012	+
<b>DCGA</b>	0.0058	+
<b>DCAA</b>	0.0502	+
<b>Ventana de aceite</b>	0.0638	+
<b>Longitud del Intervalo</b>	0.1236	-
<b>Vol. Tratamiento</b>	0.1323	+
<b>Porosidad</b>	0.165	+
<b>Kprom</b>	0.1813	-
<b>Vol. Sobredesplazamiento</b>	0.2481	+
<b>IP</b>	0.3181	+
<b>Vol. Barrido</b>	0.3369	-

A continuación se procederá a multiplicar las variables que ofrezcan un mejor ajuste en la recta de regresión y que tengan una pendiente positiva.

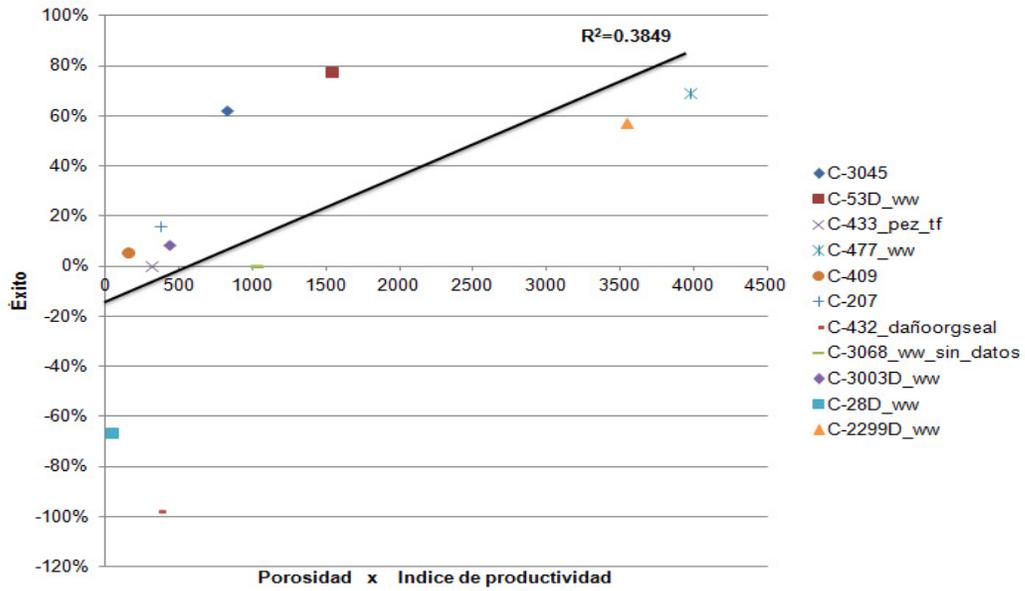


Figura 5.12 Porosidad\*Índice de productividad vs. Éxito

Como se puede observar, al multiplicar las variables se logra disminuir la dispersión de los puntos, y también se observa un comportamiento similar a la función logaritmo por lo que se utilizará la escala semi-log en el resto de este trabajo.

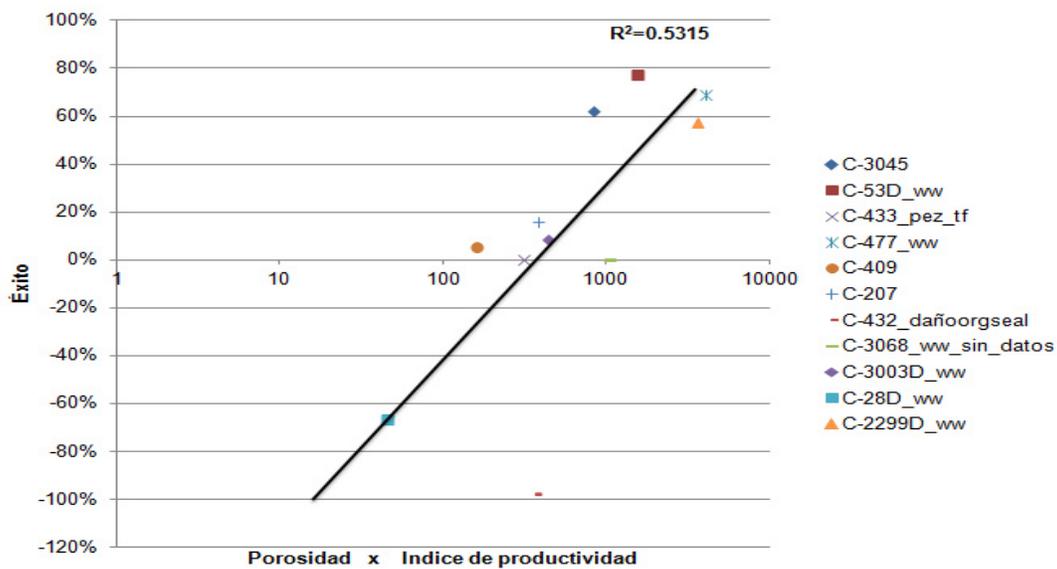


Figura 5.13 Porosidad\*Índice de productividad vs. Éxito

Continuando con el ejercicio de combinar variables con la intención de encontrar una correlación que ofrezca una menor dispersión, se presentan las siguientes:

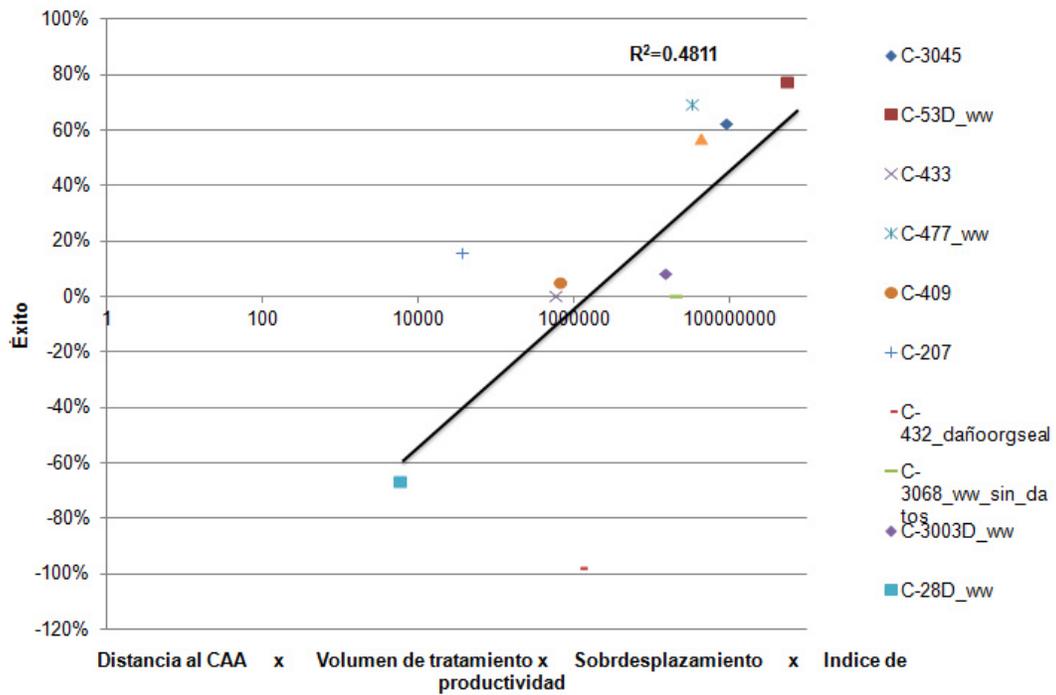


Figura 5.14 Distancia al CAA\*Volumen de tratamiento\*Sobredesplazamiento\*Índice de productividad vs. Éxito

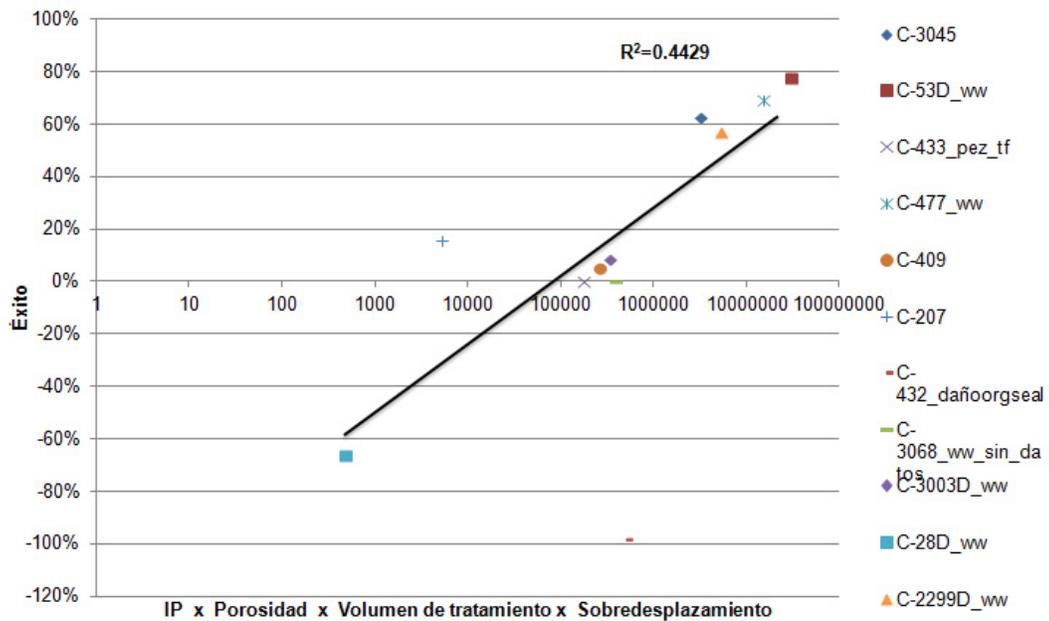


Figura 5.15 IP\* Porosidad\*vol. Tratamiento\* Vol. Sobredesplazamiento vs. Éxito

En estas gráficas se puede notar la reducción en la dispersión de los puntos, al multiplicar las variables que presentan una pendiente positiva en la recta de regresión.

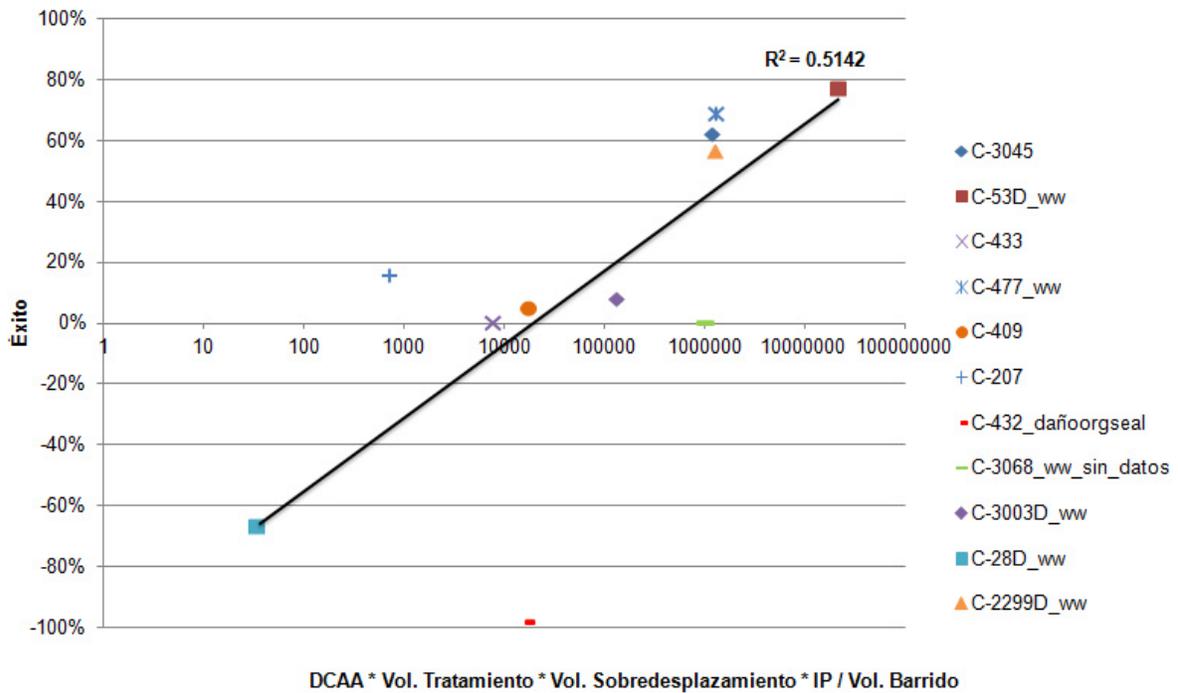


Figura 5.16 DCAA \* vol. Tratamiento \* vol. Sobredesplazamiento \* IP/vol. Barrido vs. Éxito

Hasta ahora solamente se han combinado variables que muestran una pendiente positiva en su recta de regresión. Pero la variable que presenta el mejor ajuste de todas es el Volumen de Barrido y aunque su pendiente es negativa se procederá a integrar esta variable al análisis para obtener un mejor resultado, colocándola como un divisor.

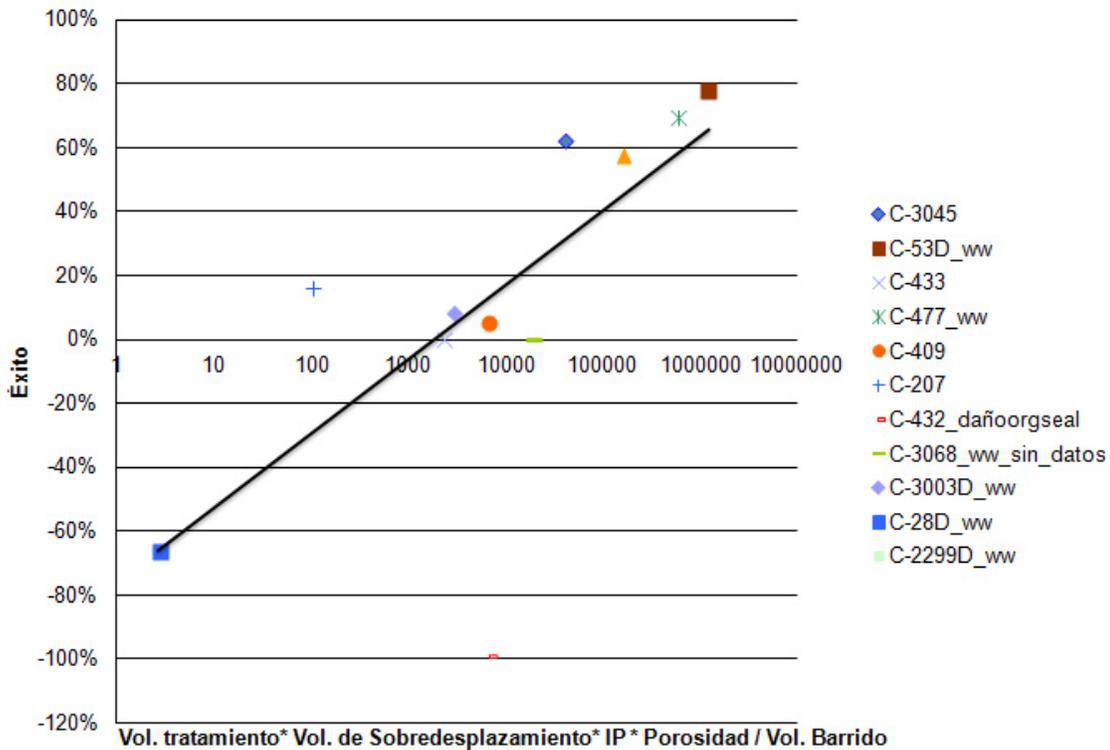


Figura 5.17 vol Tratamiento \* vol. Sobredesplazamiento \* IP \* Porosidad/vol. Barrido vs. Éxito

Se puede apreciar que al dividir por el volumen de barrido, la recta de regresión ajusta aún mejor debido a que la dispersión de los puntos también disminuye, y también es importante señalar que a pesar de que se observa una dispersión tan baja, el valor del ajuste de la recta de regresión no indica un ajuste tan exacto, y observando con atención se puede concluir que esto se debe a que el punto que representa al pozo C-432 está muy alejado de los demás valores y por este punto es que el valor de  $R^2$  no es tan alto como debiera. Se ha tomado en cuenta a este pozo dentro del análisis, por la necesidad de tener el mayor número de muestras posible, sin embargo este es el único pozo que previo al tratamiento con cemento ultrafino fue tratado con geles observándose un comportamiento de mucha inestabilidad, razón por la cual obtuvo un éxito tan bajo en la aplicación del tratamiento con cemento ultrafino. Por esta razón y con el fin de obtener un mejor ajuste en la recta de regresión, no se tomará en cuenta para el análisis.

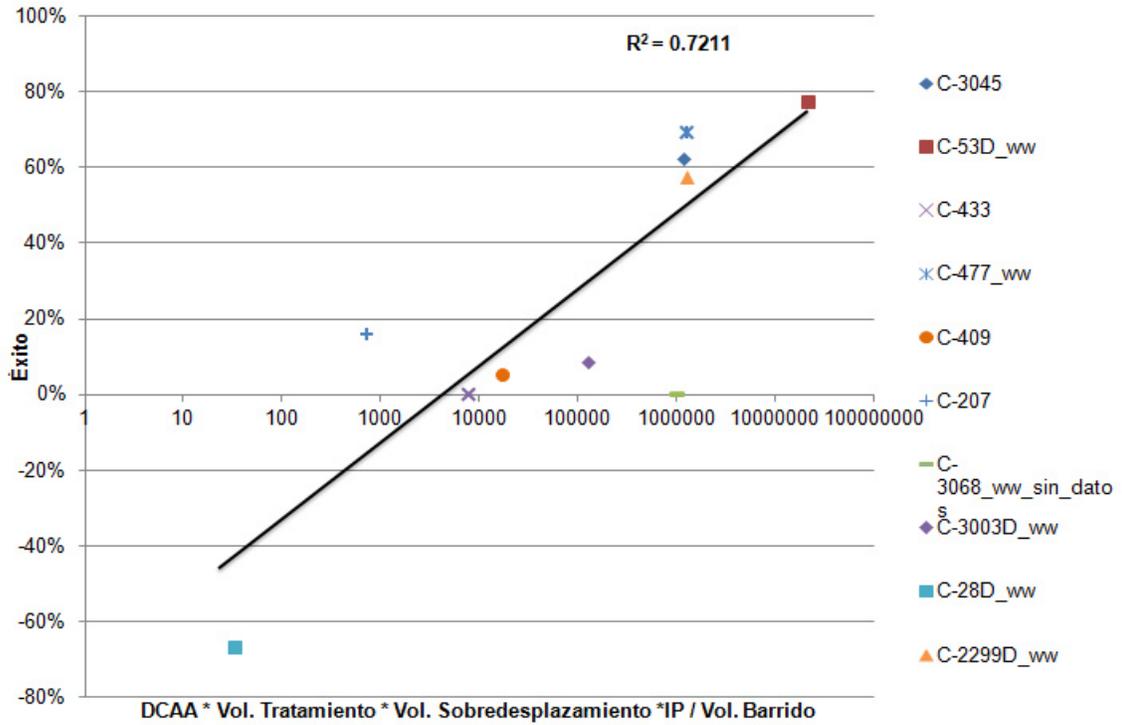


Figura 5.18 DCAA \* vol. Tratamiento \* vol. Sobredesplazamiento \* IP/vol. Barrido vs. Éxito

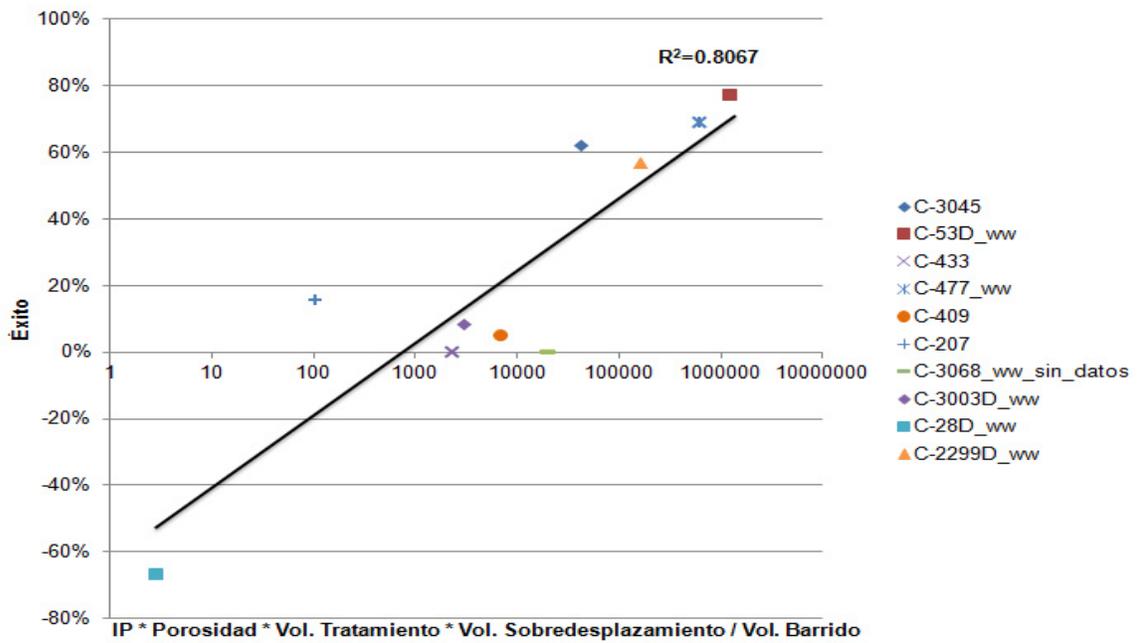


Figura 5.19 IP \* porosidad \* vol. Tratamiento \* vol. Sobredesplazamiento/vol. Barrido vs. Éxito

Se observa que eliminando de la gráfica el pozo C-432, la correlación obtiene un valor de ajuste muy cercano a uno.

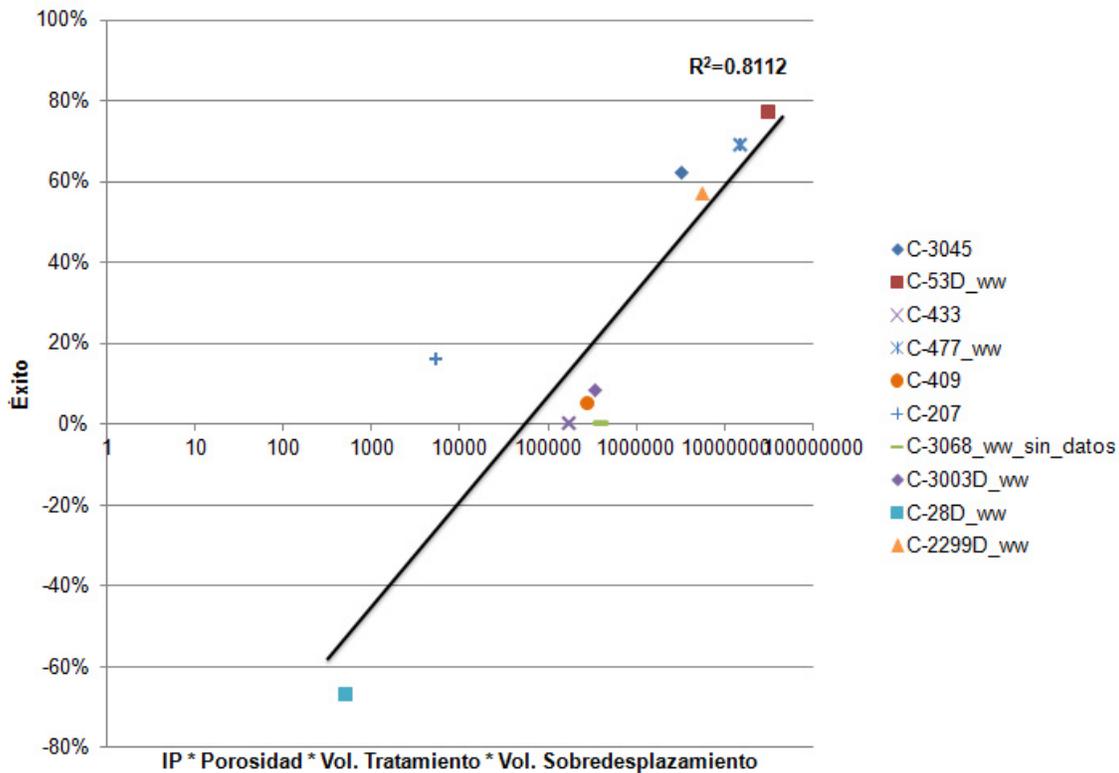


Figura 5.20 IP \* Porosidad \* vol. Tratamiento \* vol. Sobredesplazamiento vs. Éxito

Como se puede observar esta combinación de variables es la que presenta el mejor ajuste. La baja dispersión observada en esta gráfica permite suponer que la dependencia del éxito se distribuye entre todas las variables, es decir, pareciera que las variables tienen la misma influencia sobre el éxito.

Es importante señalar que en las gráficas de combinación de variables vs. Éxito, no se observa una separación entre los resultados obtenidos con el empleo del cemento ultrafino en forma individual con aquellos obtenidos por la combinación de cementos ultrafinos y reductores de permeabilidad relativa al agua, indicados en las leyendas de las gráficas con los identificadores “ww”. Antes bien, se observa que la alineación de los puntos en general obedece a la combinación de variables.

En virtud de que este trabajo se enfocó a encontrar un modelo con fines de predicción se considera que por la baja dispersión observada en la gráfica, este objetivo ha sido cumplido, aunque no se conoce con precisión el peso específico de cada variable sobre el éxito. El trabajo hasta aquí efectuado permite deducir que con técnicas de análisis de regresión multivariada sería posible encontrar relaciones más precisas entre las variables en estudio y el éxito de las intervenciones, de tal forma que sería posible obtener un modelo con carácter explicativo que mejoraría la capacidad de selección de pozos candidatos.

## Conclusiones

El alto grado de ajuste en la recta de regresión de la combinación de variables **Porosidad \* IP \* Vol. Sobredesplazamiento \* Vol Tratamiento vs. Éxito** permite tener confianza en que se ha logrado encontrar una relación que puede utilizarse como un criterio para seleccionar pozos candidatos a la aplicación de tratamientos con cementos ultrafinos, cumpliendo así con el objetivo que plantea este trabajo.

Cuando se posee conocimiento teórico acerca de las variables y de su comportamiento es posible llegar a obtener un modelo con el uso de análisis estadísticos sencillos, aún en condiciones de carácter multivariable.

Los métodos que se usaron para obtener un resultado en este trabajo son ampliamente conocidos y tan universales que son aplicados en diversas áreas para la investigación, tales como estudios sociológicos, económicos, etc. Sin embargo, a pesar de ser también común en la industria petrolera, no se había aplicado a este tipo de trabajos en particular, constituyéndose como una metodología novedosa.

Algunos de los pozos incluidos en el estudio además de haber sido tratados con cemento ultrafino, tuvieron la aplicación simultánea de un reductor de permeabilidad relativa al agua, aunque la realización de las correlaciones hace ver que el éxito del tratamiento está más influenciado por las variables propias del yacimiento y las variables de diseño del tratamiento.

A pesar de que el volumen de barrido en forma individual presenta un alto grado de ajuste, en la combinación no ayudó a mejorar el ajuste en las correlaciones. Pero si muestra la necesidad que en los diseños de tratamiento éste volumen debiera ser reducido a un valor tan bajo como sea posible.

## **Recomendaciones**

Se recomienda el uso del criterio desarrollado para obtener mejores resultados en futuras aplicaciones del tratamiento. Si no se llegara a contar con la información necesaria para aplicar el criterio que ofrece un mejor ajuste, se puede tomar el criterio de alguna otra variable, pero los resultados deben ser manejados con precaución.

Se debe tener en cuenta que el alcance de las correlaciones obtenidas está limitado por el rango de valores establecido con las mediciones que se tienen de las variables, por lo que se debe vigilar que los valores de un pozo al que se pretenda analizar con la correlación, estén dentro del rango de valores con que fue hecha la correlación, de lo contrario las predicciones obtenidas podrían estar alejadas de la realidad.

Al tratarse de un modelo basado en estadística, es importante señalar que el número de muestras también es importante para obtener un resultado más apegado a la realidad, por lo que se recomienda que en futuras aplicaciones, se siga recopilando la información que corrija, complemente o enriquezca los resultados obtenidos.

Los resultados hasta ahora obtenidos hacen ver que existen diferentes relaciones entre las variables por lo que se recomienda mejorar estos trabajos con análisis de regresión multivariable, para evaluar con más profundidad las relaciones entre las variables y encontrar un modelo que proporcione mayor certidumbre en la decisión de seleccionar pozos candidatos a trabajos de control de agua con cementos ultrafinos.

También se recomienda aplicar la metodología general de este trabajo para otras situaciones similares en la industria tales como: control de agua con geles, estimulaciones, etc.

## **Glosario de abreviaciones**

<b>IP</b>	Índice de Productividad
<b>BN</b>	Bombeo Neumático
<b>CAA</b>	Contacto Agua-Aceite
<b>CGA</b>	Contacto Gas-Aceite
<b>DCAA</b>	Distancia al Contacto Agua-Aceite
<b>DCGA</b>	Distancia al Contacto Gas-Aceite
<b>MBPD</b>	Miles de Barriles de Petróleo Diarios
<b><math>P_{wf}</math></b>	Presión de fondo fluyendo
<b><math>P_{ws}</math></b>	Presión de fondo estática
<b><math>q_o</math></b>	Gasto de aceite
<b>RAA</b>	Relación Agua-Aceite
<b>TF</b>	Tubería Flexible
<b>TR</b>	Tubería de Revestimiento
<b>WOR</b>	Relación Agua-Aceite (Water-Oil Ratio)

**Referencias:**

- <sup>1</sup> NELSON, Ronald A. *Geologic analysis of naturally fractured reservoir*. Houston, Tx : *Gulf Professional Publishing*. 2001.
- <sup>2</sup> BRANTON, Tom; VIET Canh, Dao; VAN Que, Nguyen; et al. “*La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados*”. *Oilfield Review*. Otoño 2006.
- <sup>3</sup> BAILEY, Bill; CRABTREE, Mike; TYRIE, Jeb; ELPHICK, Jon; et al. “Control del agua”. *Oilfield Review*. Verano 2000.
- <sup>4</sup> CHAN, K. S. *Water Control Diagnosis Plots*. SPE 30775. 1995.
- <sup>5</sup> DEOLOARTE, Carlos; CANCINO, Víctor; ROBLES, Fernando; SORIANO, Eduardo. *Use of ultrafine hydrocarbon-based slurry as selective conformance system to decrease water cut on Cantarell field*. ACIPET, 2009.
- <sup>6</sup> DÍAZ Hernández Ismael, DEOLOARTE García, Carlos. “Lecciones Aprendidas para el control de agua con el uso de un modificador de permeabilidad relativa y un microcemento emulsionado”, *Conferencia del Día Nacional del Ingeniero*. Ciudad del Carmen. 2010.
- <sup>7</sup> ALONSO, María de los A.; DE LA CRUZ, Argelio V; BARCELÓ, Grettel. *Pronóstico para la inyección de tenso-activos en pozos de petróleo a partir de una metodología que integra técnicas de inteligencia artificial y minería de datos*. INTERCIENCIA, Octubre 2009.
- <sup>8</sup> CINCO Ley, Heber. *Análisis Moderno de Pruebas de Presión y Datos de Producción*.

## Bibliografía

- NARR, Wayne; SCHECHTER, David S.; THOMPSON, Laird B. *Naturally fractured reservoir characterization*. EUA: Society of Petroleum Engineers, 2006.
- CHAN, K.S. *Water Control Diagnosis Plots*. SPE 30775, 1995.
- ELPHICK, Jon. *Water management – Producer Diagnosis*. Schlumberger, 2011.
- INFANTE Gil, Said. *Métodos estadísticos: un enfoque interdisciplinario*. 2da Edición. México: Trillas, 1990.
- DRAPER, Norman Richard.; SMITH, Harry. *Applied regression analysis*. Canadá: John Wiley & Son, 1981.
- DEOLOARTE, Carlos; CANCINO, Víctor; ROBLES, Fernando; SORIANO, Eduardo. *Use of ultrafine hydrocarbon-based slurry as selective conformance system to decrease water cut on Cantarell field*. ACIPET, 2009.
- DÍAZ Hernández Ismael, DEOLOARTE García, Carlos. “Lecciones Aprendidas para el control de agua con el uso de un modificador de permeabilidad relativa y un microcemento emulsionado”, *Conferencia del Día Nacional del Ingeniero*. Ciudad del Carmen. 2010.