

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**Desarrollo de una Metodología Estadística para la
Selección de Agentes Gelificantes Aplicados
al Control de la Conificación de Agua
en Pozos Productores.**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
VANESSA CÁRCAMO BERNAL

DIRECTOR DE TESIS:
DR. EDGAR RAMÍREZ JARAMILLO

MÉXICO, D.F.

NOVIEMBRE 2010

CARTA DE ACEPTACION DE TESIS



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
60-I-671

SRITA. VANESSA CÁRCAMO BERNAL
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Edgar Ramírez Jaramillo y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA ESTADÍSTICA PARA LA SELECCIÓN DE AGENTES GELIFICANTES APLICADOS AL CONTROL DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA EN POZOS PRODUCTORES

- I INTRODUCCIÓN
- II ANTECEDENTES
- III ESTADO DEL ARTE
- IV MODELO ESTADÍSTICO PROPUESTO
- V CASOS DE APLICACIÓN
- CONCLUSIONES
- BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 28 de Junio del 2010

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SÁNCHEZ

RJPYS*RGTS*srs

No tenía miedo a las dificultades:
lo que la asustaba era la obligación
de tener que escoger un camino.
Escoger un camino significaba
abandonar otros.
([Paulo Coelho](#) 1947-)

AGRADECIMIENTOS

A mis Padres:

Por darme la vida en especial a mi madre que nunca dejo de creer en mi y que me ha apoyado hasta el día hoy para lograr que mi sueño se haga realidad, por apoyarme en tiempos difíciles pero sobretodo por siempre tenderme una mano y ser el soporte de mi vida.

A mi hermana Jessica y mi cuñado Luis M.:

Por apoyarme, por seguir confiando mi, por siempre darme ánimos para seguir, por esa hermosa niña (Zdaná) que me da un motivo más para continuar, pero sobre todo por que se que puedo contar con ustedes para lo que necesite.

Mis Tatas (Esther y Daniel †):

Por que siempre nos apoyaron y porque aun sigues dándome ánimos para continuar, sobre todo por el cariño que siempre me has dado gracias por todo.

Mis tíos Juan y Malú:

Por ese apoyo incondicional que siempre me han mostrado, por todo el cariño y cobijo que me han dado y la felicidad que ahora tengo.

A Osiris:

Por apoyarme en esta parte tan importante en mi vida por todo ese cariño y paciencia que has tenido, por seguir a mi lado a pesar de los tiempos difíciles, por compartir tu tiempo y aguantar mis locuras, gracias amor.

A mis amigos:

Carmen, Nancy, Olivia y Víctor Z. por todo el tiempo que hemos compartido y por seguir aguantado mis locuras, además del apoyo que siempre me han demostrado. Erika Salvador gracias por la mano amiga que me tendiste en la realización de este trabajo y por tu amistad.

A mis amigos y compañeros de la universidad:

Dante, Jesús, Rafael, Orlando, Francisco, Erik, Mario, Jair, Víctor, José, David, Paco, John, J. Ángel, Oscar, Enrique, Raquel, Nacho, Alejandro, Eduardo, Josué, Toño, Jesica, Porcayo, Vite, tantos amigos que he conocido durante esta gran travesía, si olvide mencionar a alguien gracias.

A mi director de Tesis Dr. Edgar Ramírez Jaramillo:
Por todo el apoyo, paciencia y disposición para la realización de este trabajo.

A mis sinodales:
Ing. Manuel Villamar Viguera, Dr. Rocío de la Torre Sánchez, Ing. Israel Castro Herrera,
M en I. Felipe de Jesús Lucero Aranda por el tiempo y dedicación en la revisión de este
trabajo.

A la UNAM por todas las facilidades que nos dan para poder concluir una carrera y cumplir
con nuestros sueños de superación personal.

INDÍCE

Resumen	v
Lista de Figuras	ix
Lista de Tablas	xi
Capítulo I. Introducción	1
Capítulo II. Antecedentes	
2.1 Generalidades	3
2.2 Problemas del agua.	6
2.3 Técnicas de diagnostico de control de agua	10
2.4 Problemas de pozos inyectoros	17
2.5 Soluciones para el control de agua	18
Capítulo III. Estado del Arte	
3.1.1 Polímeros hidrofílicos modificados.	29
3.1.2 Tratamiento con Gas	31
3.1.3 Biocidas para simulación de pozos y tratamiento de fluidos.	31
3.1.4 Aditivos NP730 y Super A-SOL	35
3.1.5 Tecnología para yacimientos convencionales	36
3.1.6 Sistema químico con y sin sello de restricción	37
3.1.7 Surfactante viscoelástico	41
3.1.8 Bloqueo en pozos productores	42
3.1.9 Bloqueo con polímeros	43
3.1.10 Método para el control de la migración del gel	44
3.1.11 Geles delgados de poliácridamida en pozos de alta permeabilidad	45
3.1.12 Geles térmicamente estables de menor toxicidad.	48
3.1.13 Tensoactivos reactivos.	49
3.2 Antecedentes en México	
3.2.1 Tratamiento de Polímero reticulado orgánico (OCP)	59
3.2.2 Sistema de polímeros orgánicamente entrecruzados y un material rígido de control.	63
Capítulo IV. Modelo Estadístico Propuesto	69
4.1 Método para la solución de los datos propuestos para la matriz X	73
4.2 Modelos Estadísticos Propuestos	75
Capítulo V. Casos de Aplicación	
5.1 Ecuación lineal	80
5.2 Ecuación exponencial	82
5.3 Ecuación potencial	84
5.4 Ecuación logarítmica	86
Conclusiones	89

Recomendaciones	91
Apéndice 1 Correlaciones Generales del Estudio del Mecanismo de Conificación	92
Apéndice 2 Método de Matrices Inversa por Mínimos Cuadrados	112
Apéndice 3 Código de La Macro para La Solución de una Matriz Inversa de 14x51	122
Bibliografía	126

LISTA DE FIGURAS

Fig. 2.1 Yacimiento que contiene agua	3
Fig. 2.1.2 Control de agua para aumentar la productividad del pozo y las reservas potenciales	4
Fig. 2.1.3 Agua buena y Agua mala	4
Fig. 2.1.4 Simulación del flujo de agua en un yacimiento	5
Fig. 2.1.5 Separador de fondo.	5
Fig. 2.2.1 Contacto agua-petróleo dinámico	7
Fig. 2.2.2 Capa inundada sin flujo transversal entre las capas.	7
Fig. 2.2.3 Tipo de fracturas o Fallas	8
Fig. 2.2.4 Conificación o formación de cúspide	8
Fig. 2.2.5 Barrido areal deficiente	9
Fig. 2.2.6 Capa con segregación gravitacional	9
Fig. 2.2.7 Capa inundada con flujo transversal	10
Fig. 2.3.1 Grafico de recuperación	11
Fig. 2.3.2 Grafico de Historia de Producción	11
Fig. 2.3.3 Curva de Declinación	12
Fig. 2.3.4 Perfiles de los gráficos de diagnostico.	13
Fig. 2.3.5 perfiles de los gráficos de diagnostico.	14
Fig. 2.3.6 Análisis nodal multicapas	15
Fig. 2.3.7 Mediciones de presiones que muestran la aislación de las capas	17
Fig. 2.5.1 Herramienta PosiSet	19
Fig. 2.5.2 Herramienta PatchFlex	20
Fig. 2.5.3 Inyección doble con tubería flexible	21
Fig. 2.5.4 Aplicación de un gel utilizando tubería flexible.	23
Fig. 2.5.5 Empacador Químico Anular (ACP)	24
Fig. 2.5.6 Gráfica de Concentración del polímero vs Tiempo de Gelificación	25
Fig. 2.5.7 Gráfica de salinidad vs tiempo de gelificación	26
Fig. 2.5.8 Gráfica de pH vs Reducción de la permeabilidad	27
Fig. 2.5.9 Comportamiento de la permeabilidad inicial de la roca	27
Fig. 2.5.10 Drenaje Doble	28
Fig. 3.1.1 Estructura de los polímeros	30
Fig. 3.1.2 Estructura reemplazada de monómero acrilato	30
Fig. 3.1.3 Monómero N-decilacrimide	31
Fig. 3.1.4 Diagrama de conificación	35
Fig. 3.1.5 Dimensiones de conificación	35
Fig. 3.1.6 Comparación de la saturación de agua. (Después de 60 hrs.)	36

Fig. 3.1.7 Concepto del gel de arena por el empuje de agua	37
Fig. 3.1.8 Bloque polar y no polar	43
Fig. 3.1.9 Tiempo de agitación vs viscosidad relativa	47
Fig. 3.1.10 Gelificación de 1.0% de polímero A en agua de mar con 1000ppm de fenol y formaldehído a 250°F	48
Fig. 3.1.11 Productos maleables (fórmula 2)	50
Fig. 3.1.12 Compuestos de R ₂ alquilo (fórmula 3)	51
Fig. 3.1.13 Producto medio éster. Donde n es aproximadamente 6.	52
Fig. 3.1.14 Grupo recuperado de sulfonación. Donde n es aproximadamente 6	53
Fig. 3.1.15 Componente maleato de éster. Donde n es aproximadamente 6.	53
Fig. 3.2.1 Diagrama del pozo 1	64
Fig. 3.2.2 Historia del corte de agua en el pozo 1 antes y después del tratamiento OCP/RSM	65
Fig. 3.2.3 Diagrama del pozo 2	66
Fig. 3.2.4 Historia del corte de agua del pozo 2 antes y después del tratamiento OCP/RSM	66
Fig. 3.2.5 Historia del pozo 3	67
Fig. 3.2.6 Historia del corte de agua del pozo 3 antes y después del tratamiento OCP/RSM	67
Fig. 3.2.7 Diagrama del pozo 4	68
Fig. 3.2.8 Historia del corte de agua del pozo 4 antes y después del tratamiento OCP/RSM	68
Fig. 5.1.1 Gráfica de Q _o vs Q _w calculado (Ecuación Lineal)	82
Fig. 5.2.1 Gráfica de Q _o vs Q _w calculado (Ecuación Exponencial)	84
Fig. 5.3.1 Gráfica de Q _o vs Q _w calculado (Ecuación Potencial)	86
Fig. 5.4.1 Gráfica de Q _o vs Q _w calculado (Ecuación Logarítmica)	88
Fig. A1 Diagrama del fenómeno de conificación	93
Fig. A2 Flojo lineal vs Flujo Radial	94
Fig. A.3 Desarrollo de la conificación. Velocidad: m=4.146, hp=0.142, ha=2.143	98
Fig. A.4 Velocidad del cono desarrollada a C _g =C _{gm}	99
Fig. A.5 Relación del efecto de movilidad en la velocidad del cono desarrollado	100
Fig. A.6 Parámetros vs C _g	103
Fig. A.6 Parámetros vs C _g	103
Fig. A.7 Parámetros vs C _g	103
Fig. A.2.1 Gráfica de modelo de regresión lineal múltiple	112
Fig. A.2.2 Campana tridimensional	114
Fig. A.2.3 Ejemplo gráfico de ecuaciones lineales.	118
Fig. A.2.4 Función exponencial	119
Fig. A.2.5 Gráfico de Y = X ²	120
Fig. A.2.6 Representación gráfica de logaritmos en varias bases	121
Fig. A.2.7 Función Logarítmica	121

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1.1 Características de diferentes polímeros	34
Tabla 3.1.2 Químicos no disponibles comercialmente, agua de sellado y sistemas de control	38
Tabla 3.1.3 Descripción del agua disponible en el mercado para la aplicación en sistemas cerrados.	39
Tabla 3.1.4 Mezcla del gel	45
Tabla 3.1.5 composición de la salmuera	46
Tabla 3.1.6 composición	46
Tabla 3.1.7 Características de las moléculas de polímeros en solución	46
Tabla 3.1.8 Material surfactante	54
Tabla 3.1.9 Resumen de Propiedades. Ejemplo 3	54
Tabla 3.1.10 ejemplo 4	54
Tabla 3.1.11 Ejemplo 5	55
Tabla 3.1.12 Ejemplo 6	55
Tabla 3.1.13 Ejemplo 7	56
Tabla 3.1.14 Ejemplo 8 (Componentes)	56
Tabla 3.1.15 Ejemplo 8 (Resultados)	56
Tabla 3.1.16 Ejemplo 9 (Componentes)	57
Tabla 3.1.17 Ejemplo 9 (Resultados)	57
Tabla 3.1.18 Ejemplo 10 (Componentes)	57
Tabla 3.1.19 Ejemplo 10 (Resultados)	58
Tabla 3.1.20 Ejemplo 11 (Componentes)	58
Tabla 3.1.21 Ejemplo 11 (Resultados)	58
Tabla 3.2.1 Datos de casos de pozos en el sur de México	59
Tabla 3.2.2 Resultados del tratamiento en casos de estudio del sur de México	62
Tabla 4.1.1 Valores del Yacimiento	70
Tabla 4.1.2 Valores de los Agentes Gelificantes	70
Tabla 4.1.3 Datos de la matriz X (Distribución Lineal)	73
Tabla 4.1.4 Matriz transpuesta	74
Tabla 4.1.5 Multiplicación de matrices	74
Tabla 4.1.6 Matriz inversa	74
Tabla 4.1.7 Multiplicación de matrice $X^T Y$	75
Tabla 4.1.8 Multiplicacion de matrice $(X^T X)^{-1} X^T Y$	75
Tabla 4.1.9 Matriz X de Distribución Exponencial	76
Tabla 4.1.10 Matriz X de distribución Potencial	77
Tabla 4.1.11 Matriz X de distribución Logarítmica	78
Tabla 5.1.1 Valores para el cálculo de la ecuación Lineal	80
Tabla 5.1.2 Resultados de los cálculos de la ecuación Lineal	81
Tabla 5.1.3 Valores de los Agentes Gelificante	81
Tabla 5.2.1 Tabla 5.1.1 Valores para el cálculo de la ecuación Exponencial	83

Tabla 5.2.2 Resultados de los cálculos de la ecuación Exponencial	84
Tabla 5.2.3 Valores de los Agentes Gelificantes	84
Tabla 5.3.1 Valores para el cálculo de la ecuación Potencial	85
Tabla 5.3.2 Resultados de los cálculos de la ecuación Potencial	86
Tabla 5.3.3 Valores de Agentes Gelificantes	86
Tabla 5.4.1 Valores para el cálculo de la ecuación Logarítmica	87
Tabla 5.4.2 Resultados de los cálculos de la ecuación Logarítmica	88
Tabla 5.4.3 Valores de los Agentes Gelificantes	88
Tabla A.1 Propiedades físicas del modelo base	97
Tabla A.2 Coeficientes a, b, c vs Relación de producción	102

RESUMEN

En la producción de yacimientos el líquido producido contiene agua en emulsión con aceite, conforme la producción se incrementa y el tiempo de producción es mayor la cantidad de agua emulsionada en el aceite aumenta considerablemente hasta llegar al punto en el que la producción es únicamente agua, esto es debido a que dentro del yacimiento se produce un fenómeno que se conoce como conificación de agua que ocasiona la disminución de producción de aceite.

Este fenómeno provoca que la producción de aceite llegue a ser nula, por lo cual es necesario aplicar un método para el control de la conificación, como por ejemplo Agentes Gelificantes que permiten controlar la producción de agua y aumentar de forma considerable la producción de hidrocarburos.

Se les denomina métodos de recuperación mejorada o recuperación terciaria a los agentes gelificantes y la aplicación de éstos se realiza en una tercera etapa de recuperación de hidrocarburos. Se hace una breve reseña en este trabajo de las principales causas de la conificación de agua, así como los componentes de gelificantes utilizados en la industria petrolera para el control de éste fenómeno.

Debido a que los yacimientos petroleros se explotan inicialmente con su energía propia, la producción va declinando con el paso del tiempo, lo cual nos lleva a utilizar métodos que mejoren esta energía para continuar la explotación. Un efecto que se debe contemplar desde el inicio de la explotación de un yacimiento es el acuífero asociado, ya que debido a la declinación de la energía su presencia será mayor en la producción incrementando el efecto de conificación, pero no solo el acuífero puede causar problemas, la inyección de agua también ya que está se mezcla con la producción.

Puesto que la viscosidad y permeabilidad al agua es menor que la del aceite, el agua tenderá a fluir más fácilmente hacia la superficie y esto provoca una conificación ya que el aceite no tiene la suficiente energía para ser recuperado en la superficie, por este motivo es que se menciona el uso de gelificantes para obtener una capa que reduzca la viscosidad y permeabilidad al agua ayudando a obtener un incremento en la recuperación de aceite.

Algunos de los agentes químicos utilizados son; polímeros modificados hidrofílicamente los cuales modifican los solubilidad del agua común y la estructura de los polímeros para reducir el flujo acuoso; biocidas que modifican la viscosidad del fluido y alteran la superficie activa de los polímeros como son sus enlaces; aditivos que se utilizan como agente humectante para modificar la matriz de la roca y se retarde el tiempo de conificación; el gel de arcilla que provoca un cambio catiónico y es además de menor costo de aplicación; polímeros diluidos que producen un “efecto muro” que disminuye la permeabilidad de la roca.

A partir de los datos que se mencionan en los agentes químicos se obtuvieron los rangos máximos y mínimos de aplicación de los agentes gelificantes, así como los valores que se

consideraron de yacimientos fueron tomaron de los ejemplos de aplicación tanto de los agente gelificantes como de los ejemplos de aplicación en la región sur de México. Estas consideraciones se tomaron debido a la falta de apertura de información tanto de parámetros de yacimientos como de agentes gelificantes.

Se consideraron parámetros fijos a los principales valores de características del yacimiento como gasto de aceite y agua, presión, temperatura, saturación de agua y aceite, densidad, permeabilidad, viscosidad, porosidad, y, como parámetros variables a los valores más representativos de la composición de los agentes gelificantes que son Turbidez, Sólidos, Líquidos Gelificantes y Agentes Tensoactivos, estas consideraciones se utilizan para calcular los valores o cantidades a adicionar a los agentes gelificantes para el control de la conificación de agua.

Para el cálculo del método estadístico de control de conificación de agua se consideraron diferentes distribuciones matemáticas que representan los diferentes comportamientos tanto del yacimiento como de los agentes gelificantes y con esto tener una herramienta que permita tomar una decisión sobre cuál es el agente gelificante más adecuado para aplicar al yacimiento que se éste estudiando, así como las cantidades idóneas para el tratamiento.

Este método desarrollado se puede aplicar a diferentes valores a los aquí mencionados ya que es una guía que se puede utilizar para el cálculo de diferentes parámetros, sin embargo es necesario que se acompañe este análisis estadístico de pruebas de laboratorio para confirmar los resultados obtenidos por medio de este método estadístico.

I. INTRODUCCIÓN

Típicamente, sólo 30 por ciento del aceite de un pozo petrolero puede extraerse con los métodos tradicionales, quedando enormes cantidades de petróleo por recuperar de yacimientos con extracciones actuales o incluso de los pozos ya abandonados; esto se debe a que la mayor cantidad del aceite se encuentra en el medio poroso o matriz, es decir, en la roca: llámese areniscas, calizas o carbonatos, entre otros.

La explotación de un yacimiento de petróleo ocurre básicamente en tres etapas. En la primera, el petróleo se drena naturalmente hacia los pozos bajo el efecto de gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y el seno del yacimiento, sin embargo cuando el fluido no es capaz de llegar a las instalaciones superficiales, es necesario implementar un sistema artificial de producción, acorde a las características del yacimiento. Es necesario efectuar un estudio en el que involucre los diferentes sistemas artificiales como bombeo mecánico, neumático, hidráulico y electrocentrífugo.

Cuando la presión del medio se hace insuficiente, o cuando se están produciendo cantidades importantes de otros fluidos, se inicia entonces la segunda fase (recuperación secundaria), la cual consiste en instalar la infraestructura adecuada para la recuperación del hidrocarburo, por lo cual es conveniente el uso de un sistema artificial, como la inyección dentro del yacimiento de un fluido como el agua o de un gas natural para desplazar los hidrocarburos a la superficie. Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía un estimado de 60-80% del POES (Producción de aceite en el sitio). Numerosos métodos han sido estudiados para la recuperación, al menos parcial, de estas grandes cantidades de crudo remanente en los pozos.

Al paso del tiempo, por más agua o gas que se inyecte y aunque se usen avanzados sistemas de bombeo, ya no se recupera más petróleo, y la declinación comienza. En este punto debe aplicarse Recuperación Terciaria o Mejorada, la cual tiene varios métodos entre los que se encuentran el uso de químicos como los Polímeros y Surfactantes, Térmicos (Estimulación con vapor y combustión *in-situ*), Miscible (Hidrocarburos solventes), microbiales, entre otros. Existen tecnologías, procesos o mecanismos cuya aplicación puede ayudar a recuperar entre 10 y 20 por ciento del petróleo original, lo cual podría parecer poco, pero resulta importante para la industria petrolera de acuerdo con las tasas de recuperación y producción actuales.

La principal causa del declive económico en muchos de los pozos de aceite es debido al alto corte de agua. La reducción de la entrada de agua en el pozo puede aumentar significativamente la vida de muchos pozos y aumentar la producción global de petróleo.

El objetivo principal de la producción de hidrocarburos es la recuperación económica, para lograr esto es necesario aumentar la producción de hidrocarburos, lo cual requiere la implementación de recuperación secundaria y en otros casos es necesaria la aplicación de métodos de recuperación mejorada.

La conificación de agua es uno de los principales efectos causantes de la reducción de la producción de aceite. El agua se encuentra junto al aceite dentro del yacimiento y debido a que el agua tiene una densidad menor a la del aceite, tiende a elevarse por la tubería de producción de manera que produce un cono o una cúspide, la cual inhibe la producción de los hidrocarburos; este fenómeno nos lleva a implementar uno de los métodos de recuperación mejorada o terciaria.

Para realizar un método de recuperación mejorada es necesario conocer el problema específico para poder aplicar el mejor tratamiento; para esto es necesario realizar un análisis a detalle del pozo, así como determinar el tipo de agua que se encuentra en nuestro yacimiento, y con esto localizar el intervalo de interés puesto que representa el 50% de la solución del problema de conificación.

Existen varios tipos de moléculas que pueden ayudar a mejorar la producción; básicamente lo que hacen es reducir la tensión superficial o interfacial con el fin de mejorar la movilidad y/o cambiar la mojabilidad de la roca donde se encuentra el aceite.

El estudio de algunos métodos para el control de agua, se utiliza para conocer el comportamiento de aditivos hidrofílicos, así como de los agentes tenso-activos, ya que para lograr la aplicación de alguno de estos métodos es necesario conocer datos del yacimiento así como las limitaciones de uso de cada uno de estos tratamientos.

Una vez que se produce la gelificación, la entrada del flujo de agua al pozo se reduce generalmente a menos de 25 por ciento de las tasas de producción previas al tratamiento. Esta reducción en la permeabilidad al agua incrementa la permeabilidad al petróleo y permite que éste circule con mayor facilidad desde la roca matriz hacia el pozo.

Cada yacimiento es único debido a las propiedades de sus crudos y del medio poroso donde se encuentra, por lo tanto, es necesario diseñar soluciones de manera específica para cada uno; los químicos empleados, las concentraciones y el volumen a inyectar, dependerán de las propiedades de los fluidos de formación, algunas de estas características se pueden encontrar dentro de los capítulos de la tesis.

La aplicación de las técnicas de recuperación mejorada está directamente relacionada con el precio internacional del crudo, ya que esto representa una inversión adicional para la extracción del aceite; sin embargo, a medida que el petróleo se agote y su costo siga aumentando, el uso de estas tecnologías será cada vez más importante.

II. ANTECEDENTES

2.1 GENERALIDADES

El agua afecta todas las etapas de la vida de un campo petrolero, desde la exploración de hidrocarburos (el contacto agua-aceite CAP) hasta el abandono del campo. En la Fig. 2.1.1 se esquematiza un yacimiento que contiene agua, petróleo y gas; antes del inicio de la producción, por encima del nivel petróleo libre, la saturación del agua se encuentra en su valor irreductible. La zona de transición entre los niveles de petróleo y agua libre se caracteriza por un aumento gradual de la saturación de agua hasta alcanzar un 100%. El espesor de la zona de transición depende de factores tales como el tamaño de los poros, la presión capilar y la mojabilidad. En general las zonas de baja permeabilidad presentan zonas de transición de mayor espesor. Cuando se extrae petróleo de un yacimiento, tarde o temprano el agua proveniente de un acuífero o de pozos inyectoros se mezcla y es producida junto con el petróleo (Bailey B, Crabtree M, et. al, 2008)

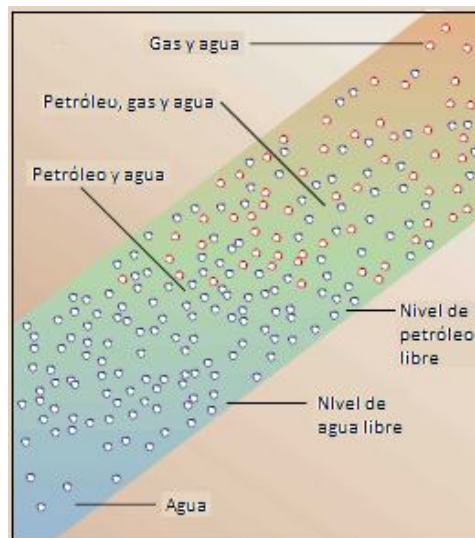


Fig. 2.1.1 Yacimiento que contiene agua

El agua se encuentra presente en todos los campos petroleros y es el fluido más abundante. En la producción de hidrocarburos se encuentra agua de distintos tipos y es fundamental distinguirlas:

- Agua de “barrido”: proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento. El manejo de este tipo de agua es fundamental y puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y de las reservas finales.
- Agua “Buena”: Es el agua producida dentro del pozo, menor al límite económico de la (Relación Agua/Petróleo) RAP Fig. 2.1.2 Es una consecuencia inevitable del flujo de agua a través del yacimiento, y no se puede eliminar sin perder parte de las reservas. La producción de este tipo de agua tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de petróleo y agua en toda la matriz de la formación. Como ocurre en la mayoría de los pozos maduros, la RAP (relación agua/petróleo) aumenta con la producción (A) debido al aumento de la cantidad de agua. El costo del manejo del agua se acerca al valor de la producción de petróleo y al límite económico de la RAP (B). El control de agua reduce la producción de agua del pozo (C), lo que permite continuar la producción

económica de crudo. El control de agua provoca el incremento de la recuperación económica del pozo (D).

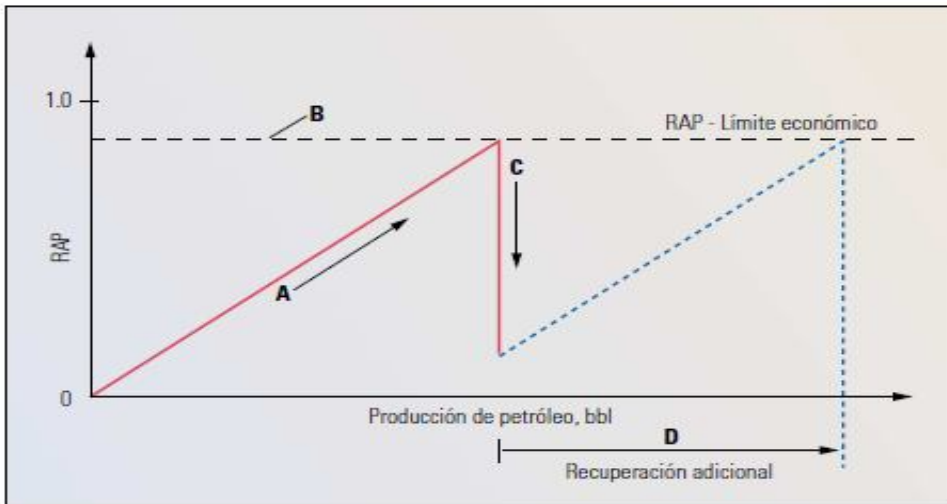


Fig. 2.1.2 Control de agua para aumentar la productividad del pozo y las reservas potenciales.

El agua buena necesita ser producida junto con el petróleo y no se puede separar sin eliminar el flujo de hidrocarburos (Fig. 2.1.3). La separación en el fondo puede ser una solución. El agua mala no ayuda a la producción y provoca la disminución de la presión.

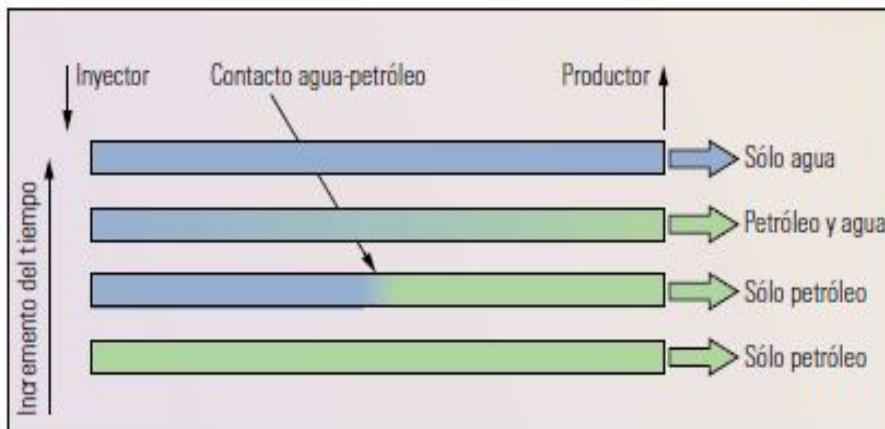


Fig. 2.1.3 Agua buena y Agua mala

Otra forma de producción de agua aceptable proviene de las líneas de flujo convergentes dentro del pozo (Fig. 2.1.4), por ejemplo: en un cuadrante de un esquema de inyección de cinco puntos, un inyector alimenta un productor. El flujo del inyector se puede caracterizar como una serie infinita de líneas de flujo; la más corta es una línea recta entre el inyector y el productor, mientras que la más larga sigue los bordes de flujo nulo desde el inyector al productor. La invasión de agua ocurre un primer momento en la línea de flujo más corta, mientras el petróleo todavía se produce de las líneas de flujo más lentas. Esta agua se debe considerar aceptable, ya que no es posible eliminar determinadas líneas de flujo mientras se permite la producción de otras.

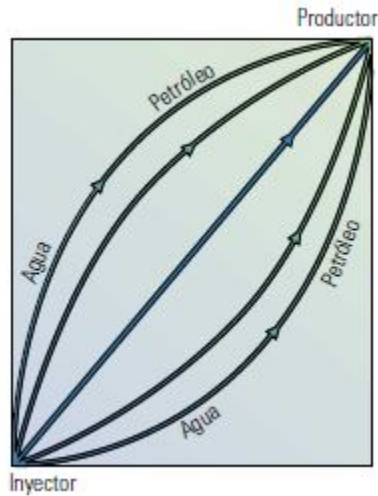


Fig. 2.1.4 Simulación del flujo de agua en un yacimiento.

Por definición el agua buena produce petróleo, por esto se debería tratar de maximizar su producción; para reducir los costos, el agua debería de eliminarse lo mas pronto posible, mediante un separador de fondo (Fig. 2.1.5). Estos dispositivos pueden separar hasta el 50% del agua e inyectarla en el fondo.

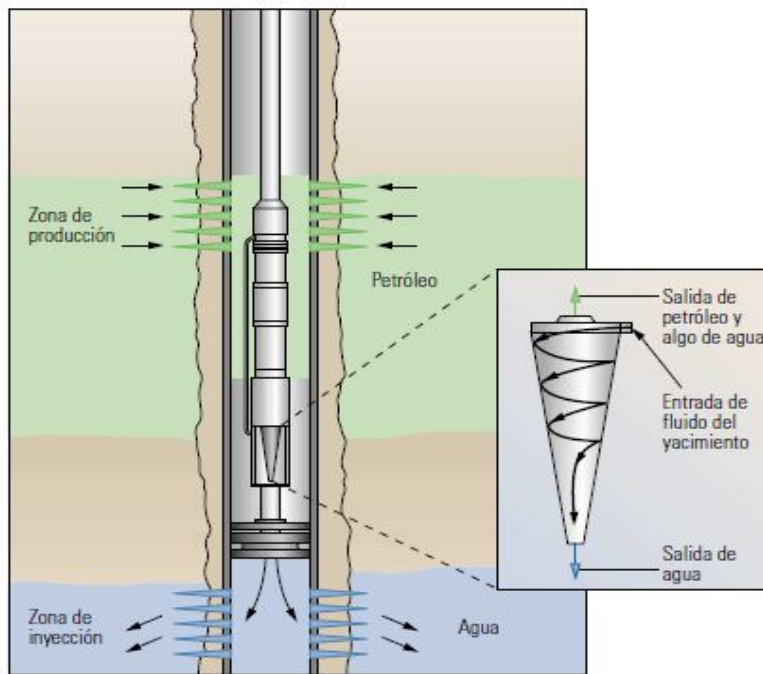


Fig. 2.1.5 Separador de fondo.

- Agua “Mala”: se puede definir como el agua producida dentro del pozo, que no produce petróleo, o bien cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo asociado con el manejo del agua, es decir, es agua producida por encima del límite económico de la RAP. En los pozos individuales, el origen de la mayor parte de los problemas de agua mala se puede clasificar dentro de diez tipos básicos. (Elphick J, Seright R, 1997)

Los hidrocarburos y el agua se pueden producir por la misma zona (es decir, los flujos de las fracciones de agua y aceite de una misma zona).

2.2 PROBLEMAS ORIGINADOS POR EL AGUA.

Los diez tipos básicos de problemas de agua comprenden desde los más sencillos de resolver hasta los más complicados.

Filtraciones en el revestidor, tubería de producción o empacadores: las filtraciones a través del revestidor de la tubería de producción o los empacadores permiten que el agua proveniente de zonas que no producen hidrocarburos ingresen en la columna de producción (Fig.2.2.1a). La detección de los problemas y la aplicación de las soluciones correspondientes dependen fundamentalmente de la configuración del pozo.

Los registros básicos como la densidad del fluido, la temperatura y el flujo pueden ser suficientes para diagnosticar estos problemas. En los pozos de mayor complejidad puede ser necesario contar con registros de flujo de agua, como registro de la fracción volumétrica.

Flujo canalizado detrás del revestidor: la existencia de fallas en la cementación primaria puede provocar la conexión de zonas acuíferas con zonas de hidrocarburos. Estos canales permiten que el agua fluya por detrás del revestidor e invada el espacio anular (Fig. 2.2.1b) Una causa secundaria puede ser la creación de un “vacío” detrás del revestidor cuando se produce arena. El flujo se puede detectar mediante los registros de temperatura o los registros WFL (registro de flujo de agua por sus siglas en inglés) basados en la activación de oxígeno. La solución principal consiste en el uso de fluidos selladores, que pueden ser cementaciones forzadas de alta resistencia, fluidos a base de resinas colocados en el espacio anular, o fluidos a base de geles de menor resistencia colocados en la formación para detener el flujo dentro del espacio anular.

Contacto agua-petróleo dinámico: si un contacto agua-petróleo uniforme asciende hacia una zona abierta de un pozo durante la producción normal por empuje de agua, puede existir producción normal por empuje de agua indeseada (Fig.2.2.1c). Esto existe donde la permeabilidad vertical es muy baja. En los pozos con mayores permeabilidades verticales ($k_v > 0,01k_h$), es más probable encontrar conificación de agua y otros problemas. En un pozo vertical, este problema se puede resolver fácilmente por abandono del pozo, desde el fondo utilizando algún sistema mecánico, como un tapón de cemento o un tapón colocado por medio de cable de acero.

En los pozos horizontales, cualquier solución que se aplique en las cercanías del pozo se debe extender bastante en todas las direcciones con respecto al intervalo productor de agua para impedir que el flujo de agua horizontal supere los límites del tratamiento y retardar la consiguiente invasión de agua. Como alternativa, se puede considerar una desviación de la trayectoria una vez que la RAP (relación agua/petróleo) resulte intolerable desde el punto de vista económico.

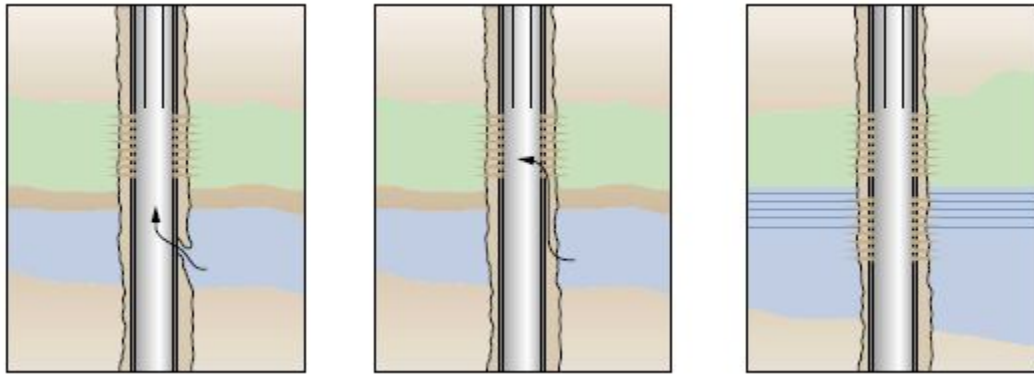


Fig. 2.2.1

a) Filtraciones en el revestidor en la tubería de producción

b) Flujo detrás del revestidor

c) Contacto agua-petróleo dinámico

Capa inundada sin flujo transversal: se produce cuando una zona de alta permeabilidad rodeada por una barrera de flujo (capa de arcilla) está inundada (Fig. 2.2.2); en este caso la fuente de agua puede ser un acuífero activo o un pozo inyector de agua. Este problema se resuelve con la aplicación de fluido cegador rígido o de un cegador mecánico.

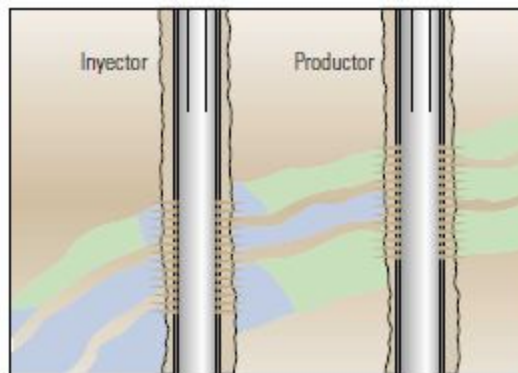


Fig. 2.2.2 Capa inundada sin flujo transversal entre las capas.

Fracturas o fallas entre inyector y productor: en las formaciones naturalmente fracturadas bajo recuperación secundaria por inyección de agua, el agua inyectada puede invadir rápidamente a los pozos productores (Fig. 2.2.3a). Este fenómeno se produce cuando el sistema es extenso o se encuentra fisurado y se puede confirmar mediante el uso de trazadores radiactivos y pruebas de presión transitoria. La inyección de un gel en el pozo inyector puede reducir la producción de agua sin afectar la producción de petróleo de formación.

Fracturas o fallas de una capa de agua: el agua puede provenir de fracturas que interceptan una zona de agua más profunda (Fig. 2.2.3b). Estas pueden ser tratadas con un gel; los volúmenes de tratamiento deben ser lo suficientemente grandes para cegar las fracturas a una distancia considerable del pozo.

En muchos yacimientos de carbonatos, las fracturas suelen ser casi verticales y aparecen en grupos separados por grandes distancias, en especial en zonas dolomíticas. Estas fracturas pueden observarse en pozos horizontales frecuentemente, donde la producción de agua suele suceder a través de fallas conductoras o fracturas que interceptan un acuífero (Fig. 2.2.3c)

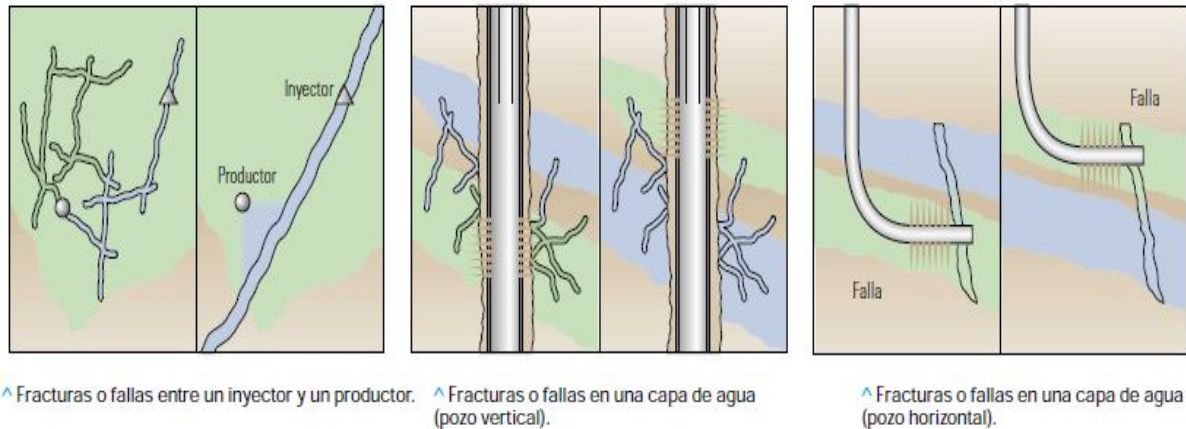


Fig. 2.2.3 Tipo de fracturas o Fallas

Conificación o formación de cúspide: La conificación es causada por un gradiente de presión cerca del pozo. El pozo esta produciendo con tanta rapidez que las fuerzas viscosas superan las de gravedad. Eventualmente, el agua puede sustituir la totalidad o parte de la producción de hidrocarburos. Una vez que el avance se produce, el problema tiende a empeorar, con mayores recortes de agua de producción.

En un pozo horizontal se produce conificación cuando existe un CAP (contacto agua/petróleo) cerca de los disparos en una formación cuya permeabilidad vertical es relativamente elevada (Fig. 2.2.4). En algunos casos, se propone colocar una capa de gel por encima del contacto agua-petróleo estacionario, sin embargo, este método difícilmente podrá detener la conificación (Bailey B, Crabtree M, et. al, 2008.)

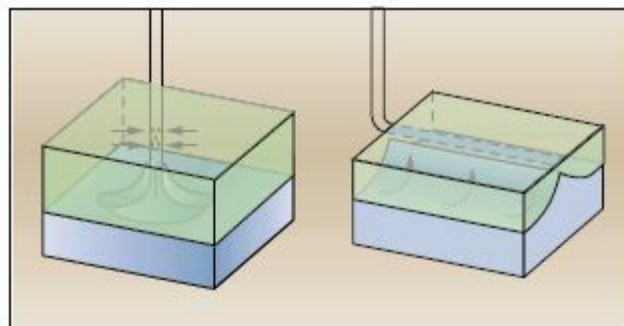


Fig. 2.2.4 Conificación o formación de cúspide

En lugar de colocar un gel, una alternativa conveniente consiste en perforar uno o más huecos laterales de drenajes cerca del tope de la formación para aprovechar la mayor distancia con respecto al CAP (contacto agua/petróleo) y la disminución de la caída de presión, que reducen el efecto de conificación.

En pozos horizontales este problema se puede asociar con la formación de una duna o de una cúspide, en estos pozos puede ser posible al menos retardar la formación de la cúspide con una operación de sello cerca del hueco que se extiende lo suficiente hacia arriba y hacia abajo, como en el caso de un CAP ascendente.

Barrido areal deficiente: muchas veces el agua marginal o adyacente de un acuífero o de un pozo inyector de agua en una zona productiva, provoca barrido areal deficiente

(Fig. 2.2.5). Por lo general, la anisotropía areal de la permeabilidad origina este problema, que es especialmente serio en los depósitos de canales de arena. Esto requiere de un tratamiento de gran volumen o una inyección continua de un elemento viscoso, lo que normalmente resulta poco económico. En este tipo de situaciones, se logra mejorar la recuperación mediante la perforación de pozos de relleno, si bien los tramos laterales de drenaje se pueden utilizar para llegar al petróleo no barrido en forma más económica.

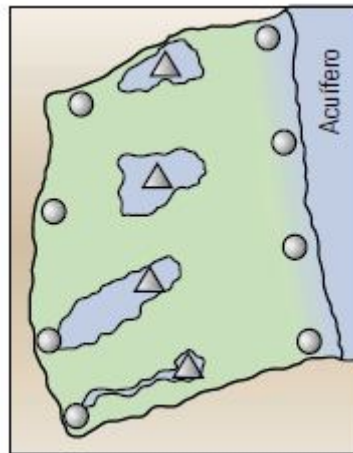


Fig. 2.2.5 Barrido areal deficiente

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) puede provocar la invasión de agua no deseada en un pozo en producción (Fig. 2.2.6). El agua proveniente 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. Los tramos laterales de drenaje pueden resultar efectivos para alcanzar al hidrocarburo no barrido y los fluidos de inyección viscosos y gasificados también pueden mejorar el barrido vertical.

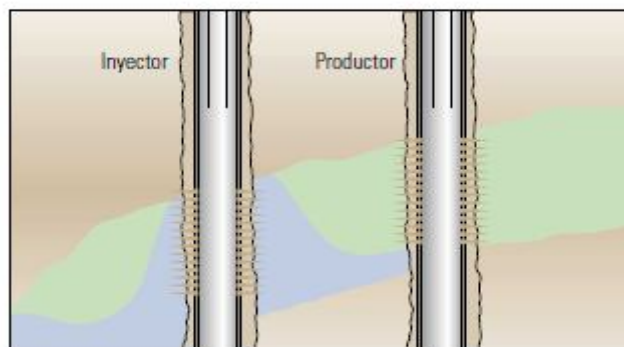


Fig. 2.2.6 Capa con segregación gravitacional

Capa inundada con flujo transversal: puede existir en capas de alta permeabilidad que no se encuentran aisladas por barreras impermeables, el problema es similar al de una capa sin flujo transversal, pero la diferencia es que no existe una barrera para detener el flujo en el yacimiento (Fig. 2.2.7). En casos aislados puede ser posible colocar un gel muy penetrante en forma económica en la capa permeable siempre que ésta sea delgada y tenga alta permeabilidad comparada con la zona del hidrocarburo.

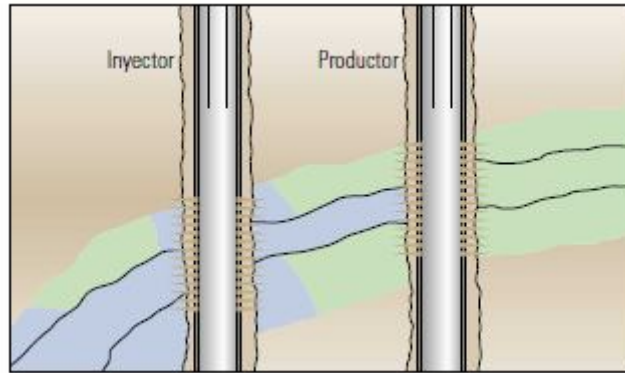


Fig. 2.2.7 Capa inundada con flujo transversal

Los primeros cuatro problemas se controlan en el pozo o en las cercanías del mismo. En el caso de los dos siguientes (fracturas entre inyectores y productores o fracturas de una capa de agua) es necesario colocar geles muy penetrantes en las fracturas o fallas. Los cuatro últimos problemas no admiten soluciones simples y de bajo costo cerca del pozo y requiere modificaciones en la terminación o la producción como parte del manejo del yacimiento.

2.3 TÉCNICAS DE DIAGNOSTICO DE CONTROL DE AGUA

El factor clave es poder identificar el problema específico que se presenta. Los diagnósticos de pozos se utilizan de tres maneras;

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

La entrada natural de agua puede presentarse en un yacimiento por la expansión volumétrica del agua contenida en el acuífero, o por flujo hidráulico proveniente de la infiltración de agua en el afloramiento de la formación. El comportamiento de un yacimiento con entrada de agua depende del ritmo de producción y de la misma entrada de agua, por lo que es fundamental determinar su magnitud.

Cuando la historia de producción es confiable, ésta contiene información que puede ayudar a diagnosticar el problema del agua. Para poder distinguir las diferentes fuentes de agua, se han desarrollado diversas técnicas analíticas que utilizan relaciones agua/aceite, los datos de producción y las mediciones de los registros.

Grafico de recuperación: es un gráfico semilogarítmico de la RAP (relación agua/petróleo) con respecto a la producción acumulada de petróleo (Fig. 2.3.1). La tendencia de producción se puede extrapolar al límite económico de la RAP para determinar la producción de petróleo que se obtendrá si no se toma ninguna medida para controlar el agua. Si la producción extrapolada es aproximadamente igual a las reservas esperadas para el pozo, quiere decir que el pozo produce un nivel de agua aceptable y no se necesita ninguna medida de control. Si este valor es mucho menor que las reservas recuperables esperadas, significa que el pozo esta produciendo agua y, de existir

suficientes reservas para compensar el costo de la intervención considerando alguna medida de reparación.

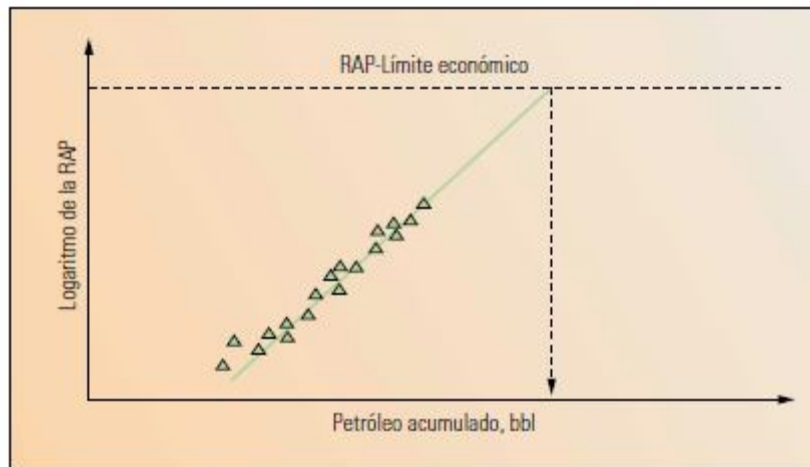


Fig. 2.3.1 Gráfico de recuperación

Gráfico de la historia de producción: es un gráfico log-log de tasas de petróleo y agua con respecto al tiempo (Fig. 2.3.2). Los pozos donde generalmente se aplica un sistema de control de agua, muestran un aumento de la producción de agua y una disminución de petróleo casi en forma simultánea, por lo cual podría necesitar un tratamiento de remediación.

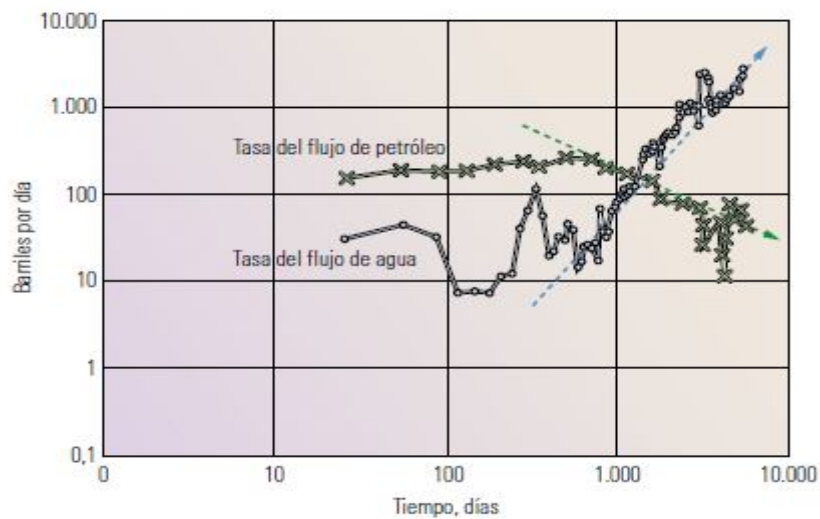


Fig. 2.3.2 Gráfico de Historia de Producción

Análisis de la curva de declinación de petróleo: es un gráfico semilogarítmico de la tasa de producción de petróleo y agua con respecto al petróleo acumulado (Fig. 2.3.3). El agotamiento normal produce una curva cuya tendencia es rectilínea, mientras que una declinación pronunciada puede indicar la existencia de algún otro problema, como ejemplo la disminución severa de la presión o el aumento del daño.

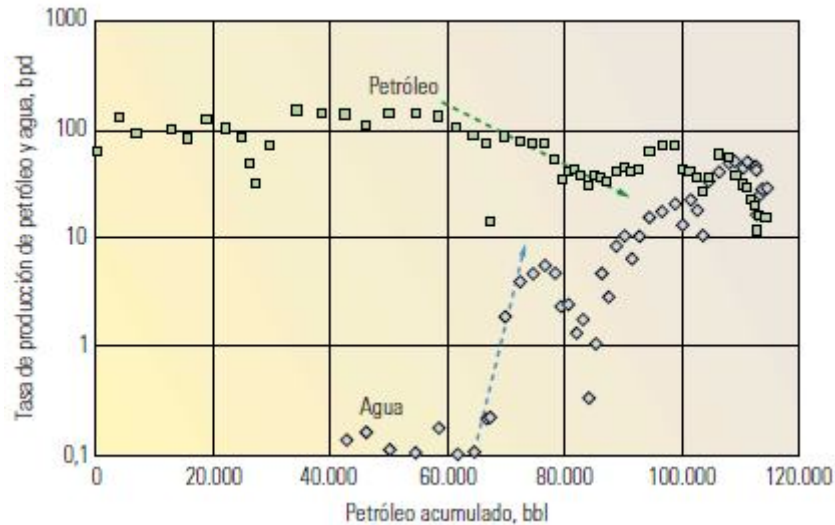
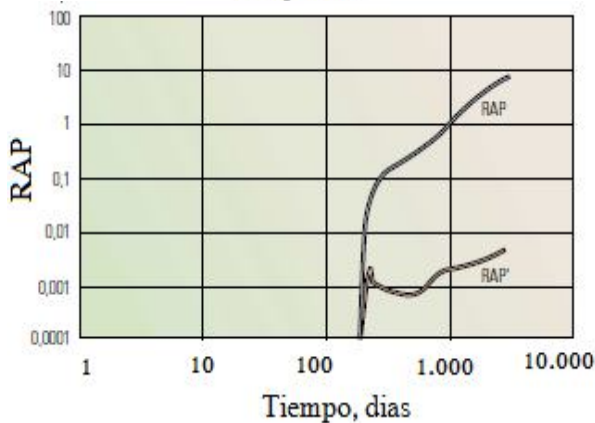
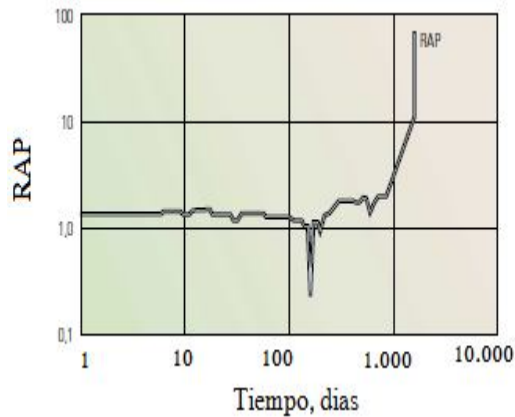


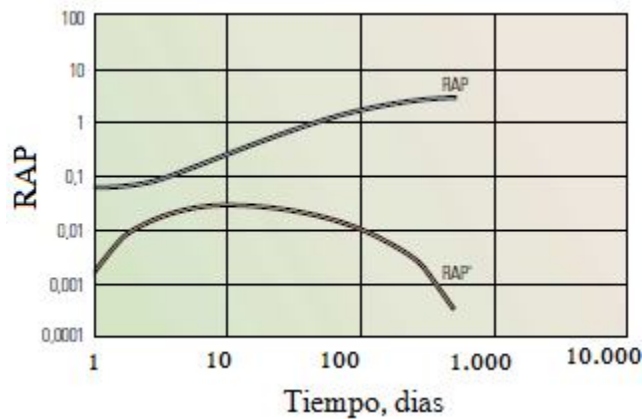
Fig. 2.3.3 Curva de Declinación de petróleo

Gráficos de diagnósticos: para determinar el problema específico estableciendo comparaciones con los esquemas de comportamiento conocidos, se utiliza un gráfico de diagnóstico log-log de la RAP con respecto al tiempo (Fig. 2.3.4). Existen tres signos básicos que permiten distinguir entre los diferentes mecanismos de invasión de agua: flujo abierto por fallas, fracturas o flujo por canal detrás de la tubería de revestimiento; flujo marginal o un CAP dinámico, y problemas de conificación. Estas interpretaciones se construyeron a partir de simulaciones numéricas y experiencias de campo. La utilidad de los gráficos para determinar la invasión del agua en múltiples capas se ilustra con el ejemplo de un campo manejado por una compañía del mar del Norte. Una trayectoria de flujo abierta (A) muestra un incremento de la producción de aceite en la historia de producción del pozo, este perfil indica la existencia de flujo a través de una falla, una fractura o un canal detrás del repetidor. El flujo de agua marginal (B) muestra un rápido aumento en el momento de la invasión seguido de una línea recta, en el caso de múltiples capas, la línea puede presentar una forma escalonada dependiendo de la permeabilidad de las capas. Un aumento gradual de la RAP (C) indica la conificación de agua temprana en el pozo. Normalmente se nivela entre una RAP de 1 y 10, y la pendiente de la RAP disminuye, una vez que la curva comienza a estabilizarse, el cono de agua comienza a comportarse como un flujo marginal (Chan, KS. 1995)



A) flujo abierto

B) flujo de agua marginal



C) Aumento gradual

Fig. 2.3.4 Perfiles de los gráficos de diagnóstico.

El gráfico de diagnóstico de la RAP (relación agua/petróleo) generado a partir de los datos de pruebas de pozos mensuales, muestra el efecto de la variación de la permeabilidad en los estratos del yacimiento (Fig. 2.3.5). El gráfico ilustra inundación de las capas de alta permeabilidad, las que contribuyen al flujo transversal dentro del yacimiento. El gráfico muestra que el acuífero invade aproximadamente a los 1800 días (punto 1) con un incremento pronunciado en la RAP correspondiente a un cambio repentino de la saturación de agua en el frente de inundación. La RAP asciende gradualmente hasta 2100 días, comportamiento marginal. La entrada de agua se estabiliza desde el punto 2, indicando que la capa se encuentra prácticamente inundada, lo cual lleva a una RAP constante. Este valor sugiere que la primera capa que invade contribuye aproximadamente el 14% del producto permeabilidad-espesor de la capa-factor clave de la formación para determinar la tasa de flujo. A los 2400 días (punto 3),

la invasión de agua se ve a través de las capas interestratificadas de alta permeabilidad. La curva aparece menos pronunciada en esta invasión porque la RAP comienza a un valor superior. Al final de este periodo, la RPA es aproximadamente 0,24 lo cual sugiere que el 10% del producto permeabilidad-espesor proviene de la segunda capa que ha sido inundada. El último aumento (punto 4 representa la invasión final de las capas de alta permeabilidad. El petróleo acumulado producido y producto de la permeabilidad relativa por el espesor de las capas, se podrían utilizar para estimar las reservas remanentes en las zonas de menor permeabilidad de la formación.

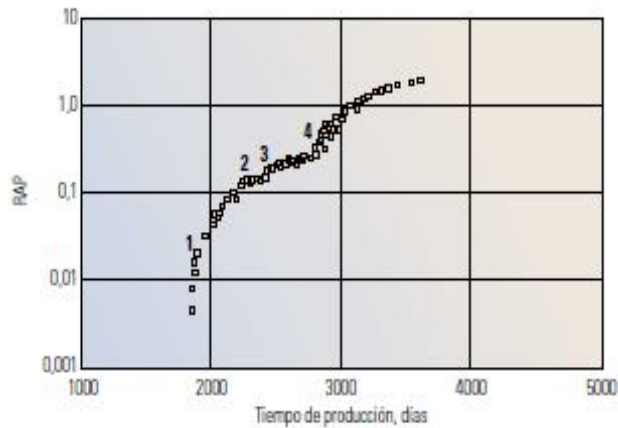


Fig. 2.3.5 perfiles de los gráficos de diagnóstico.

Análisis de cierre y estrangulación: la historia de producción de la mayoría de los pozos incluye períodos de estrangulación o cierre. El análisis RAP fluctuante puede proporcionar indicios muy valiosos para determinar el tipo de problema. Los problemas de invasión de agua, como la conificación o una fractura individual que interceptan una capa de agua superpuesta, produce el efecto opuesto. Estos sistemas no son estables en el transcurso del tiempo Geológico pero, puede ser inducido durante la producción.

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

Análisis Nodal: El diseño de un sistema de producción depende del rendimiento combinado del yacimiento y la tubería de fondo o sistema del yacimiento. En la Fig. 2.3.6 se muestra un análisis nodal multicapas el cual tiene dos capas, cada una con diferente espesor y distinta permeabilidad, en este análisis se muestran las tasas de flujo individual y total de las capas de petróleo y agua medida que producen en conjunto y a diferentes presiones. Las cantidades de petróleo, gas y agua que fluyen en un pozo, provenientes del yacimiento dependen de la caída de presión en el sistema de tuberías, y la caída de presión depende de la cantidad de cada fluido que pasa por la tubería. El análisis del comportamiento de un pozo en producción junto al de las tuberías asociadas con el mismo, se conoce como análisis nodal y se utiliza con frecuencia para evaluar el efecto de cada componente en un sistema de producción desde el fondo de un pozo hasta el separador (Bailey B, Crabtree M, Tyrie J, 2008).

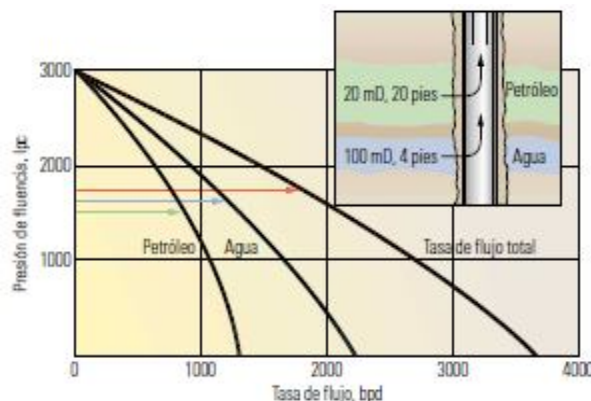


Fig. 2.3.6 Análisis nodal multicapas

Este análisis también se emplea para determinar la ubicación de zonas de resistencia excesiva al flujo, lo que provoca grandes pérdidas de presión en los sistemas de tuberías.

El análisis nodal es una metodología estándar para simular las respuestas de los pozos, en este caso hay que considerar dos factores importantes. En primer lugar, las necesidades de calibrar las respuestas de flujo calculadas frente al agresivo flujo transversal observando en condiciones de cierre y, en segundo lugar, el hecho de que en este caso se encontraban involucradas un número relativamente grande de capas separadas (Fig. 2.3.7). El análisis incluye seis pasos:

- Construcción de modelos: la construcción básica de modelos de pozos requiere un estudio de desviación detallado, de las propiedades de presión, volumen y temperatura (PVT), las características del yacimiento en la región próxima al pozo para cada capa y la ubicación de los disparos.
- Geología: la información geológica acerca del ambiente deposicional alrededor del pozo fue necesaria para estimar el grado y la extensión lateral de las barreras impermeables.
- Presión de las capas: las presiones individuales de las capas se obtuvieron a partir de los datos de cierre del pozo. En un principio se supuso que el factor de daño de la formación era cero.
- Sección de la correlación: se realiza una comparación de la correlación del flujo multifásico sobre el sistema básico, para determinar el grado de variación que presentan los modelos y, el impacto de los parámetros de correlación, como los cambios de ángulo. Este paso implica ajustar los datos obtenidos en las pruebas de pozo.
- Flujo transversal en condiciones de cierre: se simula el flujo transversal en condiciones de cierre, que es detectado por las mediciones de la herramienta PLT (herramienta de registro de producción), lo cual permite evaluar el factor de daño de cada capa. El proceso requiere utilizar un sistema de prueba y error, en el cual las estimaciones aproximadas (a partir de pruebas anteriores) del

índice de productividad de cada capa se modificaran en forma secuencial para ajustar los datos.

- Flujo transversal en condiciones de afluencia: se repite este proceso de afluencia y se analizan varias tasas de producción. El proceso se puede acelerar si se cierran todas las capas productoras menos una, en forma sucesiva. El índice de productividad y los factores de daño debido al flujo no Darciano de cada capa se modifican posteriormente para ajustar los datos.

Registros de producción: los registros de producción precisos, como los ofrecen las mediciones de los servicios de producción de la plataforma PS (Plataforma de Servicios de Producción), pueden mostrar la invasión de agua en el pozo. Esta herramienta tiene la capacidad de determinar el flujo y colgamiento de cada fase de fluido en pozos verticales.

A partir de la adición de los nuevos sensores ópticos y eléctricos, que incorporan mediciones locales de sensores y mediciones de velocidad de cada fase, se han logrado importantes avances en diagnósticos de casos simples y complejos con flujo trifásico.

Pruebas con tasas variables: un registro de producción puede convertirse en un registro de producción con tasas variables o “prueba multicapas”, midiendo la tasa de producción de cada capa frente a varias presiones de producción diferentes, con mediciones estacionarias posicionadas entre cada capa. De esta forma, se podrá determinar el índice de productividad y la presión promedio del yacimiento para cada capa.

Probadores de formación operados con cable de acero: Las mediciones de presión de la formación obtenidas con herramientas operadas con cable de acero, pueden mostrar si existe comunicación de la presión entre las capas. Si las capas tienen presiones diferentes y no se comunican en el pozo, quiere decir que se encuentran aisladas. Presentan la misma presión, puede ocurrir que estén comunicadas o bien que hayan producido (o hayan sido inyectadas) con tasas similares, por lo cual la presión resultante es la misma. La Fig. 2.3.7 muestra que las mediciones pueden ser utilizadas en pozos de relleno en un periodo de producción en el yacimiento. Cuando existen diferencias de presión entre las capas debido a agotamiento diferencial, se deduce que las capas se encuentran aisladas entre sí por barreras de permeabilidad vertical. Cuando presenta la misma presión, puede ocurrir que estén comunicadas o hayan producido con tasas similares, con lo cual la presión resultante es la misma.

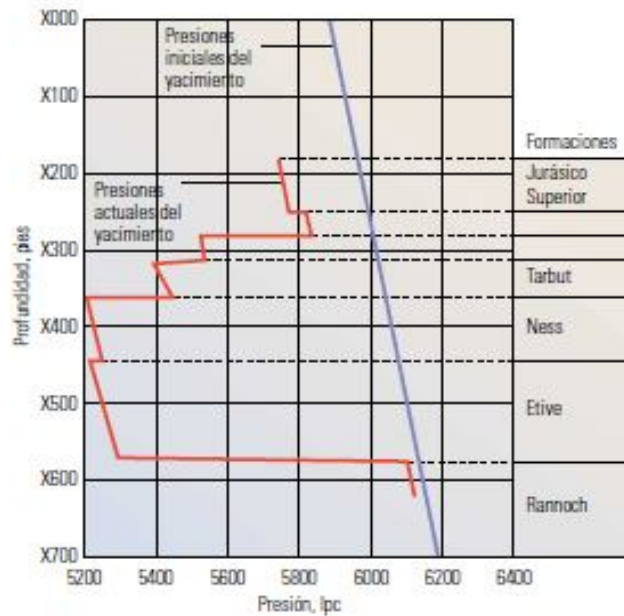


Fig. 2.3.7 Mediciones de presiones que muestran la aislación de las capas.

Prueba de interferencia vertical: realizada con la herramienta MDT (probador modular de la dinámica de formación) muestra la permeabilidad vertical efectiva cerca del pozo. La permeabilidad vertical se puede determinar a partir de los cambios en la presión de la formación medida con un sensor de presión, mientras el fluido de la formación se bombea a través de una sonda de muestreo separada unos 0.7m del sensor, sobre la pared del hueco (Crombie A, Halford F, et. Al, 1996).

Correlaciones de lutita: pueden demostrar si un en campo existen grandes barreras de lutitas. Cuando se observa una excelente correlación de las lutitas entre los diferentes pozos, quiere decir que las capas del yacimiento se encuentran aisladas por roca impermeable y es improbable que exista flujo transversal dentro del yacimiento.

Registros del medidor de flujo durante el cierre: puede detectar el flujo transversal en el pozo durante el cierre del pozo; de existir, constituiría un signo evidente de presión diferencial entre la capa aislada.

Prueba de estrangulamiento: pruebas de estrangulamiento o los datos de producción pueden proporcionar un útil diagnóstico de comunicación vertical mediante la detección de presiones diferenciales.

2.4 PROBLEMAS DE POZOS INYECTORES

Los pozos inyectoros pueden originar problemas si el agua de inyección no está filtrada correctamente, ya que puede contener partículas tan grandes que provoquen el taponamiento de la matriz; si no se trata en forma adecuada con químicos de producción como bactericidas y secuestrantes de oxígeno, el daño puede aumentar.

La fracturación térmica a menudo se encuentra en zonas marinas, es provocada por la reducción de los esfuerzos en la zona de inyección debido al enfriamiento provocando un escaso barrido areal; una estrategia es garantizar la fracturación de todas las zonas ya

sea por medios térmicos o hidráulicos, para obtener un perfil de inyección más parejo. Si existe una capa de alta permeabilidad, la fractura térmica puede irrumpir en la zona de alta permeabilidad, la cual puede llegar a tomar toda el agua de inyección y como consecuencia se pierde el barrido de la zona de baja permeabilidad.

2.5 SOLUCIONES PARA EL CONTROL DE AGUA

Cada problema tiene distintas opciones que varían desde las soluciones simples, mecánicas y químicas, que son relativamente de bajo costo, hasta las más complejas y costosas de terminaciones re-trabajadas.

Soluciones mecánica: Los problemas que ocurren en las cercanías del pozo, como las filtraciones del revestidor, el flujo por detrás del revestidor, el ascenso de agua desde el fondo y las capas inundadas sin flujo transversal, se opta por utilizar tapones mecánicos o inflables. La herramienta PosiSet, que incluye un tapón mecánico, se puede transportar con tubería flexible o bajar con cable de acero (Bailey B, Crabtree J, et. al, 2008). El tapón PosiSet se baja a través de la tubería de producción y se utiliza para cegar el agua en las cercanías del hueco, se puede bajar con cable de acero o por medio de tubería flexible y utiliza un sistema de anclaje positivo con anclas superiores e inferiores y elementos sellantes que aíslan las capas productoras de agua tanto en huecos abiertos como revestidos. Utiliza tecnología que ya ha sido probada en el campo y garantiza el sellado del pozo tanto en pozos revestidos como en pozos abiertos. (Fig. 2.5.1)

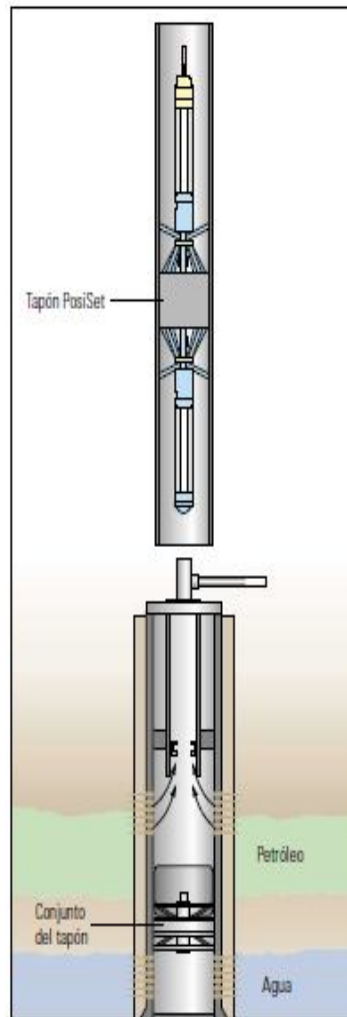
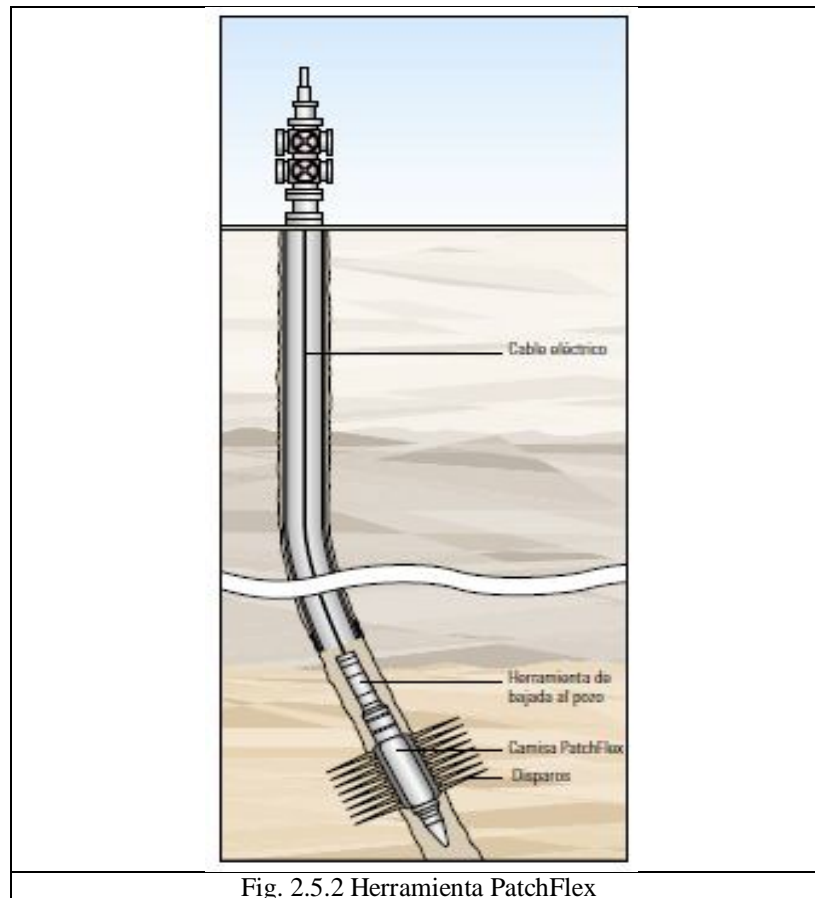


Fig. 2.5.1 Herramienta PosiSet

Herramienta patchFlex: se puede colocar por medio de tubería flexible o cable de acero dentro del revestidor y se utiliza en diversas aplicaciones, especialmente indicado para eliminar la entrada de agua o gas mediante operaciones realizadas a través de la tubería de producción y, para modificar el perfil de inyección así como para el aislamiento de la zona. La camisa PatchFlex está formada por un cilindro de un compuesto flexible realizado con fibra de carbono, resinas termosellantes y un revestimiento de goma, construye alrededor de un elemento inflable que se acopla a una herramienta de bajada al pozo y se lleva al punto de interés con cable de acero. Cuando la camisa se encuentra posicionada frente al área a ser tratada, una bomba incluida en la herramienta de bajada al pozo infla la camisa utilizando fluido del pozo. Las resinas son calentadas hasta que se polimerizan completamente. A continuación, el elemento inflable se desinfla y se extrae, con lo cual queda una camisa dura, resistente a la presión, perfectamente ajustada, inclusive en los casos en que el revestidor se encuentra dañado o corroído. (Fig. 2.5.2.).



Soluciones químicas: los tratamientos requieren emplazamiento preciso del fluido. La tubería flexible permite colocar la mayor parte de los fluidos de los tratamientos sin riesgo de afectar las zonas de hidrocarburos (Fig. 2.5.3).

El cemento SqueezeCRETE: Constituye otro elemento para el control del agua; debido a su escasa pérdida de fluido y a su capacidad de penetrar microfracturas, es el sistema ideal para tratamientos de filtraciones en las tuberías, provocado por detrás de las mismas. El tratamiento SqueezeCRETE se utiliza para el sellado de disparos cuando existe un problema de capas inundadas, o bien asciende el agua del fondo o del CAP (contacto agua/petróleo).

Inyección doble con tubería flexible: En los problemas de control del agua donde resulta fundamental el emplazamiento del fluido de tratamiento, se puede utilizar un empacador inflable (2.5.3a) manejado con tubería flexible para proporcionar el aislamiento del hueco entre las zonas de petróleo (2.5.3b) y las zonas inundadas (2.5.3c). En este ejemplo con empaque de grava, para detener el avance del agua no deseada se bombea un fluido de tratamiento (2.5.3d) a través de la tubería flexible hacia la zona inundada inferior y al mismo tiempo se bombea un fluido protector (2.5.3e) a través del espacio anular hacia la zona productora de petróleo.

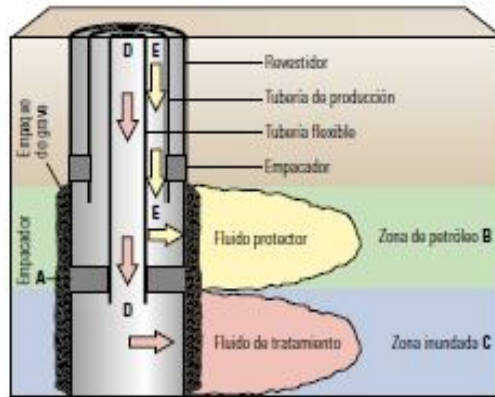


Fig. 2.5.3 Inyección con tubería flexible

Existen cuatro tipos de tratamientos para control de agua que se inyectan en condiciones matriciales:

1. Bloqueadores de permeabilidad o gelificantes
2. Reductores desproporcionados de permeabilidad (DPR – Disproportionate Permeability Reducers)
3. Bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB – Selective Permeability Blockers)
4. Modificadores de permeabilidad relativa (RPM – Relative Permeability Modifiers).

Bloqueadores de permeabilidad o gelificantes: Estos materiales tapan los espacios porosos, evitando el movimiento del fluido, generalmente por medio de una reacción, química retardada y controlada que permite la inyección profunda del material antes que reaccione formando un gel tridimensional. Son buenos ejemplos los silicatos de sodio activados internamente con esteres de urea o resinas amino-plásticas. Otras opciones incluyen resinas y látex o soluciones de polímeros que gelifican en respuesta a la temperatura, salinidad o pH para formar precipitados coagulados o geles tridimensionales, tales como aquellos obtenidos por resinas látex o fenólicas.

Los sistemas más conocidos se basan en poliacrilamidas reticuladas con cromo y reticulado con glutaraldehído. Son soluciones de baja concentración bombeadas en un estado no reticulado, por lo que tienen baja viscosidad. Se activan in situ, la temperatura las pone en acción y controladas por reguladores de pH forman un gel de obturación de alta viscosidad.

Ninguno de estos materiales es selectivo y tapan poros conteniendo hidrocarburo y/o agua. Por lo tanto, requieren medios de colocación selectiva para evitar que se tape la zona productora de petróleo. Este tipo de tratamientos pueden ser aceptables si el único factor en la producción de agua es la conificación. En el caso de canalización, “fingering” o zonas de alta saturación de agua asociadas a yacimientos maduros, se produce una reducción en la producción de petróleo o suelen ser de corta duración y comercialmente inaceptables

DPR - Reductores desproporcionados de Permeabilidad: Estos materiales también taponan los espacios porosos, restringiendo el movimiento del fluido, pero no precipitan, no se hinchan ni se viscosifican tanto en la presencia de hidrocarburos como lo harían en el caso de estar en un ambiente acuoso (o son parcialmente solubles en

petróleo). El efecto neto es una reducción de permeabilidad efectiva al agua por un factor mayor que la reducción de permeabilidad al hidrocarburo. Sin embargo, como el efecto sobre la permeabilidad al petróleo podría ser una reducción de más del 90% dependiendo del sistema seleccionado, la aislación mecánica puede aún ser necesaria en la misma forma que con los bloqueadores de permeabilidad. Los materiales base agua preferidos son los derivados de resinas de madera que forman un precipitado coloidal que se aglutina formando una masa gelatinosa en presencia de agua.

Estos materiales no reaccionan en presencia de hidrocarburos, sino que el precipitado se disuelve parcialmente en poros donde la saturación es mixta. Otros materiales similares al agua se usan en fluidos base aceite, incluye el tetra metil ortosilicato (TMOS) y el etil silicato que reacciona en la presencia de agua y forma un gel rígido de sílice.

SPB - Bloqueadores de Permeabilidad Selectivos: Nuevos sistemas basados en un surfactante viscoelástico aniónico – VAS (Viscoelastic Anionic Surfactant) han sido recientemente introducidos para el control de agua. Estos sistemas son únicos y completamente diferentes de aquellos usados previamente con respecto a la ubicación y taponamiento de poros. El VAS, en presencia de cationes, produce geles de muy baja viscosidad efectiva cuando están sometidos a alta velocidad de corte. De muchas maneras estos geles son semejantes a aquellos producidos por reticulado de polímeros hidrosolubles (fluidos de fractura, por ejemplo). Sin embargo, como el gel está libre de sólidos puede ser bombeado e inyectado en el yacimiento en condiciones matriciales (por debajo de la presión de fractura). Una vez que se encuentra en los poros de la formación, quedan sujetos a velocidades de corte típicas de aquellas encontradas en la producción radial (menores que 15 seg.^{-1}), la viscosidad de estos sistemas VAS podría aumentar tanto como 100 veces por lo que restringirían el movimiento de fluido.

Debido a la composición química única de estos sistemas especiales VAS, los hidrocarburos los rompen al contactarlos y revierten a la viscosidad del agua salada. Esto libera solamente los poros con saturación residual de hidrocarburo, dejándolos libres y fuertemente acuohumectados. Los poros con alta saturación de agua, por otra parte, quedan tapados con un gel de alta viscosidad.

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

Se han desarrollado RPM de mayor efectividad agregando radicales cargados a poliacrilamidas formando terpolímeros anfóteros (Poli-DMDAAC – Poli Dimetil-dialil cloruro de amonio). Esto mejora tanto su sensibilidad al corte, a la temperatura y la tolerancia a las sales como su adhesión a la roca. Más recientemente, un terpolímero

vinil-amida ha sido introducido para reemplazar las poliacrilamidas anfóteras en pozos de condiciones más difíciles, debido a que ofrecen una mayor resistencia al flujo de agua. Así se ha expandido el rango de aplicación a situaciones más exigentes.

Lo ideal sería que los materiales RPM fueran líquidos (hidrolizados en agua) y que su concentración fuera proporcional a la permeabilidad de la formación. Los RPM's incrementan la resistencia al flujo de agua en el orden de 2 a 100 veces. En cambio, el aumento de resistencia al flujo de petróleo (aspecto "negativo") es por lo menos un orden de magnitud más bajo, y nunca mayor que 2. Estos tratamientos, son los más seguros con respecto al mantenimiento de la producción de petróleo y son los que tienen mayor probabilidad de éxito en el control de agua cuando se colocan correctamente y para grados de movilidad de petróleo/agua por debajo de 10. Los cambios en el entorno tales como el pH, salinidad o baja presión afectarán la efectividad y durabilidad del tratamiento. En otros términos, cualquier intervención de pozo luego del tratamiento probablemente destruya parcial o completamente sus propiedades de control de agua.

Los geles rígidos son sumamente efectivos para cegar excesos de agua en las cercanías del pozo; los geles se pueden forzar dentro de la formación para realizar el cegado completo de esa zona o para llegar a las barreras de lutitas. Habitualmente están hechos de polímeros con aditivos reticuladores; la aplicación de un gel rígido utilizando tubería flexible. Se bombea un gel rígido (2.5.4a) en la zona inundada para cegar la entrada de agua de una capa sin flujo transversal. Un empacador inflable en la tubería flexible (2.5.4b) aísla la zona productora de petróleo (2.5.4c) de la zona inundada (2.5.4d). Productos como Mara SEAL y OrganoSEAL-R (la información de estos productos es exclusiva de Marathon Oil Corporation) se pueden mezclar con facilidad y tiene una vida útil y prolongada. Pueden ser inyectados a presión en la formación para tratar problemas de agua específicos, como flujo por detrás del revestidor y capas inundadas sin flujo transversal, o colocados selectivamente en la zona de agua usando tubería flexible y un empacador.

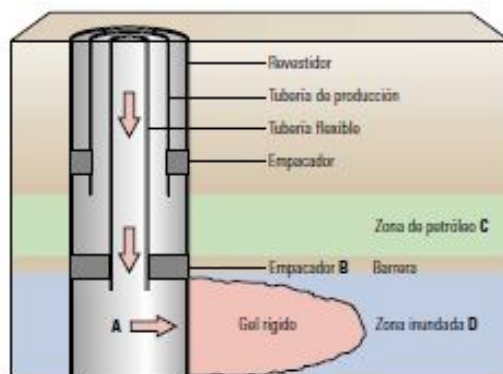


Fig. 2.5.4 Aplicación de un gel utilizando tubería flexible.

Otra solución es un fluido gelificado que se puede inyectar en pequeñas fallas o fracturas pero sólo penetra las formaciones con permeabilidades superiores a 5 darcies (O'Brien, Stratton, Lane, 1999)

Por otra parte se están desarrollando fluidos inteligentes o selectivos en la forma de polímeros y surfactantes para tratamientos de la matriz de la formación. Estos tratamientos, denominados modificadores de permeabilidad relativa, producen un material similar al de un gel para detener el flujo en las capas de agua para mantener el

comportamiento del fluido en las capas de petróleo para permitir que continúe la producción.

En pozos horizontales, los tratamientos para resolver los problemas de agua resultan más efectivos cuando la zona tratada se encuentra aislada del resto del pozo, esto se logra en forma mecánica con empaques inflables; el Empacado Químico Anular (ACP) por sus siglas en inglés) desarrollado para estos casos, realiza el aislamiento entre diversas zonas utilizando empaques o tapones colocados por medio de tubería flexible (Fig. 2.5.5) esta tecnología incluye emplazamiento de un fluido a base de cemento en el espacio anular entre una tubería corta ranurada no cementada y la formación. El fluido es conducido a la zona del tratamiento mediante tubería flexible e inyectado entre un conjunto de empaques inflables para rellenar el espacio anular sobre un intervalo seleccionado. Está diseñado para fraguar un tapón permanente, impermeable y de gran resistencia, que aísla completamente el volumen del espacio anular.

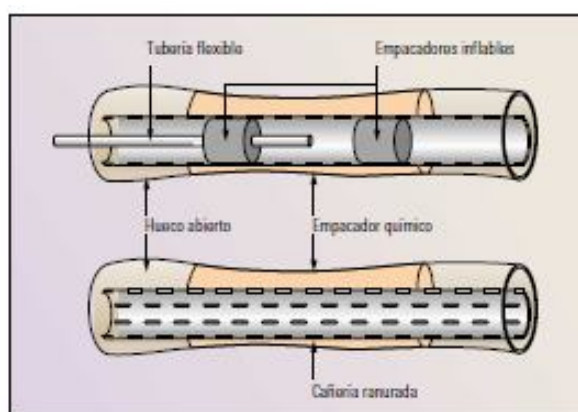


Fig. 2.5.5 Empacador Químico Anular (ACP)

Debido a que el enlace de cadenas entrecruzadas es de naturaleza covalente, se pueden obtener geles más fuertes y más estables que aquellos de enlaces iónicos o coordinados, formados con metales polivalentes.

Con la misma finalidad de controlar la conificación se han obtenido geles utilizando precursores de fenol o también llamados fenoles ocultos, los cuales liberan el fenol térmicamente o hidrolíticamente en el sitio, para controlar el tiempo de gelificación en tratamientos en zonas profundas, especialmente en yacimientos de alta temperatura. Estos tipos de Geles tienen las siguientes características:

- Puede penetrar en zonas de roca matriz.
- La fiabilidad de la química depende de la gelificación.
- Tener la estabilidad térmica menor que otros materiales ($<175^{\circ}\text{C}$).
- Disponer de baja resistencia mecánica fuera de la matriz de roca.

Algunos tipos de Geles utilizados en la industria petrolera para el control de la conificación de agua se presentan a continuación:

Cr (III) el acetato de alta Mw HPAM (Marcit CT)

Cr (III) con acetato de baja Mw HPAM (Maraseal)

Cr (III) propionato HPAM (Aquatrol IV, Matrol III)

Cr (III) lactato / carboxilato HPAM. Cr (III) HPAM malonato

Injectrol Silicatos (Zonelock, Pemablock, V Siljel)

En la polimerización in situ de las acrilamidas, acrilatos, o los derivados (k-Trol,

Permaseal)

Polietileneimina con copolímeros t-butylacrylate/acrylamide (H2Zero)

HCHO o HMTA y fenólicos / reticuladores hydroquinone con PAM y co-terpolímeros (Phillips y los procesos de Unocal, Organoseal, MultiGel)

Entrecruzado AMPS, NVP, la acrilamida / acrilato de cooperación y terpolímeros (HE)

Polímeros anfotéricos y terpolímeros (Con WOR-, Aquatrol I, AquaCon)

Hidrofóbicamente modificada polyDMAEMA (WaterWeb, CW-Frac)

Entrecruzado micropartículas poliméricas expandibles (claro agua)

Al-citrate/HPAM (BP Norte proceso pendiente)

Al-citrate/HPAM/CPAM (Cat-An, gel de dispersión coloidal)

AlCl₃/OH⁻ (SGD o del Sistema de Gelificación Tardía)

Fe (OH) ₃ (proceso de precipitación húngaro)

Tiempo de Gelificación: es el tiempo que tarda la mezcla gelificante en formar el gel a las condiciones de temperatura del pozo. El tiempo inicial de gelificación, es decir, cuando la mezcla comienza a volverse altamente viscosa, establece cuál es el máximo volumen que se puede inyectar en la formación a un gasto dado, sin correr el riesgo de gelificación en la tubería; así como el tiempo en el cual alcanza su máxima consistencia, se establece el tiempo de cierre del pozo y antes de abrirlo a producción (Fig. 2.5.6) (Seright R, 2008)

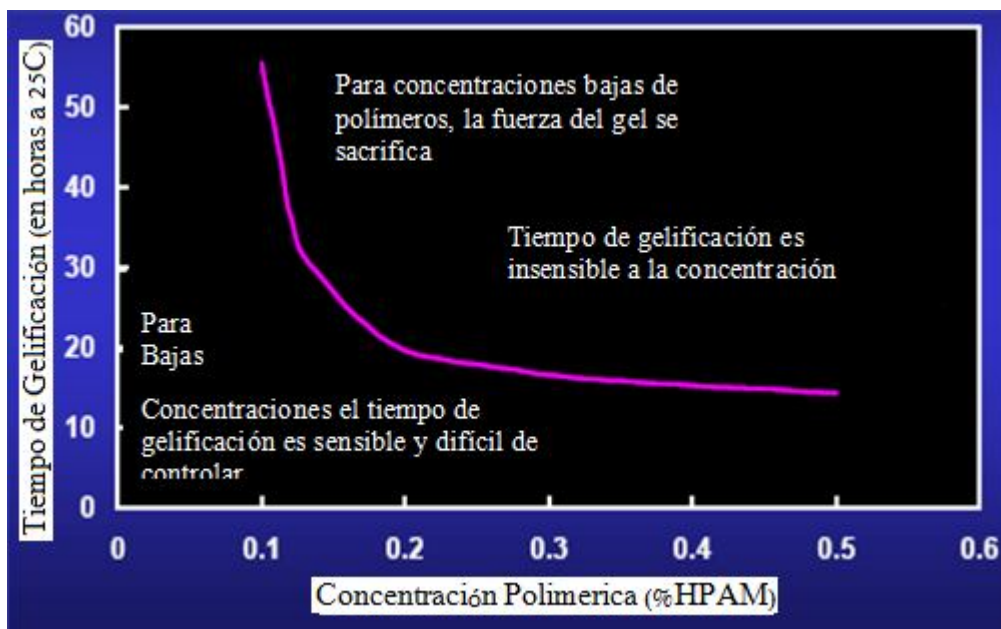


Fig. 2.5.6 Gráfica de Concentración del polímero vs Tiempo de Gelificación

Consistencia o fuerza del gel: se refiere a la dureza, elasticidad y movilidad del gel. Se cree que la elasticidad del gel influye en el comportamiento de reducción de permeabilidad pero no ha sido comprobado. Una baja consistencia en el gel fuera del medio poroso, no puede tomarse como definitivo en cuanto a la estabilidad que ese gel tendrá dentro de la matriz con los diferenciales de presión a que esta expuesto.

Durabilidad: esta relacionado con la estabilidad del gel función del tiempo a las condiciones de presión y temperatura especificadas principalmente en cuanto a consistencia y sinéresis. La sinéresis es la expulsión del agua atrapada dentro la red del polímero.

Comportamiento en el medio poroso: es la capacidad del gel para modificar la permeabilidad de una formación a los fluidos presentes en la misma cantidad. Este factor permite conocer si el gel tendrá la capacidad de reducir preferencialmente al aceite. El factor de resistencia residual es la relación de la permeabilidad antes de inyectar el gel y después de inyectarlo (K_i/K_f). Mientras más alto es este factor, mayor será la capacidad del gel a reducir la permeabilidad al fluido.

El efecto de la salinidad en tiempo de gelificación es un factor que debe de tomarse en cuenta para realizar el gel ya que sirve para incrementar el tiempo de gelificación (Fig. 2.5.7.)

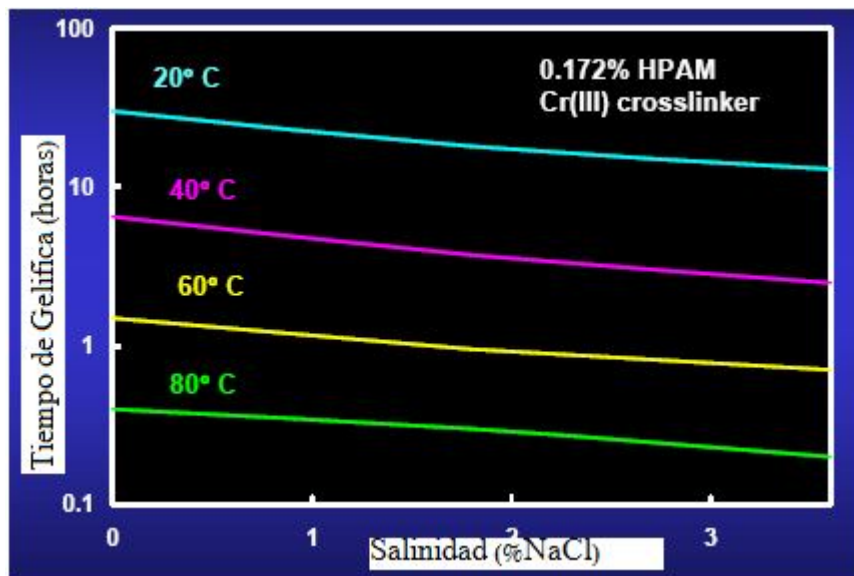


Fig. 2.5.7 Gráfica de salinidad vs tiempo de gelificación

Para la mayoría de los gelificantes, la reacción es sensible al Ph, las arcillas, carbonatos y otros minerales pueden cambiar el Ph de estos gelificantes por lo tanto es necesario desarrollar gelificantes que sean menos sensibles a los cambios de Ph (Fig. 2.5.8.).

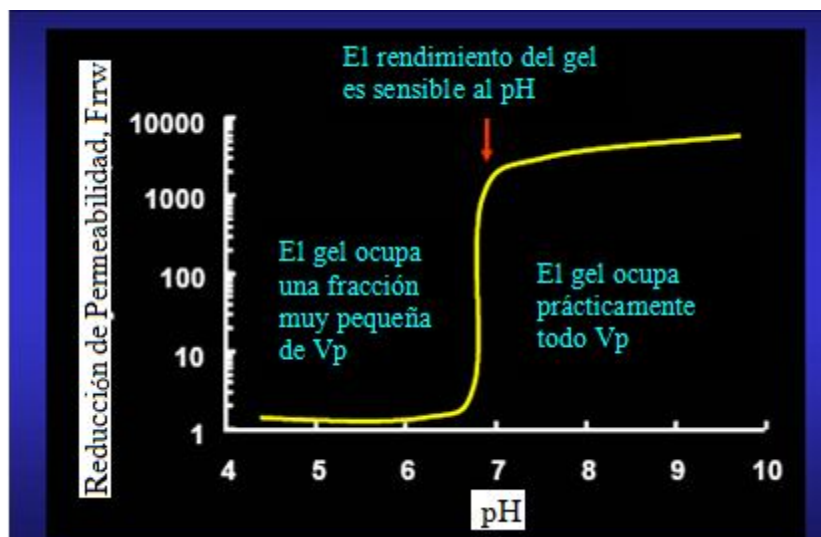
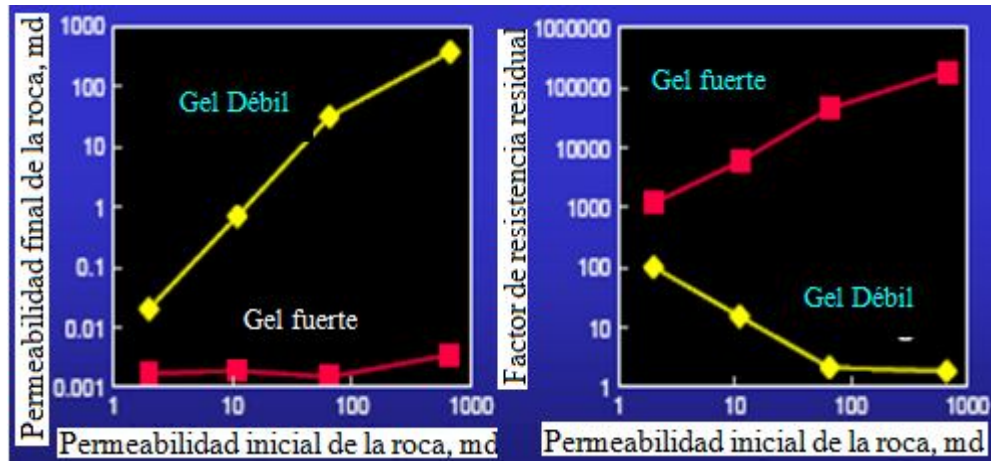


Fig. 2.5.8 Gráfica de pH vs Reducción de la permeabilidad

Reducción de Permeabilidad por los geles: Los Geles fuertes reducen la permeabilidad (k) de todas las rocas del mismo valor. Los geles débiles restringen el flujo de baja permeabilidad de las rocas por un factor que es igual o mayor que el de la permeabilidad alta (Fig. 2.5.9).



2.5.9 Comportamiento de la permeabilidad inicial de la roca

Geles Débiles

- Ocupan una fracción muy pequeña del volumen de los poros.
- Por lo general, consisten en pequeñas partículas de gel que bloquean las gargantas de los poros.
- Proporciona reducciones de baja permeabilidad moderada.
- Por lo general son impredecibles en tamaño de las partículas, la concentración de partículas, y la reducción de la permeabilidad de siempre.

Adsorción de Polímeros

- Ocupar una fracción muy pequeña del volumen de los poros.
- Por lo general bloquean una porción de las gargantas de los poros.
- Proporcionar a las reducciones de baja permeabilidad moderada.
- Debido a las variaciones mineralógicas, suelen ser impredecibles en nivel de adsorción y reducción de la permeabilidad de siempre.

Geles Fuertes

- Ocupar la mayoría, si no todos, de los poros acuosos.
- Reducir los niveles de permeabilidad microdarcy.
- El agua fluye a través del gel en sí mismo.
- Proporciona reducciones de permeabilidad.
- Son mucho más previsible que los geles débiles y polímeros.

Soluciones de terminación: diversas alternativas de terminación, como pozos con múltiples, tramos laterales, desviaciones de sus trayectorias, aislamiento con tubería flexible y terminación doble, pueden servir para resolver problemas difíciles de agua tales como CAPs ascendentes, conificación, barrido areal incompleto y segregación gravitacional. Una estrategia utilizada cuando existe conificación en pozos de alto valor es la coproducción de agua, que consiste en disparar y utilizar terminaciones dobles. En la Fig. 2.5.10 se muestra un drenaje doble, utilizado para resolver los problemas de conificación de agua y consiste en disparar en el inicio del cono de agua y producir el

agua y el petróleo en forma simultánea para eliminar el cono de agua. Es un enfoque de bajo costo que puede incrementar el corte de agua, pero mejorar la eficiencia de barrido y aumenta las reservas recuperables a largo plazo. Como alternativa, el agua y el petróleo se pueden producir en forma separada a través de la tubería de producción y el espacio anular.

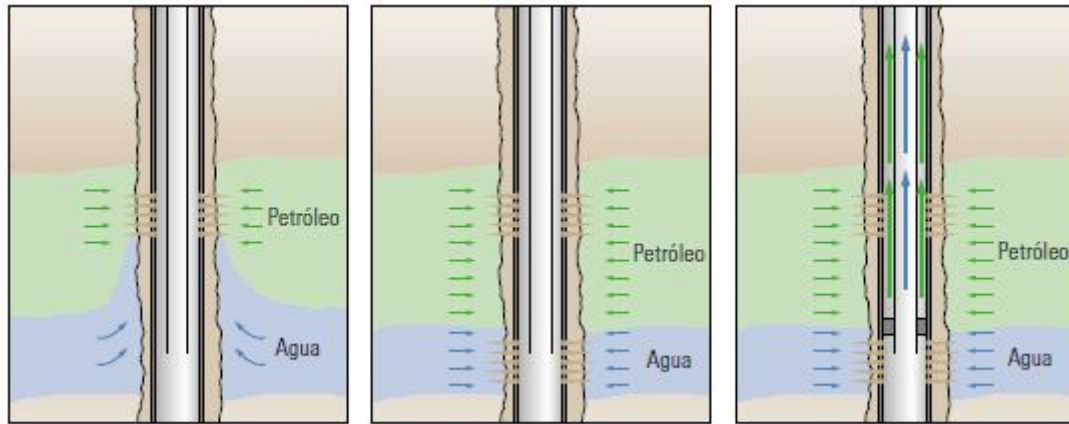


Fig. 2.5.10 Drenaje Doble

III ESTADO DEL ARTE.

La conificación de agua se presenta a lo largo de la producción del yacimiento por lo que es necesario estudiar las propiedades de los gelificantes así como las historias de cada uno de los yacimientos para con esto poder elegir el mejor gelificante para cada uno de ellos.

La conificación de agua puede reducirse aplicando gelificantes al pozo ya que estos reducen las propiedades del agua para que el aceite pueda fluir fácilmente y con esto aumentar la producción de hidrocarburos que es el principal objetivo de la explotación petrolera.

En esta sección se da una breve discusión de los diferentes tipos de geles que pueden ser aplicados para el control de la conificación de agua, así como conocer sus limitantes de aplicación, con el fin de utilizar el gelificante más adecuado para el yacimiento.

3.1.1 Método de Prevención y/o remediación basado en Polímeros Hidrofílicos Modificados

Método para reducir el flujo acuoso subterráneo en un pozo perforado a través de una formación de hidrocarburos, que comprenden las etapas de:

- Proporciona una composición que comprende polímeros solubles en agua.
- Hidrofóbicamente modificado que tiene una columna vertebral y los grupos hidrofílicos lineales funcionales para la reticulación
- Permite que dicha composición este en contacto con la formación
- La reticulación de polímeros hidrófobos modifica la composición para formar un gel reticulado, en dicho flujo subterráneo de líquido.

Un gran número de polímeros modificados son hidrófobos, estos polímeros se basan en la modificación de la solubilidad del agua común (hidrofílico), tal como poli(acrilamida), poli(ácido acrílico), poli((vinilpiridina), celulosa de hidroxietil y poli(óxido de etileno). La estructura de los polímeros modificados es hidrófoba y se muestran en la figura 3.1.1 para sulfato de estireno (a), poli-vinilpiridina (b), y poli-acrilamida (c). Tienen las siguientes características:

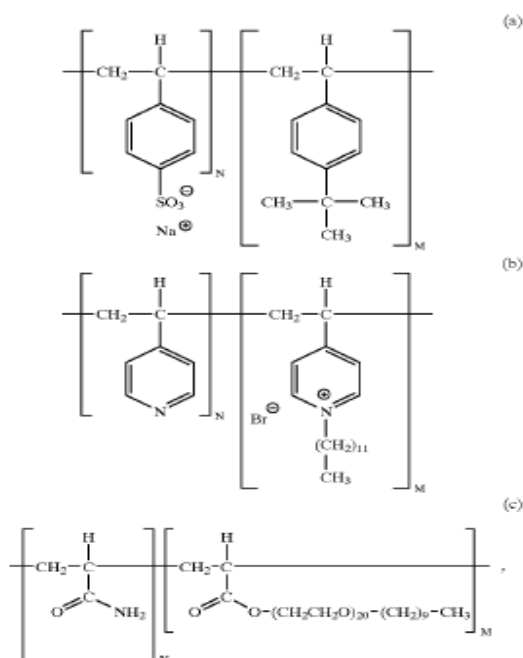


Fig. 3.1.1 Estructura de los polímeros

La fracción $M/(M+N)$ donde las siglas representan el M: masa molar, N: número de moles y la ecuación denota la fracción molar de los monómeros hidrofóbicos en el polímero. La siguiente fórmula describe la estructura de otros ejemplos que pueden ser fácilmente usados en enlaces cruzados.

Por ejemplo, la estructura de una poli(acrilamida) hidrofómicamente modificada, donde esta modificación hidrofóbica es reemplazada por cerca del 3% mol ($M/(M+N)=0.03$) de unidades de acrilamida con monómero de n-nolyl acrilato se muestra a continuación:

Este polímero tiene un peso molecular promedio de alrededor de 5×10^6 g/mol y puede ser fácilmente unido con cromo, circonio o enlace orgánico hexagonal de entre-cruzador.

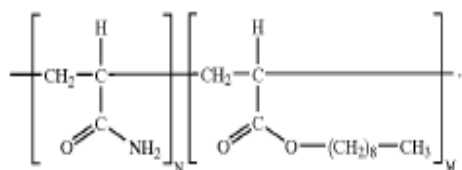


Fig. 3.1.2 Estructura reemplazada de monómero acrilato

Mientras los geles formados por copolímeros convencionales de poli(acrilamida), poli(acrilato) sufren sinéresis y encogimiento, los geles de formulaciones idénticas formados por polímeros modificados hidrofómicamente en otra manera sufren sinéresis en aproximadamente la mitad del rango de los polímeros hidrofílicos.

También se observó que el entrecruzamiento de la poli(acrilamida) modificada hidrofómicamente es menos sensible a la concentración de iones divalentes (Ca^{2+} , Mg^{2+}).

La estructura de otra poli(acrilamida) modificada hidrofóbicamente donde la modificación hidrofóbica toma su forma por el reemplazamiento de cerca del 1% mol ($M/(M+N)=0.01$) de las unidades de acrilamida con el monómero hidrofóbico N-decil-acrilamida es la siguiente:

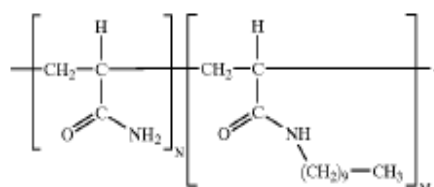


Fig. 3.1.3 Monómero N-decil-acrilamida

3.1.2 Tratamiento con Gas

La invención de este método se refiere a un pozo de inyección y uno o más pozos rodeados de pozos productores de agua así como de petróleo. De acuerdo a este método se inyecta gas a través del pozo de inyección para establecer la comunicación con el pozo productor y para que el gas sea producido. La inyección del gas probablemente aire, induce una combustión en el yacimiento, con los resultados de la combustión los gases son producidos por el pozo productor. La inyección del gas puede ser gas natural o un gas similar, en este caso la saturación del gas incrementa la producción del pozo.

En este caso se inyecta aire para generar una combustión de gases dentro de la formación. Se introducen gases no condensados entre 50,000 m³ y 200,000 m³, para aumentar la saturación de gas alrededor del pozo esto es el resultado de una serie de pasos a seguir para lograr que el yacimiento productor incremente la saturación del gas y reducir la producción del agua.

Ejemplo de aplicación: un pozo produce trazas de aceite y aproximadamente un avance de agua de 100%, se presume que el yacimiento tiene influencia de un incremento de saturación de gas, por lo tanto el pozo recibió un tratamiento de inyección en la formación con 200,000m³ de gas natural; el pozo se cierra por tres días y después se reinicia la producción obteniendo se después del tratamiento 20m³/d de aceite y ninguna cantidad de agua.

3.1.3 Biocidas para simulación de pozos y tratamiento de fluidos.

Esté método altera las propiedades de los fluidos acuosos u orgánicos, ó combinaciones de los mismos. También pueden tener otros componentes, tales como hidrocarburos, ácidos, sales solubles en agua o dispersables en agua, componentes fácilmente gasificados o sólidos, plásticos o polímeros como resinas.

Las propiedades del líquido también pueden contener partículas de material como arena, arcilla o partículas de ácido soluble. El tratamiento comprende al menos un polímero, como lo son los polímeros polisacaridos, polímeros de galactomanano, almidón y goma de xantana; los polímeros preferiblemente deben ser solubles en agua.

La cantidad de 2,5-dimetil-2, 3, 5-tiadizina-2-thione en la estimulación de fluidos es variable, generalmente, depende del polímero que se emplee, de las condiciones del agua y de la manifestación bacteriana previa al crecimiento del biocida utilizado. Por lo tanto, no es posible delimitar una cantidad mínima de aplicación del biocida, sin embargo un experto será capaz de determinar la cantidad por medio de la experimentación, tampoco existe una cantidad máxima de aplicación, sin embargo, por razones económicas no se utilizan grandes cantidades de biocida.

Los aditivos generalmente se incluyen para mejorar la estabilidad de la composición del fluido en sí, para prevenir un derrumbe causado por oxígeno, cambio de temperatura, trazas de metal, entre otros problemas. La elección de los componentes utilizados en la composición del fluido se dicta en gran medida por las propiedades que forman los hidrocarburos en el lugar donde se va a utilizar el fluido. Estos aditivos pueden ser seleccionados del grupo que consiste de agua, sales, aceites, reticuladores, polímeros, biocidas, inhibidores de corrosión y disolución, modificadores de pH, quelantes de metales entre otros.

Otra clase de polímeros preferidos fundamentalmente por su carácter neutro, no iónico para ser utilizados para la absorción de agua en la formación pueden ser partículas sólidas, además, este polímero puede hincharse con los líquidos según la naturaleza del hidrofílico-hidrofóbico que se utilice para: la resistencia al flujo. Estos polímeros se pueden utilizar para proporcionar acidificación, fracturas en grava o arena, cerrado el flujo de un fluido en la formación, desviación del fluido o combinaciones de éstas.

Características del uso de algunas clases de polímeros incluyen:

1. Reduce la relación agua-aceite en el pozo
2. Reduce el flujo de agua
3. Aumento de la producción de hidrocarburos, incluyendo petróleo, gas o mezclas de ellos, ya sea por separado o en presencia de un líquido
4. Desvía el flujo del fluido en proporción a la formación
5. Incrementa la viscosidad y/o pérdida del fluido de control en un pozo, durante el transporte o el tratamiento de líquidos, fluidos de empaque de grava, fluidos de perforación, reacondicionamiento o terminación
6. Desvía el fluido del pozo o de la formación, para alterar la movilidad para controlar la inyección de líquidos.
7. Reduce o aumenta de la resistencia al flujo de fluidos orgánicos, mezclas del mismo o componentes de éste,
8. Aumenta la viscosidad de los líquidos acuosos u orgánicos, ya que los fluidos entran o encuentran algunas de las formaciones
9. Rechaza ciertos líquidos, sales, material sólido de la formación o suspendido en el flujo del fluido
10. Gelificación de líquidos especialmente ácidos
11. Fluidos portadores de partículas sólidas como empaques de grava, fracturamiento, acidificación o una combinación de ambos.
12. Estabilización de la arcilla
13. Como floculante para partículas en suspensión
14. Tratamiento para hacerlas atraer o repeler líquidos acuosos u orgánicos o materiales iónicos

15. Actúa como un extensor de ácido o retardador
16. Controla la pérdida de líquidos y/o viscosidad de la fractura y/o acidificación
17. Evita romper las emulsiones determinadas, especialmente de agua e hidrocarburos comúnmente encontrados en las formaciones.
18. Formación de un gel acuoso inyectado alrededor de conductos como tuberías de pozo, túneles, minas, almacenamiento de hidrocarburos
19. Actúa como un agente adhesivo entre los sólidos y los líquidos de una o más fases para aumentar la adhesión de resinas o materiales para la consolidación de las superficies,
20. El tratamiento de silicatos sin recubrimiento o un mal recubrimiento en una zona consolidada es más resistente que la degradación por agua.

Los polímeros se pueden clasificar de acuerdo a las principales características de la formación donde serán aplicados, el tipo de polímero o el mecanismo de adsorción, el tipo de modificación del polímero, la solubilidad del polímero o las características de suspensión de partículas y las funciones que el polímero puede realizar. En la tabla 3.1.1 se presentan las principales características de estos polímeros.

Porción al agregada polímero		Parte modificada				Formación	Función
Ion natural	Fuerza de adsorción	Hidrofílico/hidrofóbico	Ion natural	Solubilidad natural del polímero	Tipo	Ion natural predominante	
catiónico	Fuerte	hidrofílico	Iónico o no iónico	Fluidos acuosos y/o solventes polares	Sandstone	Aniónico	Disminución de la permeabilidad al agua, aumentando el flujo de petróleo o el aumento de la viscosidad del fluido acuoso.
Aniónico o anfotéricos	Moderado	hidrofílico	No iónico	Fluidos acuosos y/o solventes polares	Limestone	Catiónico	Disminución de la permeabilidad al agua, aumentando el flujo de petróleo o el aumento de la viscosidad del fluido acuoso
catiónico	Fuerte	Hidrofóbico	No iónico	Solvente orgánico	Sandstone	Aniónico	Aumento de la permeabilidad al agua o el aumento de la viscosidad del fluido orgánico
Aniónico o anfotéricos	Moderado	hidrofóbico	No iónico	Solventes orgánicos	Limestone	Catiónico	Aumento de la permeabilidad al agua o el aumento de la viscosidad del fluido orgánico
No iónico	Escaso o ninguno	Hidrofílico	No iónico	Fluidos acuosos y/o solventes polares	Sandstone o limestone	_____	Aumento de la viscosidad del fluido acuoso o desviación del flujo del fluido acuoso

Tabla 3.1.1 Características de diferentes polímeros

3.1.4 Aditivos NP730 y Super A-SOL

La conificación del agua es un fenómeno que ocurre comúnmente respecto a la producción cercana a un acuífero (Fig. 3.1.4). El aceite y el agua provenientes del yacimiento de las capas subyacentes, tienen la tendencia de moverse a las zonas de baja presión.



Fig. 3.1.4 Diagrama de conificación

La permeabilidad relativa en la matriz de la roca, es mayor de lo que es la permeabilidad del agua, por lo tanto se moverá más fácilmente el agua que el aceite. Esto da lugar al inicio de la conificación. Si en primer lugar la producción del pozo fuera con poca o ninguna cantidad de agua y después del corte de agua incrementara, la explicación es que ha ocurrido la conificación del agua.

Un pozo productor de aceite que experimenta conificación de agua, es tratado mediante inyección de compuestos retardadores. Un volumen relativamente pequeño de agente fijador de agua en forma líquida humectante, es adaptado como agente para modificar la matriz y aumentar su humedad (Fig. 3.1.5). Un volumen relativamente grande en relación con los gases no condensados, además éste se extiende para modificar la superficie de la matriz.

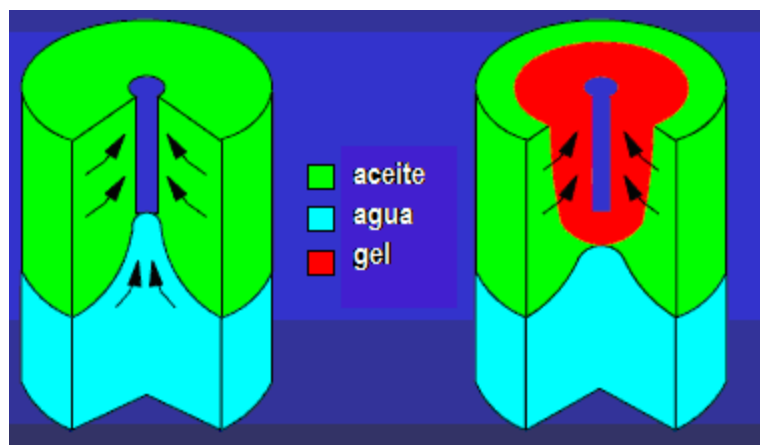


Fig. 3.1.5 Dimensiones de conificación

El agente humectante se utiliza convencionalmente y se conoce por tener estas propiedades. Estos agentes son mezclas de alcoholes y de hidrocarburos ligeros.

NP730: es una mezcla de disolventes para asfáltenos, junto con una porción de disolventes miscibles activos, comprende xileno, metanol, isopropanol y aromáticos de nafta pesada.

Normalmente, 10m^3 de agua, como agente humectante y de 50.000 a 200.000 m^3 de gases no condensables se inyectan. Cuando un buen tratamiento se vuelve a colocar en la producción, se comprueba que el avance de agua se reduce significativamente. El agua humectante que utilizamos es convencional y se sabe que tienen esta propiedad. Se hacen mezclas de alcoholes e hidrocarburos ligeros.

SUPER A-SOL: mezcla de solventes aromáticos metanol, xileno, isopropano y alcohol. 10m^3 85% NP730. A continuación se describen ejemplos de aplicación a dos pozos diferentes (A y B) descritos en Kisman (1993), en los cuales se utiliza el producto Super A-SOL.

Ejemplo 1 de aplicación: el pozo 3, ha producido aproximadamente $0.5\text{m}^3/\text{d}$ de aceite con 97% de avance de agua. Este pozo recibe un tratamiento de control de agua que consiste en inyectar dentro de la formación 10m^3 de NP730 al 85% y súper A-Sol TM al 15%. NP730 es mezclado con solventes asfáltenos junto con una superficie activa al solvente miscible. Esta mezcla se introdujo con 46000m^3 de gas natural. Durante la inyección la presión parcial del pozo nunca fue excedida. Después de dos días de parar la producción, después se reinició su producción con aproximadamente $7\text{m}^3/\text{d}$ de aceite con menos del 40% de avance de agua. (Kisman, Kennet E, et.al, 1989)

Ejemplo 2 de aplicación: el pozo 4 (nombrado de esta manera por el autor), tiene una producción aproximadamente de $0.5\text{m}^3/\text{d}$ de aceite con un avance de agua de 85%. Este pozo recibió un tratamiento de inyección en la formación de 10m^3 de 85% NP730 y 15% Super A-SOL esta mezcla se introdujo con $50,000\text{m}^3$ de gas natural, durante la inyección la presión nunca se excedió. Después de dos días del cierre del pozo se obtuvo aproximadamente $7\text{m}^3/\text{d}$ de aceite y menos de 50% de avance de agua. (Kisman, 1989)

3.1.5 Tecnología para yacimientos convencionales

Los métodos de modificación de la investigación de bajo perfil incluyen la alteración de la mojabilidad utilizando combinaciones de aditivos del petróleo crudo, los polímeros a partir de una red en torno a los granos de arena, los métodos de inyección de gas incluyendo la tecnología de conificación anti-agua (AWACT) y las combinaciones de los métodos anteriores. En la Fig. 3.1.6 se muestra un ejemplo de la tecnología AWACT después de un periodo de tiempo de aplicación del método (Schramm L, 2000).

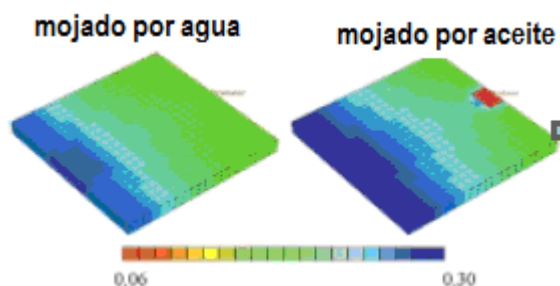


Fig. 3.1.6 Comparación de la saturación de agua. (Después de 60 hrs.)

El control y cierre del agua es una de las mayores modificaciones en la industria petrolera. Se ha desarrollado una tecnología de cierre de agua con un gel de arcilla. La bentonita (arcilla natural hinchada) es una mezcla de una solución acuosa de propiedades controladas de tal manera que la mezcla de arcilla no se seque en una concentración elevada de arcilla. Esto facilita la inyección de la lechada de arcilla. Una vez que la arcilla es inyectada en un depósito, un proceso de intercambio catiónico se lleva a cabo espontáneamente y transforma el lodo de la arcilla en un gel (Fig. 3.1.7). El gel de arcilla debe conectarse a los ductos de agua.

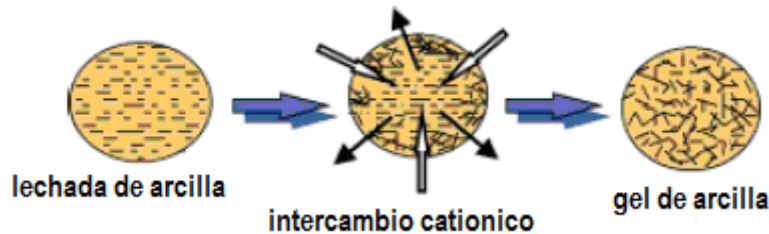


Fig. 3.1.7 Concepto del gel de arena por el empuje de agua

El desarrollo del sistema es de bajo costo: El costo del gel de arcilla aproximadamente es $\frac{1}{4}$ del costo (químico y entrega) de los geles poliácridamida comparados y menos del $\frac{1}{10}$ del costo comparado con fenol formaldehídos. Todos los productos químicos utilizados en el sistema del gel de arcilla que son habitualmente empleados por las empresas de perforación de fluidos. Si la salinidad del agua de formación es bajo (menor del 3% en peso) el proceso de tratamiento será muy simple. El sistema de gel de arcilla es aplicable para la explotación del agua en las fracturas y otros mundos. No es adecuado para la modificación de la permeabilidad en medios porosos. Cuando la salinidad del agua de formación es alta (superior a 3% de peso), una descarga de agua dulce es necesaria antes de la descarga del gel. En ese caso el tiempo de bombeo se incrementará. Actualmente se trabaja en los ensayos de campo necesarios para desarrollar la tecnología del gel de arcilla, el mejor de los casos incluye un efecto corto circuito, entre la inyección de agua y el avance del depósito. Además, recientemente se ha desarrollado un gel “arcillo-arenoso” del sistema. En este nuevo desarrollo se añade lodo de arcilla antes de la inyección. Esta aplicación puede proporcionar un método eficaz y seguro para la eliminación de la arena obtenida.

3.1.6 Sistema químico con y sin sello de restricción.

Los sistemas químicos para el control de agua y gas se pueden clasificar en categorías generales de sistemas con y sin sello. El sistema de sellado bloquea el flujo de fluidos y gases a través de un medio poroso.

Los sistemas sin sello son normalmente polímeros diluidos en agua. Estos polímeros reducen la permeabilidad efectiva del agua por medio de un medio “efecto muro” donde el polímero se absorbe en la formación, creando una capa de polímero hidratado a lo largo de las gargantas de los poros. Esta capa reduce el radio efectivo de las gargantas de poro y la disminución flujo del fluido. En la tabla 3.1.2 se muestran polímeros no sellantes que contienen un polímero base y uno entrecruzante, la tabla 3.1.3 muestra algunos polímeros utilizados en la industria sin sello de restricción.

Descripción	Rango de Temperatura	Ventajas	Desventajas
Monómero acrilato polimerizado in situ	70-200°F (21-93°C)	Colocación delgada de agua, perfil de inyección dinámico	5 días de cierre
Dos componentes in situ generan “barrido de polímero”	70-250°F (21-121°C)	Colocación delgada de agua, penetración profunda, conforme al tiempo de estimulación	18 horas de cierre
Sistema “Barrido de polímero”	70-200°F (21-93°C)	Colocación delgada de agua, no necesita cierre	Sensible al corte, tratamiento de desviación
Polímero anfótero	70-200°F (21-66°C)	Ácido soluble	Ácido soluble, permeabilidad máxima 750ppm
Glioxal complejo copolímero catiónico	70-150°F (21-66°C)	No requiere aislamiento mecánico	3 a 6 días de tiempo de gel, ácido soluble, solo productores
Sin entrecruzado no iónico biopolímero (aplicaciones de alta permeabilidad de reticulado)	150-229°F (66-104°C)	Pseudoplástico	0 éxitos
Partículas de cemento de tamaño pequeño en un portador de petróleo diesel	70-400°F (21-204°C)	Selecciona de un excelente cierre de agua para complejos de metal son sistemas de gel relativamente baratos	Requiere de propiedades surfactantes
Poliacrilamida y poliacrilamida hidrolizada parcialmente	70-150°F (21-66°C)	colocación	RPM tiende a ser de corta duración el efecto; descomposición térmica por arriba de 150°F

Tabla 3.1.2 Químicos no disponibles comercialmente, agua de sellado y sistema de control de gas selectivo

Descripción	Rangos de Temperatura	Ventajas	Desventajas
Petróleo diesel, las partículas de tamaño pequeño-lechadas de cemento.	70-400°F (21-204°C)	Selección del cierre de agua	La colocación de las fases debe estar libre de agua
Aceite externo, lechadas de cemento	70-500°F (21-260°C)	Selección de cierre de agua	La colocación de las fases debe estar libre de agua
Sistema catalizado de silicato externamente	40-550°F 4-288°C	Retraza la reacción hasta el exterior catalizado	Requiere espaciadores entre las fases reactivas
Polímero Glutaraldehído entrecruzado de alcohol de polivinilo	70-240°F 21-116°C	Estable ante CO ₂ ; aprobado en Noruega	Viscoso; la mezcla requiere calentar a 180°F
La hidroquinona/poliacrilamida entrecruzada con hexamina	160-350°F 71-177°C	Compatible con lechadas de cemento base agua	Reticulado puede ser tóxico
Acrilato polimerizado monómero in-situ	50-200°F 10-93°C	Colocación de capa delgada, sin metales pesados; estabilidad térmica	Un alto costo, cierre de 3-5 días
Metal-complejo de entorno hostil de copolímero	150-225°F 66-107°C	Estabilidad térmica; compatible con H ₂ S	Entrecruza con cromo 3+
Metal complejo de sistemas poliacrilamida	70-150°F 21-66°C	Insensible a H ₂ S baratos	Entrecruza con cromo 3+
Película de Microtel	250°F 121°C	_____	No esta no están disponibles las historias de casos
Gel orgánico de aluminio catalizado con hidróxido de cloro	300°F 149°C	Baja viscosidad de colocación; tiempos largos de gel de acido eliminan el gel fresco	Se establece permanentemente, pero no es para control de gas
Sodio orgánico endurecedor de silicato de gel	270°F 132°C	Alta penetración en la matriz	Es sensible a la sal
Copolímero orgánico complejo para ambientes hostiles	180-320°F 82-160°C	Estabilidad térmica, sin metales pesados; excelente propagación a través de la formación	_____
Biopolímeros no iónicos sin entrecruzarse	70-250°F 21-121°C	Insensible a H ₂ S baratos	Viscosos; retardadores son necesarios por encima de 150°F para determinar el gel final
Sistemas base agua de resina	70-200°F 21-93°C	Aumenta punto de falla cortante, su forma final es dura elásticamente, compatible con los fluidos de perforación	Costo es prohibitivo

Tabla 3.1.3 Descripción del agua disponible en el mercado para la aplicación en sistemas cerrados.

Estos sistemas pueden reaccionar para crear un gel débil llenando los poros de un medio poroso, reduciendo la permeabilidad del agua, sin embargo la reducción de la permeabilidad puede ser mayor de lo deseado.

La mayoría de las soluciones de polímeros no sellantes pueden reducir la permeabilidad efectiva al agua más que la permeabilidad efectiva al petróleo. Este efecto se denomina reducción de la permeabilidad desproporcionada o modificación de la permeabilidad relativa.

Sistemas Sellantes

El sistema más antiguo y más utilizado puede ser el cemento API, este ha sido utilizado para el cierre de zonas y sellado cerca de perforaciones del pozo, canales y cavidades. La principal desventaja de utilizar el cemento para modificar el perfil de inyección de partículas es su tamaño y la falta de penetración en material de la matriz.

Sin embargo, si el área es más profunda dentro del yacimiento, las partículas que conectan a los agentes como el cemento no son desechables y se deben considerar otros productos químicos como relleno de poros.

La mayoría de los sistemas de sellado químico se basan en la reacción entre un polímero base y un entrecruzante. Un sistema entrecruzante se comporta como una permeabilidad relativa que modifica el bombeo del sistema sin aislamiento de la zona, arriesgando la presión necesaria para que el flujo circule través del sellador. Además la permeabilidad recuperada después del tratamiento es de 10 hasta 100 veces menor que la permeabilidad inicial.

Selección de candidatos, diseño, planificación de las operaciones: Se ha demostrado que el método más exitoso para llegar a una solución dependiendo del proceso integrado es:

- 1.- Detección del problema inicial y la selección de candidatos.
- 2.- Evaluación del diagnóstico y verificación
- 3.- Diseño de la solución y su ejecución
- 4.- Evaluación y análisis

El proceso se lleva a cabo por un equipo multidisciplinario de la empresa de servicio que trabajaran en estrecha colaboración para intercambiar información y desarrollar una solución óptima. La selección de pozos candidatos en una escala de depósito debe basarse en el conocimiento del yacimiento y solo puede realizarse si se conoce el comportamiento del drenaje del pozo, el movimiento de fluidos y la saturación en el yacimiento.

Los pozos que son candidatos para el control de gas y agua deben tener un potencial de producción que justifique los gastos de las operaciones de control. Los pozos que producen con un alto corte de agua pueden estar presentes en una zona que se encuentra fuera del agua. Estos tipos de pozos no pueden tener un buen potencial de petróleo o gas. Un tratamiento de control de agua en este tipo de pozos es una pérdida de dinero.

La segunda parte de la selección se inicia cuando los pozos se han identificado en una escala de campo. Además de la producción, la litología, datos del yacimiento y la terminación de los pozos deben ser descritos. Con este conocimiento se puede determinar si un pozo se puede tratar para el control de agua y gas. Uno de los parámetros más importantes para la aplicación de geles que tienen que ser colocados de

forma selectiva en un buen cemento. Si la calidad de la adherencia del cemento no se puede usar firme, un tratamiento con un sistema de cierre debe ser reconsiderado.

3.1.7 Surfactante viscoelástico.

Describe un método para cambiar la permeabilidad al agua de una formación subterránea de un pozo, el método proporciona un fluido que utiliza un líquido y un surfactante viscoelástico, la introducción del líquido en el pozo para ponerse en contacto con el líquido y la formación subterránea en donde la acción donde el líquido y el surfactante viscoelástico es capaz de cambiar la permeabilidad de la formación. El líquido puede comprender además el metanol, o una sal que puede ser incorporada dentro del fluido portador.

Esta invención se refiere a composiciones y métodos para el tratamiento de las formaciones subterráneas penetradas por agujero, más concretamente se refiere a los aditivos para modificar la permeabilidad con el agente tensoactivo viscoelástico para su uso en fluidos hidráulicos para la reducción de la permeabilidad de fracturamiento.

La mayoría de los yacimientos de areniscas producen petróleo crudo, junto con un creciente volumen de agua. El porcentaje de agua se define como la relación agua-aceite (WOR) para un bien determinado.

El tratamiento ya sea de forma selectiva estimula los intervalos con agua debido a las diferencias en la permeabilidad relativa (en el caso del tratamiento de la matriz), o debido a una mayor comunicación con los intervalos de agua, que producen en el caso de un fracturamiento hidráulico.

En algunos casos puede ser posible disminuir la producción de agua con una sustancia química o más comúnmente, un polímero que proporciona una reducción de la permeabilidad desproporcionada con respecto al agua. Estos polímeros son comúnmente conocidos como modificadores de permeabilidad relativa (RPM) y disminución de la permeabilidad efectiva del depósito de agua sin reducir la permeabilidad del crudo. Un RPM es generalmente un polímero de baja viscosidad que cuando se inyecta en la matriz:

Es muy cargado y se adhiere a las superficies de los espacios porosos, a través de una serie de diferentes mecanismos como:

- Hinchazón en la presencia de agua, reduce el tamaño de las gargantas de los poros y por lo tanto, la permeabilidad relativa de la matriz de agua.

El éxito de un tratamiento RPM (modificador de permeabilidad relativa) depende, entre otras cosas de la distancia de la cara de la arena a la que el RPM se puede colocar, a mayor distancia, mayor será el efecto que la RPM va a durar.

El gelificante está formado por una mezcla de al menos un hidrocarburo (por ejemplo, diesel ó alcohol mineral), un agente gelificante incluyendo un surfactante viscoelástico tipo zwitteriónica surfactante (por ejemplo, aluminio octato). La sal puede ser seleccionado del grupo que consiste de: cloruro de amonio, cloruro de potasio, cloruro de calcio, carbonato de sodio, y sus combinaciones. Preferentemente, la sal está presente en una cantidad de 0,1% a 5% en peso.

El surfactante viscoelástico preferido es betaína preferentemente en una cantidad de 0,0001% a 1% en peso. El líquido puede comprender además de metanol, ventajosamente por un monto de 5% a 15% en peso.

3.1.8 Bloqueo en pozos productores

En la mayoría de los yacimientos se produce aceite que a menudo se encuentra en una zona de agua. Durante la producción de un pozo, el agua puede fluir hacia la zona de menor presión del pozo y al nivel de la zona productora. Debido a que el agua es generalmente menos viscosa que el aceite, el agua puede fluir más rápidamente que el aceite e incrementar la zona de agua alrededor del pozo inhibiendo la entrada del aceite al pozo.

La ventaja de este material, es que la cubierta que crea el agua puede mejorarse por las burbujas del gas por medio de una composición adecuada para producir un gel de espuma que se utilice como barrera de evaporación, otra ventaja de este producto es que puede utilizarse para cubrir el fondo de los tanques para prevenir la filtración de materiales peligrosos.

Todos los polímeros solubles y gelificantes que son adecuados para la formación a altas temperaturas o monómeros que forman geles in situ al ser inyectados en la formación pueden ser utilizados como bloqueadores de agua. Actualmente se prefiere que el polímero tenga un peso molecular de por lo menos unos 100,000 ppm. y preferiblemente 100,000-20,000,000 ppm. El término soluble que se utiliza aquí se refiere a aquellos polímeros y monómeros que son solubles o dispersables en agua o en un medio adecuado como el petróleo.

Los tipos actuales de polímeros que contienen acrilamida son seleccionados del grupo que consiste de:

- Homopolímeros de acrilamida,
- Homopolímeros de metacrilamida, los copolímeros de acrilamida y ácido acrílico,
- Copolímeros de acrilamida y acrilato de potasio,
- Los copolímeros de acrilamida y acrilato de sodio,
- Los copolímeros de acrilamida, y N, N-dimetilacrilamida,
- Los copolímeros de acrilamida y metacrilamida,
- Los copolímeros de acrilamida y sodio 2-acrylamido-2-metilpropano sulfonato,
- Los copolímeros de acrilamida y N-vinil-2-pirrolidona,
- Terpolímeros de acrilamida: N, N-dimetilacrilamida y 2 sulfonato de acrylamido-2-metilpropano,
- Terpolímeros de acrilamida: N-vinil-2-pirrolidona y sodio 2-acrylamido-2-metilpropano sulfonato.

Además, la aplicación se basa en combinaciones de homopolímeros, copolímeros, terpolímeros y tetrapolimeros utilizando los monómeros mencionados anteriormente. Otros polímeros adecuados son polisacáridos como la xantana, glucanos, materiales celulósicos y sus mezclas.

3.1.9 Bloqueo con polímeros

Se ha encontrado que las resinas amino o los componentes aldehídos fenólicos-dispersables en agua son agentes entrecruzados muy efectivos para el bloqueo de los copolímeros. Estos agentes de entrecruzamiento forman geles relativamente estables incluso en condiciones de pH en que los metales pueden ser polivalentes efectivos como agentes de entrecruzamiento o para mayor estabilidad del gel. Así, los agentes de reticulación se utilizan para formar geles que son estables, incluso en las condiciones de formación de ácidos.

Encontramos que las resinas fenólicas o aminoácidos y los agentes de la vinculación de agua, componente aldehído son muy eficaces para el bloqueo de los copolímeros. Estos agentes de entrecruzamiento forman geles relativamente estables incluso en condiciones de pH en que los metales pueden ser polivalentes efectivos como agentes de entrecruzamiento o para mayor estabilidad del gel. Así, los agentes de reticulación se utilizan la forma de geles que son estables incluso en las condiciones de formación de ácido.

La cantidad de una resina de aminoácidos necesaria para la mezcla de polímeros de enlace es de: 0.1:100 a cerca de 10:1 en peso del polímero a la resina amino. La resina amino más preferida es la de melamina formaldehído, derivada de una reacción de melamina formaldehído que tiene un peso molecular de entre 1 a 6. Una porción de entre 3-6 es comúnmente utilizada.

Resinas de melamina formaldehído son a menudo total o parcialmente metiladas para modificar su reactividad y solubilidad. La resina melamina formaldehído puede ser un producto comercial.

Si el agente reticulante es la combinación de un componente de fenoles y aldehídos dispersables en agua, el agua adecuada o naftol fenol puede ser utilizado como el componente fenólico en la práctica de la invención. Fenoles adecuados incluyen naftoles monohidroxilados y polihidroxilados. Los compuestos fenólicos adecuados para su uso son el fenol, catecol, resocinol, florugucinol, difenilo 4,4 y 1,3 dihidroxinaftaleno. Otros compuestos fenólicos que pueden ser utilizados incluyen por lo menos uno de los miembros de la selección de materiales oxidados fenólicos de origen natural o sintético.

Los polímeros que se utilizan de acuerdo a este producto contienen bloques polares y no polares, y los bloques son de la forma AB o BAB que incluyen los tipos que se muestran en la figura 3.1.8.

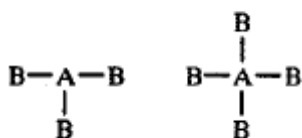


Fig. 3.1.8 Bloque polar y no polar

Para asegurar que el bloque es polar, se mantiene por debajo del 50% del peso del polímero, preferiblemente entre 5 y 25%, el bloque de copolímeros utilizados en este

producto debe ser soluble en agua, al menos en una medida que se hinche con el agua necesaria para el control de la permeabilidad efectiva.

En resumen el bloque no polar A estará formado por polimerización aniónica de estireno o un alquil-estireno. Los copolímeros derivados de un alquil-estireno pueden ser hidrogenados prior a la adición del componente polar B. Los componentes polares preferidos por el bloque B son los de alquileo, por ejemplo óxidos de etileno.

El bloque de un copolímero se disuelve en agua, en concentraciones de alrededor de 2,000 a 20,000ppm, preferiblemente de 2,000-5,000 ppm para proporcionar la viscosidad deseada. Una vez en la práctica, en las regiones de mayor permeabilidad, el gel controla las operaciones posteriores a las inundaciones, al desviar el líquido como agua o CO₂ a las zonas de menor permeabilidad “comprimidas”.

La permeabilidad de un aceite se controla mediante la inyección de una solución acuosa de un bloque de copolímero que contiene segmentos polares y no polares, representando por lo menos un 50%, por lo general es de 60-90% del copolímero.

3.1.10 Método para el control de la migración del gel

La inyección de un gelificante debe ser lenta y la densidad del gel debe ser superior a la densidad de la salmuera de formación, ya que es necesario que el gel tenga el tiempo necesario para que por gravedad pueda manipular la densidad y este gel sea usado como una cubierta para el agua.

Es también un objetivo de este método proporcionar un proceso para controlar la velocidad de migración del gelificante por diferencia de densidades entre la salmuera de formación y el gelificante. La ventaja es que la capa del agua puede mejorarse mediante la adición de un surfactante espumante, con el fin de producir un gel espumante que sirva como una barrera de evaporación.

La composición puede ser utilizada o puede ser inyectada en agua dulce, agua salada o salmuera, así como en el rango de temperatura de alrededor de 70°F a 400°F aproximadamente, preferentemente de los 200°F a 300°F. Sin embargo, a temperaturas superiores a 170°F, homopolímeros y copolímeros de acrilamida no son adecuados. Actualmente se prefieren los polímeros que tiene un peso molecular de por lo menos 100,000 y preferentemente 100,000-2,000,000 (Johnston E, Moradi-Araghi A, 1992)

Ejemplo 1:

Este ejemplo demuestra que un gel se puede formar en un lugar diferente en una salmuera simulada en función de su eficacia, en relación a la salmuera.

Diversas pruebas se llevaron a cabo mediante la inyección de 1/3 de volumen de poro (PV) de una mezcla gelificante que contienen 5.7% de aceite Pfizer Field Products “FLOPERM” 325 [mezcla preparada con 10.0g FLOPERM 325 R (solución de resorcinol) 6.76g FLOPERM 325 F (solución de formaldehído), 3.75g de FLOPERM 325 S-II (mezcla acuosa de sales de clorato sodio/cloruro de potasio en proporción 10/1) y 79.49g de agua]. El pH de esta solución es ajustado a 9.0 por medio del FLOPERM 325 C (solución de hidróxido de sodio) antes de la inyección dentro de un empaque de arena horizontal que contiene salmueras con diferentes densidades como se

muestra en la tabla 3.1.4. La inyección fue hecha a través de un puerto de inyección horizontal localizado en un costado del empaque de arena en un punto medio.

Corrida	Salmuera utilizada	Densidad (g/ml)		Densidad Dif. (g/ml) salmuera	Permeabilidad del agua (Darcy)	
		gel	salmuera		antes	después
1	Agua destilada	1.0180	0.9972	+0.0208	8.84	NM
2	10% EVGSAU salmuera +90% H ₂ O	1.080	1.0164	+0.0016	8.61	7.79
3	100% salmuera EVGSAU	1.080	1.1608	-0.1428	6.31	5.75
4	Agua destilada	1.080	0.9972	+0.028	6.64	6.48

NM: no se mide

EVGSAU: unidades de vacío del este de San Andrés Grayburg

+: 4 pruebas fueron realizadas con malla de vidrio de 100. Todos las demás fueron hechas con arena de Ottawa de malla de 20-30.

Tabla 3.1.4 Mezcla del gel

En las corridas 1, 2 y 4 el gel se forma en la superficie de la arena. En la corrida 3, sin embargo, la solución de baja densidad flota a la superficie y produce una capa de gel.

Los resultados de la tabla 3.1.4 indican que el gel puede ser manipulado para aumentar el drene en función de la densidad. De existir una zona con necesidades superiores de un aislamiento de baja densidad, se puede utilizar. En caso de la conificación de gas una mezcla de gelificante en un solvente hidrocarbonado ligero puede ser inyectada. Debido a su menor densidad, la mezcla debe nadar en la superficie del petróleo y bloquear el cono de gas. La proporción de migración de la mezcla de gel puede ser controlada por una diferencia de densidades ((Johnston E, Moradi-Araghi A, 1992).

3.1.11 Geles delgados de poliacrilamida en pozos de alta permeabilidad

Se ha estudiado un nuevo sistema de entrecruzamiento utilizando poliacrilamidas no iónicas y entrecruzadores orgánicos en el laboratorio para aplicaciones de control de agua en pozos de alta permeabilidad. La capa delgada de gel no es sensible a la salinidad y se mantiene estable arriba de los 70°C. La reacción fue óptima a pH entre 6-8.5, y por lo tanto a condiciones usuales de yacimiento. Para este rango de pH, fue lo suficientemente lenta para que la mezcla de entrecruzadores/polímero se inyectara fácilmente durante varias horas. Después de un día, la capa de gel se formó in-situ. Se compararon los comportamientos de las capas delgadas con las de un polímero simple, y se corrió la segunda fase de experimentos de flujo en arenas empacadas de alta permeabilidad. La delgada capa de gel indujo una caída considerable en la permeabilidad relativa al agua (con valores de K_{rw} divididos por un factor de 100 y más), mientras que se mantuvo bastante permeable al aceite. La reducción selectiva de la K_{rw} con respecto a k_{ro} fue en orden de magnitud mayor con la delgada capa de gel que con el polímero simple (Zaitoun A, et al, 1991).

Dentro de estos estudios los fluidos utilizados son: no se utilizó agua destilada, salmuera 50 g/l de NaCl (cloruro de sodio), agua sintética de mar que contiene 30 g/l de NaCl+3g/l de CaCl₂ (cloruro de calcio), o salmuera del yacimiento (salmuera A) con 52.5 g/l TDS (composición Tabla 3.1.5).

Ion	Concentración (ppm)
Na ⁺	18,500
Ca ⁺⁺	737
Mg ⁺⁺	590
K ⁺	472
SO ₄ ⁻	500
Cl ⁻	31,040
HCO ₃ ⁻	726
TDS	52,562

Tabla 3.1 5 Composición de la salmuera. Con un pH=7.2

Se añadió 600ppm de HCHO o 400ppm de NaN₃, para evitar la contaminación bacteriana y se usaron varios amortiguadores para fijar el pH (composiciones en el Tabla 3.1.6). Las salmueras se filtraron a través de membranas miliporo de 0.22µm previo a su uso en pruebas de núcleo.

pH	Composición
4.01	KHC ₈ H ₄ O ₂ 0.05 (potasio hidrogenaftaleno)
6.86	KH ₂ PO ₄ 0.025M/Na ₂ HPO ₄ 0.025M

Tabla 3.1.6 composición

Los aceites son una mezcla de petróleo dodecano en una proporción de peso de 2/1 (viscosidad=21.5 mPa, a 30°C), o un aceite pesado con una viscosidad 2420 mPa a 30°C.

Los polímeros utilizados en este estudio son:

Poliacrilamidas de alto peso molecular denominados PAM1 y PAM2 (las características se encuentran en la tabla 3.1.7). Se determino el peso molecular por dispersión de luz y se realizaron mediciones de viscosidad con el viscosímetro Couette a gastos que oscilan entre 0.01 y 100 s⁻¹. La viscosidad relativa μ_r estuvo en relación a la solución del polímero y la viscosidad de la salmuera. μ_{ro} es un valor newtoniano y $\mu_{sp}=\mu_{ro}-1$ la viscosidad específica. La viscosidad intrínseca está dada por:

$$[\mu_{ro}] = C_p \lim_{C_p \rightarrow 0} \frac{\mu_{ro}}{C_p} \dots\dots\dots(3.1.1)$$

Con C_p=concentración del polímero

Polímero	Promedio de peso molécula (Dalton)	Viscosidad Intrínseca (cm ³ /g)	Concentración Overlapping (ppm)
PAM ₁	11x10 ⁶	2000	1200
PAM ₂	7x10 ⁶	1000	2000
TDS	52,565		pH=7.2

Tabla 3.1.7 Características de las moléculas de polímeros en solución

Ambos polímeros son comercializados en forma de polvo. El contenido es de menos del 2% de grupos cargados. Se prepararon soluciones de polímeros mediante la adición de polvo directamente a la salmuera manteniéndolas bajo agitación magnética por 24 horas.

Se monitoreó la formación de la delgada capa de gel por medio de las mediciones de viscosidad a bajos gastos de agua (comportamiento Newtoniano). Durante la primera etapa, la reacción del entrecruzamiento produce un aumento de la viscosidad (Fig. 3.1.9). Sin embargo, en cuanto el gel obtiene mayor consistencia, las mediciones de la viscosidad llegan a ser más difíciles, dando valores inestables y altos, el gel se rompe y se altera en el flujo Couette del aparato.

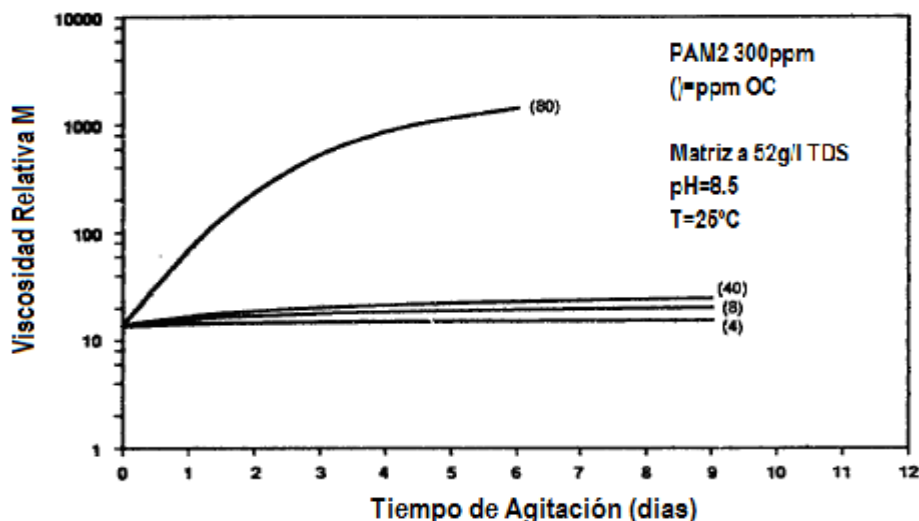


Fig. 3.1.9 Tiempo de agitación vs viscosidad relativa

Se determinó la acumulación de polímeros *C la concentración por el cambio de pendiente de la curva de μ_{sp} (C_p).

La incorporación del polímero a una concentración *C es la concentración mínima requerida para que ocurra los enlaces en forma de cadena. Esto corresponde al límite entre los estados de dilución y semi-dilución. La reacción de entrecruzamiento, la cual es básicamente de enlaces de cadenas internas, requiere de la ocurrencia de la unión de estas cadenas. La concentración *C por lo tanto tiene que ser considerada como la concentración mínima del polímero para formar geles.

Así fue evaluado en el laboratorio un sistema que utiliza poliacrilamida no iónica y un entrecruzador orgánico como un agente de control de agua, provocando que la reacción del entrecruzador dependa poco de la salinidad y la temperatura, por lo que el gel es estable arriba de los $T=70^{\circ}\text{C}$.

La superposición de la concentración del polímero, que es el mínimo requerido para formar un gel, aumenta conforme el peso molecular del polímero disminuye. *C=1200 ppm de $\mu_w=11 \times 10^6$ y *C=2000 ppm de $\mu_w=7 \times 10^6$.

Por otra parte el pH tuvo una influencia sustancial sobre la reacción de entrecruzamiento. La reacción fue muy lenta en $\text{pH}=4$ (alrededor de 1 mes), pero muy rápida a un $\text{pH}>8.5$ (en pocas horas). Un $\text{pH} \geq 9$, el gel se llegó inestable, y el pH óptimo fue entre 6 y 8.5, el cual corresponde a las condiciones del yacimiento.

Se formaron capas delgadas de gel a las concentraciones de polímeros y de los entrecruzadores cerca de los puntos de transición en diagramas sol/gel, mientras que a altas concentraciones la sinéresis se podía presentar.

Las capas de gel indujeron una caída considerable en la permeabilidad relativa al agua en empaques de arenas de alta permeabilidad con valores de R_{kw} superiores a 100. La permeabilidad relativa al aceite fue mucho menos afectado (con $R_{ko} < 3.5$), mostrando la gran selectividad del sistema.

La capa de gel delgada indica un comportamiento no newtoniano tanto para los flujos de salmuera y aceite a través del núcleo debido a las deformaciones en la capa de gel formada en la pared del poro. La eficiencia de la capa delgada de gel, reduce selectivamente la movilidad del agua con respecto al aceite y es en orden de magnitud mayor para el polímero simple en empaque de arena de alta permeabilidad.

3.1.12 Geles térmicamente estables de menor toxicidad.

Las descripción de el uso del fenol y formaldehído como un sistema entrecruzado es conveniente para la producción de geles bajo duras condiciones ambientales busca un sistema adecuado dado el carácter cancerígeno de los formaldehído y la toxicidad del fenol y formaldehído con menor toxicidad para ser utilizados en lugar de producir geles térmicamente estables.

La solución de un polímero A, a base de polímeros de acrilamida, preparado con varias salmueras. Los siguientes compuestos fueron utilizados en lugar de fenol para producir geles térmicamente estables: silicilamida, alcohol salicílico, ácido salicílico, ácido acetilsalicílico, 4-amino-salicílico ácido, y/o amino-benzoico ácido p, m-aminophenol, fenilo acetato, fenilo salicilato, metilo p-hidroxi-benzoato y el alcohol furfurílico.

Los geles producidos por el polímero A con el alcohol furfurílico y el formaldehído en diferentes salinidades han permanecido estables durante largos periodos de tiempo en temperaturas elevadas. Se evaluó el uso de tres precursores de formaldehído como posibles sustitutos de estos compuestos (polímero A), entre estos precursores se encuentra el glicoxal, 1,3,4 triazina-2,4dil-trioxano, que es un primer formaldehído, y hexametenotetramina (HMTA) un producto que descompone térmicamente el amoniaco y formaldehído. En esta prueba solo se obtuvo que el HMTA produzca geles adecuados para utilizar en lugar del formaldehído.

Otros compuestos probados en lugar de formol son 1,3,5-trioxano y glioxal. La pureza de los compuestos varía entre 98-99%. El polímero térmicamente estable acrilamida-base llamado polímero A. La figura 3.1.10 muestra un gráfico del porcentaje de fuerza del gel, frente al tiempo de envejecimiento para una mezcla del 1.0% (Morad, 1994).

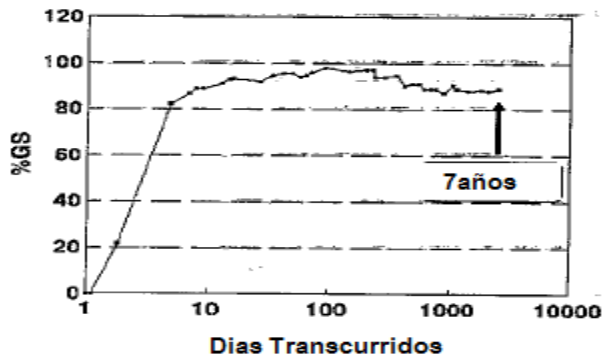


Fig. 3.1.10 Gelificación de 1.0% de polímero A en agua de mar con 1000ppm de fenol y formaldehído a 250°F.

Estos entrecruzadores que se produjeron forman geles más lentamente que el fenol estándar, por lo tanto son más resistentes y por lo general menos tóxicos que el fenol y formaldehído.

3.1.13 Tensoactivos reactivos.

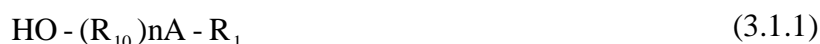
La emulsión de polímeros no copolimerizables han sido empleados para emulsionar reactivos, por ejemplo ácidos carboxílicos como el ácido acrílico, estireno de sodio y similares utilizados para dar estabilidad a los polímeros en emulsión. En general estos monómeros se utilizan en una reacción de polimerización en emulsión, en presencia de cantidades grandes de tensoactivos no polimerizables.

Este método se dirige a los procesos de fabricación de reactivos tensoactivos éster sulfonados y al producto final que es el sulfonado. La invención también se dirige a los tensoactivos reactivos que contienen un grupo sulfato nuclear y una reacción de etilenos dobles que son polimerizables por mecanismos de radical libre.

Para hacer un surfactante reactivo éster sulfonado, la temperatura debe mantenerse en un intervalo de alrededor de 20° a 110°C. (Preferiblemente en el rango de 75° a 95° C) permitiendo que la reacción se lleve a cabo en ausencia de agua para evitar la formación de ácido maleico.

La reacción entre el anhídrido maleico y el arilol alcoxilado es característicamente exotérmica y la reacción exotérmica se controla con una temperatura por encima de los rangos indicados por eliminación de calor externo (como en un medio de enfriamiento en una relación de intercambio de calor). Es preferible eliminar cualquier agua presente del producto por destilación a vacío.

La mezcla de arilols alcoxilados empleados se caracteriza por que se le deben de incorporar alrededor de 2 a 50 moles de al menos un material de óxido de alquileo por mol de arilol alcoxilado, de preferencia de 4 a 20 moles y preferiblemente de 5 a 10 moles. El material de óxido de alquileo incorporado a dicho compuesto alcoxilado es seleccionado del grupo compuesto de oxido etileno, oxido de propileno y mezclas de los mismos. Por lo tanto, materiales arilol alcoxilados se caracterizan por la fórmula:



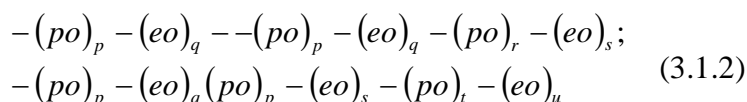
Donde:

R₁: se selecciona del grupo que consiste de etileno, propileno y mezclas de los mismos.

R₂: se selecciona del grupo formado por hidrógeno y grupos alquilo que contiene cada uno de los cuales 6-18 átomos de carbono cada una,

A: se selecciona del grupo que consiste en sustituir núcleos fenilos y núcleos de naftilo

n: es un número positivo de aproximadamente de 2-50 siempre y cuando R₂ sea hidrogeno, R₁O_n tiene una de las siguientes estructuras:



En la que;

p,r,t,y: cuando están presentes, son cada uno un número positivo de forma independiente, seleccionado uno entre 3 a 9 átomos.

q,s,u: cuando están presentes, son cada uno un número positivo de forma independiente, seleccionando uno entre 1-4, hasta ambos y cuando es un bloque de terminales q,s,n puede cada uno seleccionar de forma independiente un número positivo entre 1 y 20.

p: es propileno

e: es etileno

En la fórmula (1), A es preferentemente sustituir por un núcleo fenilo, y, cuando R₂ es un de un grupo alquilo y A es un núcleo fenilo sustituido, a partir de átomos R₂ que contiene aproximadamente de 8 a 18 átomos de carbón en cada grupo alquilo del mismo.

La mezcla de arilol alcoxilado con anhídrido maleico es preferentemente ajustada de manera que la relación combinada de mol de anhídrido maleico y arilol alcoxilado alcanzan una reacción en la mezcla de aproximadamente 1;0.5 a 1;1. La mezcla de arilol con anhídridos maleicos se lleva a cabo en un intervalo de tiempo que va desde 2.5 a 3.5 horas, aunque pueden ser tiempos mayores o menores.

La sulfonación se realiza poniendo en contacto un éster de agua libre a una temperatura por debajo de los 190° C en forma de una delgada película de líquido con trióxido de azufre gaseoso diluido con alrededor de 95 a 99% de aire o gas inerte (por ejemplo nitrógeno, argón, etc.).

Un producto de la reacción originada por una secuencia de los procesos descritos anteriormente, mezclados con agua produce un sistema acuoso. El producto de la reacción implica un producto esterificado de anhídrido maleico con arilol alcoxilados sustituidos con al menos un grupo sulfonato (SO₃), esta modificación produce productos tensoactivos que son empleados en los procesos de polimerización en emulsión.

El agente tensoactivo producto de la reacción de los químicos mencionados en este artículo se caracteriza por permitir la polimerización en emulsión que se lleva a cabo sin la presencia de una cadena de polímeros en crecimiento y los tensoactivos de tipo convencional.

En las siguientes formulas se puede deducir los ésteres resultantes de las secuencias descritas en los procesos en los que se reacciona con anhídrido maleico arilol alcoxilado, en esencia mono-ésteres que se transforman en sulfonados. El producto sulfonado se puede utilizar en forma de ácido, o en forma de sales, un ejemplo de la forma de sal es el metal alcalino o sales de amonio.

La nucleación del sulfonado fenoxi poli (alkoxileno) producto maleable es característica de la formula que se observa en la figura 3.1.11:

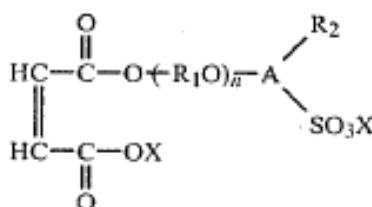


Fig. 3.1.11 Productos maleables (fórmula 2)

Donde:

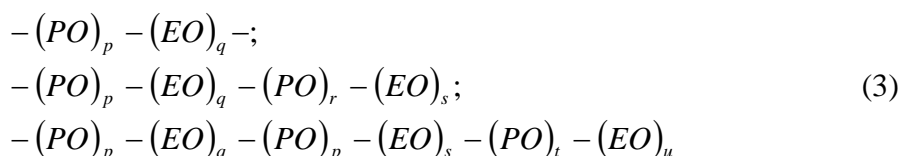
R₁: se selecciona del grupo de etileno, propileno y mezclas de los mismos.

R₂: se selecciona del grupo formado por hidrogeno y del grupo alquilo, cada una de ellas contiene de 6 a 18 átomos de carbono cada uno.

A: se selecciona del grupo formado por núcleos fenilo o núcleo de fenilo sustituido y núcleos naftilo sustituido o núcleo naftilo.

X: se selecciona del grupo constituido por hidrógeno, metales alcalinos de amonio, aminas monoalquilo dialquil aminas, aminas trialkil, monoalkanol aminas, aminas dialkanol, trialkanol amina, amina heterociclica, fosfato y sus mezclas.

n: es un número positivo de aproximadamente 2 a 50, cuando R₂ es hidrogeno (R₁)_n tiene al menos una de las siguientes estructuras.



Donde:

P,r,t,y, cuando están presentes son cada uno un número positivo de forma independiente, seleccionando uno entre 3-9, inclusive ambos

Q,s,n, cuando están presentes, son cada uno un número positivo de forma independiente, se selecciona entre 1-4 y los asociados (EO), que es un bloque terminado, q, s, y uno puede ser cada una posición independiente, seleccionado entre 1-20.

P, es propileno

E, es etileno

Una clase de la formula (2) comprende los compuestos en los que R₂ es alquilo, y X se selecciona de los que consisten en hidrógeno, como los metales alcalinos y de amonio. Estos compuestos están presentes en la fórmula 3.1.12

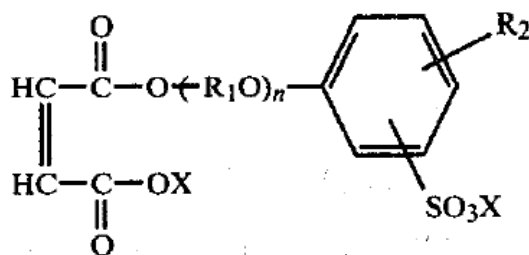


Fig. 3.1.12 Compuestos de R₂ alquilo (fórmula 3)

Donde:

R₁: se selecciona del grupo que consiste de etileno, propileno y mezclas de los mismos.

R₂: es un grupo alquilo contiene de 8 a 18 átomos de carbón y es un núcleo fenilo.

X: se selecciona del grupo constituido por hidrogeno, los metales alcalinos y de amonio

n: es un número entero positivo que va de 2 a 50.

El tensoactivo reactivo de esta invención en una solución acuosa se prefiere realizar con un pH menor de 7, ya que algunos surfactantes reactivos pueden hidrolizar en el enlace de éster, en particular en valores de pH alto. En general, los productos más estables de la formula (2) se cree que neutralizan con carbonatos de metales alcalinos, amoníaco o fosfato disódico.

Los productos de la presente invención son útiles en la polimerización en emulsión, en particular en los procesos de polimerización en emulsión del tipo agua en fase líquida en la que consta la fase continua, en donde inicialmente es líquida. A La fase líquida se ha incorporado una cantidad suficiente de sulfonado maleato de material reactivo de surfactante para hacer una mezcla mas estable, el tamaño de las partículas es pequeño, la fase del monómero es dispersa.

La cantidad de reactivos empleados cuando se utilizan como surfactante emulsión única polimerización puede oscilar entre 0.1 y el 100% de peso de 10, basado en el contenido total del monómero del material empleado en un sistema de emulsión de polimerización dado.

Los tensoactivos reactivos pueden ser utilizados en una reacción de polimerización en emulsión, en combinación con los tensoactivos convencionales de polimerización en emulsión.

A continuación se presentan ejemplos de la realización de aditivos tomando en cuenta las especificaciones anteriormente mencionadas.

Ejemplo 1 de mezclas para la obtención de tensoactivos reactivos:

La presente polimerización se ilustra en función de los siguientes ejemplos.

La preparación de aril alquil sulfonado poliéter maleato: anhídrido maleico (8 moles) se funde en un matraz de reacción que contiene un agitador y se calienta a 75 ° C., y 8,8 moles de un anhídrido 6 moles de óxido de etileno con nonilfenol condensado es gradual y progresivamente el mismo determinadas durante un período de 3 horas . El nonilfenol empleado se puede obtener de Rohm and Haas y se entiende que contienen en función del peso del 100% de porcentaje en peso sobre 90-95 de fenol monononyl, alrededor de 2 a 8 por ciento en peso de fenol orthononyl con el saldo total de hasta 100 por ciento en peso de ser hidrocarburos desconocidos que al parecer puede incluir polialquiladas especies de fenol. Reacción exotérmica es controlada para mantener la temperatura de la mezcla por debajo de 100 ° C. El análisis del producto muestra una conversión del 98% de un producto medio-éster. Los datos disponibles sugieren un componente principal de este producto que tiene la estructura

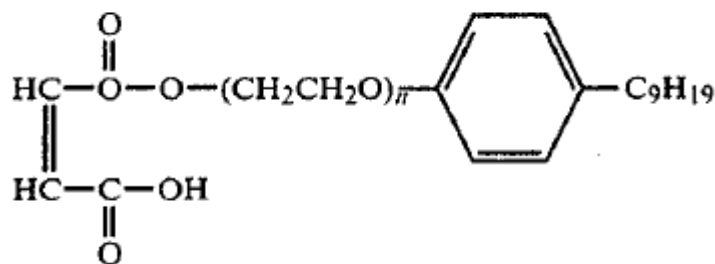


Fig. 3.1.13 Producto medio éster. Donde n es aproximadamente 6.

Ejemplo 2 de mezclas para la obtención de tensoactivos reactivos:

Una parte del producto medio-éster del ejemplo 1 es sulfonado con vapor de SO₃ diluida con un 98% en peso del aire de acuerdo con el procedimiento película delgada de proceso Knaggs et al. A un estimado de SO₃ relación monoéster mol(combinado) de 1:1. La acidez se llevó a 3,32 meq / g. Análisis del producto resultante sulfonado revela que es tal predominantemente nuclear sustituido con un grupo ácido sulfónico por molécula. Este producto según lo recuperado de sulfonación como se presenta en forma

de una luz anhidro líquido marrón con una viscosidad estimado de cerca de 100.000 centipoises a 25 ° C. Los datos disponibles sugieren que un componente principal de este producto tiene la estructura:

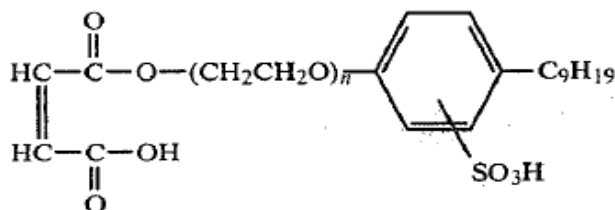


Fig. 3.1.14 Grupo recuperado de sulfonación. Donde n es aproximadamente 6

Ejemplo 3 de mezclas para la obtención de tensoactivos reactivos:

Parte A

Una parte del producto del ejemplo 2 se disuelve en un 65% en peso de agua desionizada para producir una solución clara, estable con un pH muy ácido.

Parte B:

Para la solución de la parte A se añade suficiente al 10% en peso de hidróxido de sodio acuoso para producir una solución clara, amarilla transparente con un pH de 7. El análisis revela que este producto neutralizado consiste en 35 por ciento en peso de maleato activo de éster (sobre una base solución 100% total) y los datos disponibles sugieren que un componente principal de este producto tiene la estructura:

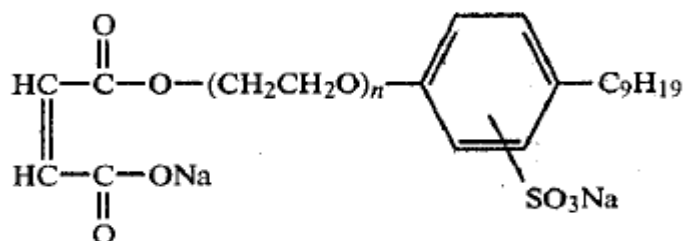


Fig. 3.1.15 Componente maleato de éster. Donde n es aproximadamente 6.

Con el fin de evaluar la capacidad de este material surfactante sal de sodio, la siguiente serie de medidas de tensión superficial se realizan utilizando un tensiómetro DeNuoy y en la solución de las concentraciones respectivas indicadas en agua desionizada. La columna A muestra datos elaborado con material de un lote de este material; datos de la columna B muestra utilizando material de otro lote de dicho material, pero hecho en una cantidad mayor (utilizando las mismas proporciones relativas de los agentes de partida):

Concentración en DI de agua	g/m	Columna A dinas/cm	Columna B dinas/cm
--------------------------------	-----	-----------------------	-----------------------

2×10^{-2}	36.8	34.5
1×10^{-2}	34.2	34.6
5×10^{-3}	36.2	33.9
2×10^{-3}	35.4	33.9
1×10^{-3}	34.4	33.8
7×10^{-4}	32.2	31.2
5×10^{-4}	35.3	34.4
2×10^{-4}	36.5	36.0
1×10^{-4}	38.0	38.2
5×10^{-5}	41.8	42.2
1×10^{-5}	56.2	56.0

Tabla 3.1.8 Material surfactante

La forma ácida del Ejemplo 2 preparado como una solución acuosa como se describe en el Ejemplo 3 se puede utilizar en lugar de esta forma la sal de sodio para la polimerización en emulsión con comparables, o en algunos casos resultados superiores. Por ejemplo, el ácido sulfónico incorporado en los actos de la cadena de polímero como su propio catalizador en algunas reacciones de reticulación, se utiliza.

	Sal de sodio	Acido sulfonico
activos	35%	90-95%
color	Amarillo, líquidos claros	Marron rojizo, alta viscosidad del líquido
acidez		Aprox. 3.3 meq/gm

Tabla 3.1.9 Resumen de Propiedades. Ejemplo 3

Los Ejemplos que se muestran a continuación hacen referencia a las mezclas obtenidas en los primeros dos ejemplos mencionados en este método de control de conificación de agentes tensoactivos así como a las mezclas Parte A y B que se presentaron.

Ejemplo 4 de mezclas para la obtención de tensoactivos reactivos:

Este procedimiento de los ejemplos 1 y parte B se repite, excepto que en lugar de 6-mol nonilfenol etoxilados, se emplea cada uno de los siguientes materiales:

Ex N°	A partir de los alcoxilados alquil fenol
4	Fenol etoxilados nonil contiene 4 moles de oxido de etileno
5	Fenol etoxilados dodecil contiene 12 moles de óxido de etileno
6	Fenol etoxilado pentadecil contiene 18 moles de óxido de etileno
7	Bloque de oligómero de óxido de etileno y óxido de propileno octil fenol sustituido con un total de 9 moles de óxidos de alquilenos, preparado agregando primero 3 moles de óxido de propileno seguido inmediatamente por 6 moles de óxido de etileno.

Tabla 3.1.10 Componentes del Ejemplo 4

Ejemplo 5 de mezclas para la obtención de tensoactivos reactivos:

El procedimiento de neutralización del ejemplo 3 se repite, salvo que en lugar del producto del ejemplo 2 no se neutraliza los siguientes productos: ejemplo utilizando soluciones acuosas de las sales se indican:

Ex N°	Producto del ejemplo N°	Base utilizada
8	6	Hidróxido de amonio
9	2	Hidróxido de potasio
10	5	Metilato sódico
11	4	Fosfato disódico
12	4	Carbonato de sodio
13	2	Dietil amino
14	2	Morfolina
15	4	Diethanol amina

Tabla 3.1.11 Componentes Ejemplo 5

Ejemplo 6 de mezclas para la obtención de tensoactivos reactivos:

Vinilo homopolímero de acetato [Acetato de vinilo 00103] 100 partes, 2 partes de surfactante monoméricas del ejemplo 2, 2 partes de alcohol polivinílico (mol baja. Wt., El 88% hidrolizado, como en Borden 5-88), 0,2 partes $K_2 S_2 O_8$, 0,2 partes terc. hidroperóxido de butilo, 0,03 partes $SO_4 Fe$, de sodio al 0,2 partes sulfoxilato formaldehído como una solución al 2% en agua. Se le Añadieron 25 partes de agua, el 40% del tensoactivo monómero, todos los $S_2 K_2 O_8$ y el 25% del acetato de vinilo monómero en el recipiente de reacción. Calentar hasta $40^\circ C$. El resto del agua, monómero, surfactante monómero, el alcohol de polivinilo y terbutil hidroperóxido se mezclan para formar un pre-emulsión y se prepararon para añadir de forma incremental. Además de una parte del sodio y formaldehído sulfoxilado $FeSO_4$ a la mezcla de reacción inicial, se produce una reacción exotérmica fuerte, tras lo cual la pre-emulsión y el resto de la sulfoxilado formaldehído de sodio se agregan de forma incremental durante un periodo de 1,5 horas.

Análisis de productos de polímeros:

Sólidos	53.5%
Viscosidad	122cps a $25^\circ C$
Turbidez	40 UTJ
Tensión superficial (1%)	45.5 dinas/cm

Tabla 3.1.12 Análisis de polímeros del Ejemplo 6

Ejemplo 7 de mezclas para la obtención de tensoactivos reactivos:

Estireno-butadieno 57,7 partes de estireno, butadieno 40 piezas, 2,0 partes de surfactante monoméricas del ejemplo 3, 0,3 partes de nonilfenol que contiene alrededor de 6 moles de óxido de etileno por mol de fenol. 0,2 partes dodecil mercaptano, 0,2 partes $K_2 S_2 O_8$, $NaHPO_4$ a pH 7,0, 100 partes de agua, todos se cargan a una botella de presión del reactor. Producto polimerizado en botella tal presión a $70^\circ C$ durante 24 horas.

Análisis de productos de polímeros:

Sólidos	55.3%
No coagulo	
Excelente agua por puntos de contacto	

Tabla 3.1.13 Análisis de polímeros del Ejemplo 7

Ejemplo 8 de mezclas para la obtención de tensoactivos reactivos:
 Copolímero de acetato de vinilo para recubrimientos de entrecruzado.
 Monómeros: acetato de vinilo, acrilato de butilo, ácido N-Methylolacrylamide,
 itacónico proporción: 73/20/5/2, producto del ejemplo 3:

	Partes
Agua	300
Producto del ejemplo 3 (34%)	14.6
Ácido itacónico	10.0
Ácido tioglicólico	1.0
Tert. Butil hidroperóxido	0.5
NaHPO ₄	1.5
Acetato de vinilo	70.0
Acrilato de butilo	25.0
Acetato de vinilo	295.0
Acrilato de butilo	75.0
Tert. Butil hidroperóxido	1.0
N-Metiol acrilamida	42.0
Producto del ejemplo 3(34%)	14.6
Agua	100.0
Secuestre Nafe	0.1
Sodio sulfoxilo formaldehído (2%)	100.0

Tabla 3.1.14 Ejemplo 8 (Componentes)

Resultados:

Sólido	43.5%
Viscosidad	50cps
pH	4.0
Coágulo	Trace
Turbidez	110 JTU
Hielo-deshielo Estabilidad	3+ciclos
Estabilidad ácido	Excelente
Estabilidad de la sal	Excelente
Estabilidad mecánica	Excelente

Tabla 3.1.15 Análisis de copolímeros de acetato de vinilo del Ejemplo 8

Ejemplo 9 de mezclas para la obtención de tensoactivos reactivos:
 Ácido sulfónico de copolímero acrílico
 Monómeros: metacrilato de metilo, Copolímero acrilato de etilo. Proporción: 55/54
 Ejemplo 2 productos:

	partes
1. Agua	260.0
2. Acrilato de etilo	30.0
3. Ejemplo 2-ácido sulfónico	1.0
4. Ácido tioglicólico	0.2
5. Tert. Butil hidroperóxido	1.0
6. Sequestrene Nafe	0.01
7. Sodio sulfoxilato formaldehído (2%)	50.0

8. Metacrilato de metilo	165.0
9. Acrilato de etilo	105.0
10. Ejemplo 2-ácido sulfónico	1.0
11. Tert. Butil hidroperóxido	1.0

Tabla 3.1.16 Ejemplo 9 (Componentes)

Resultados:

sólidos	42%
coágulo	0.1%
pH	2.2

Tabla 3.1.17 Análisis de ácido sulfúrico de copolímeros acrílicos del Ejemplo 9

Ejemplo 10 de mezclas para la obtención de tensoactivos reactivos:

Metacrilato de metilo - Copolímeros acrilato de etilo

El copolímero siguiente se hace con el 1,5% de la sal de amonio in situ del ácido sulfónico del ejemplo 8. Aproximadamente un 0,3% de surfactante no iónico, como un etoxilatos de 4 moles de nonilfenol, se añade un etoxilatos de 4 moles de nonil fenol que mejorará la estabilidad mecánica de iones polivalente. La sal sódica del ejemplo 3 también es un estabilizador excelente.

1. Agua	390.0
2. Amoniaco (28%)	2.5
3. Ejemplo 2 producto	7.5
4. $(\text{NH}_4)_2 \text{CO}_3$	0.9
5. Ácido metacrílico	2.5
6. Metacrilato de metilo	20.0
7. Acrilato de etilo	30.0
8. BrCCl_3	1.0
9. Tert butil hidroperóxido	1.0
10. Metacrilato de metilo	180.0
11. Acrilato de etilo	270.0
12. Sodio sulfoxilato formaldehído (1%)	50.0
13. Tert. Butil hidroperóxido	1.0
14. $(\text{NH}_4)_2 \text{CO}_3$	0.5

Tabla 3.1.18 Ejemplo 10 (Componentes)

Resultados:

pH ajustado a 9,0 con amoníaco.

Sólidos	50%
Coágulos	0.19%
Tensión superficial (1%)	49.3 d/m
Viscosidad	36 cps
Turbidez	160 JTU

Tabla 3.1.19 Resultados del Análisis de Metacrilato de metilo del Ejemplo 10

EJEMPLO 11 de mezclas para la obtención de tensoactivos reactivos:

Vinculación de la Unión de copolímeros acrílicos

Monómeros: metacrilato de metilo, acrilato de etilo, acrilato de hidroxietilo, ácido metacrílico estimado

Proporciones de peso: 46/50.5/2/1.5

Ejemplo 2-2%

Ejemplo 3-0.1%

	partes
1. Agua	144.0
2. Ejemplo 3 (34%)	0.25
3. K ₂ S ₂ O ₈	3.5
4. Agua	179.0
5. Ejemplo 3 en el agua (34%)	0.88
6. Ejemplo 2-em el agua (12%)	62.5
7. Hidroxietil acrilato	7.5
8. Ácido metacrílico	5.7
9. Metacrilato de metilo	172.0
10. Acrilato de etilo	190.0
11. Tert. Dodecil mercaptano	3.8

Tabla 3.1.20 Ejemplo 11(Componentes)

Resultados:

Sólidos	50.3%
Viscosidad	17 cp
Turbidez	120 JTU
Hielo-deshielo de Estabilidad	5 ciclos +
Estabilidad mecánica	Excelente
pH	8.0 (ajustado con NaOH)

Tabla 3.1.21 Resultados del Análisis de unión de polímeros acrílicos del Ejemplo 11

Estos son solo algunos ejemplos del uso de tensoactivos no copolimerizables que se pueden realizar mediante el uso de las fórmulas antes mencionadas.

3.2 ANTECEDENTES EN MÉXICO

3.2.1 Tratamiento de Polímero reticulado orgánico (OCP)

En el Sur de México fueron tratados aproximadamente 93 pozos con un sistema de cierre de agua. Este sistema utiliza un polímero de bajo peso molecular que se activa con un componente entrecruzante orgánico. El polímero reticulado orgánico (OCP) se utiliza para el cierre de agua, muchos de estos pozos presentaron un cese de producción de agua, con este problema resuelto la producción aumento significativamente.

Descripción del Sistema OCP

Este estudio está basado en un copolímero de acrilamida y acrilato de butilo-t (tPA BA). El copolímero PA t BA se entrecruza con la amina de polietileno (PEI). El control de la reticulación tipo gel de polímeros de acrilamida se alcanzan generalmente a través de

las propiedades químicas del entrecruzante. Las principales diferencias entre los materiales son: peso molecular, estabilidad térmica y grado de hidrólisis (Ortiz R, Rodríguez P, et al, 2004).

En la Región Sur de México se encuentran las zonas productoras que generalmente varían en longitud desde 100 hasta 250 pies, pero pueden ser mayores. Las principales fuentes de producción son las fracturas naturales ubicadas a lo largo del intervalo, las porosidades de la matriz varían de 2-8%. Algunos pozos maduros requieren de mantenimiento de presión mediante la inyección de gas o aguas residuales.

A pesar de que las fracturas pueden tener un efecto positivo sobre el flujo del petróleo, también pueden afectar negativamente el agua o el gas debido al efecto de conificación o de alta permeabilidad. Esta es la razón por la cual es difícil caracterizar el flujo en un patrón uniforme.

De los 93 pozos en el Sur de México tratados con OCP los cinco ejemplos de la Tabla 3.2.1 son los más representativos de las condiciones que existían dentro del grupo de pozos a los que se les aplicó el tratamiento de OCP.

Pozo	Intervalo Tratado, m	Litología	BHST, °F
Ejemplo 1	4,275-4,255	Carbonatos Fracturados	264
Ejemplo 2	1,780-1,790	Arenas	180
Ejemplo 3	3,850-3,830	Carbonatos Fracturados	248
Ejemplo 4	2,132-2,134	Arenas	168
Ejemplo 5	1,942-1,974	Carbonatos Fracturados	212

Tabla 3.2.1 Datos de casos de pozos en el sur de México

Selección de candidatos

El análisis de los parámetros de depósito y la realización de un estudio exhaustivo de cada uno de los pozos, no siempre se puede lograr debido a la insuficiencia de datos. A menudo la recopilación de datos no se realiza debido al elevado costo. Por ejemplo, la información de pruebas de producción, tipo de terminación que implican inversiones adicionales. Determinar el líquido y los medios adecuados de colocación de acuerdo con el abandono de las técnicas tradicionales implica el uso de tapones de cemento. Determinar el método apropiado de colocación del líquido se realiza generalmente de acuerdo a las técnicas tradicionales de abandono que implican el uso de tapones de cemento. Estas técnicas pueden variar dependiendo del objetivo, pero por lo general existen dos tipos: Aquellas que implican una plataforma de reparación y los que no.

Diseño del tratamiento

El primer paso para desarrollar un tratamiento de agua consiste en determinar el origen del problema de la producción de agua. Localizar la fuente de agua representa aproximadamente 50% de probabilidad de éxito con el tratamiento. En algunos casos, la tubería requiere de una solución mecánica más que una solución química para acondicionarla para la aplicación del tratamiento que se requiera adicionar al pozo.

El siguiente paso en el proceso de diseño debe ser el estudio de la historia del pozo, incluyendo la perforación, la historia de terminación y reparación del pozo. Otra parte del proceso del tratamiento para el agua es la interpretación de datos de registro del

pozo para conocer las condiciones del fondo del pozo. Los registros de densidad, porosidad, resistividad, registro gama, proporcionan una información valiosa de litología y petrofísica del agujero del pozo. Porosidad y contenido mineral de arcilla también se pueden obtener con estos registros.

La resistencia es un factor importante en la determinación de los fluidos en el medio poroso; la determinación del líquido se basa en el principio de que el agua salina (o agua de formación) es altamente conductora y otros líquidos como los hidrocarburos tienen una conductividad mucho menor. Estos datos con los obtenidos a partir de un registro de potencial espontáneo ayudan a determinar la zona donde se produce la filtración.

La mayor parte del volumen de agua (BVW) puede ser determinado a partir de los registros mediante la aplicación de la siguiente relación:

$$BVW = (R_w/R_t)^{1/2} \dots\dots\dots(3.2.1)$$

Dónde:

R_w: resistividad del agua

R_t: lectura directa de la resistividad mayor del total del registro de resistividad

La resistividad del agua y la temperatura afectan directamente al cálculo del valor de BVW. Una estimación precisa de BVW refleja un valor muy seguro. Si R_w es desconocido, se puede estimar a partir de la salinidad del agua producida y la temperatura del yacimiento.

Determinación de Permeabilidad.

Un perfil de la permeabilidad puede proporcionar información valiosa para el diseño del tratamiento, especialmente cuando el intervalo de tratamiento contiene un depósito de caliza de gran tamaño.

La porosidad efectiva y el volumen de agua irreductible (BVI) nos proporcionan una permeabilidad efectiva (K_{eff}).

$$K_{eff} = [Coe^2(\phi_e - BVI)/BVI]^2 \dots\dots\dots(3.2.2)$$

Donde:

C= constante de la capa.

Los datos tabulares de las pruebas de pozos también pueden indicar el valor de permeabilidad y deben ser considerados (cuando sea posible). Es importante reconocer que las condiciones pueden cambiar considerablemente debido a factores tales como la producción, la técnica utilizada para las zonas de abandono superior e inferior, los procedimientos y el aislamiento de la zona. Los tratamientos de fracturas o matriz con acidificación pueden influir en el avance del agua en el pozo.

Temperatura del pozo de inyección

Cualquiera que sea la fuente de datos de temperatura, debe ser estimada durante el tratamiento por lo menos a lo largo de la tubería del pozo y en un radio determinado del pozo. Simuladores pueden proporcionar este tipo de información como Hysis, Groundwater Data Management, Parameter Estimation Software, entre otros. Los datos específicos que requieren estos simuladores incluyen longitudes y propiedades mecánicas de cada tamaño de las tuberías utilizadas, correlación vertical a lo largo de todo el pozo, la temperatura de fondo y cambios de presión.

Técnicas de implantación

Se han realizado reparaciones y operaciones en la Región del Sur de México. Una ejecución típica para un trabajo en el aparejo se debe de proceder de la siguiente manera:

- El pozo está a prueba de admisión y el tratamiento se redefine el volumen necesario.
- La integridad de la tubería de producción es puesta a prueba de llenado y de presurización con 500lb/pg² g
- El flujo adecuado para el enfriamiento y el tiempo máximo posible que soporta
- El PAtBA se bombea en el régimen de bombeo máximo posible
- El volumen de lechada de cemento (según el diseño) es bombeado al máximo posible.
- Se realiza desplazamiento con gel lineal a una taza máxima.
- El desplazamiento de la perforación se realiza con tratados de agua dulce
- El cierre inmediato del pozo.
- El PAtBA consolidado produce normalmente dentro de las 48 horas
- Se toma en cuenta que cuanto menor es la presión de fondo de pozo o permeabilidad, mayor será la tasa de bombeo se debe mantener la lectura de la presión en la superficie.
- Si es necesario utilizar nitrógeno, se considera usar un software que se puede calcular:
- Volumen de nitrógeno en función de la presión y la temperatura para el cálculo del nitrógeno total de desplazamiento.
- Densidad del nitrógeno necesaria para la determinación de la presión de bombeo.
- Cálculo de la calidad de la espuma y la densidad de la carga hidrostática de líquido para ayudar a evitar que sobrepase el gradiente de fractura.
- La fricción del nitrógeno para el cálculo de la temperatura y presión del fondo del pozo.
- El tamaño del estrangulador para generar la espuma.

Manejo de Características del campo:

Debido a su naturaleza polimérica, los tanques utilizados en el campo deben estar completamente limpios, es decir, libre de sólidos y ambientes ácidos. Se debe circular 200lb/Mgal de bicarbonato de sodio de ser necesario para neutralizar.

Debido a que tanto el polímero y el activador se encuentran en forma de solución sólo necesitan ser diluidas en la mezcla de la salmuera.

Resultados del tratamiento en los casos de estudio.

Aproximadamente 93 pozos de la Región Sur de México fueron tratadas por la producción de agua con el sistema OCP. La mayoría de los pozos experimentaron mejoras importantes en la reducción de agua, algunos casos presentados en este trabajo experimentaron una reducción del 100% del corte de agua (Tabla 3.2.2). Algunos de estos pozos estaban produciendo más de 80% de agua antes de ser tratados con el sistema OCP. Uno de estos pozos estaba produciendo 0 barriles de petróleo por día (BPD) antes del tratamiento OCP, después de ser tratado, este pozo comenzó una

producción de 2.000 BPD. Estos resultados demuestran la eficiencia del sistema polimérico orgánicamente entrecruzado (Ortiz R, Rodríguez P, et al. 2004).

Ejemplo del Pozo N°	Agua Producida en %					
	Despues del tratamiento	30 Días despues del tratamiento	90 Días despues del tratamiento	180 Días despues del tratamiento	270 Días despues del tratamiento	360 Días despues del tratamiento
1	30	0	0	0	0	0
2	74	0	0	0	0	0
3	70	0	0	0	0	0
4	80	0	0	0	0	0
5	69	1	2	9	19	20
6	69	1	2	9	19	20
7	30	3	1	1	1	1
8	80	0	0	0	0	5
9	80	80				
10	53	42	55	63		
11	84	23	23	40	40	40
12	75	75				
13	64	64				
14	98	45	86	78	91	50
15	50	50				
16	64	64				
17	45	20	16	16		
18	40	25	35	52	46	46
19	45	20	20	16	16	
20	25	1	1	1	1	1
21	27	0	0	0	0	0
22	44	44	44			
23	43	8	8	28	53	83
24	75	12	12	10	5	
25	76	4	3	1		
26	46	36	5	43	70	75
27	50	31	31	33		
28	50	3	8			
29	93	13	67	74	80	
30	82	6	6.3			
31	78	16	36	49	87	
32	50	3	8			
33	25	0	2			
34	40	36	49	18		
35	80	80				
36	80	60				
37	41	1	1			

Tabla 3.2.2 Resultados del tratamiento en casos de estudio del Sur de México

3.2.2 Sistema de polímeros orgánicamente entrecruzados y un material rígido de control.

Historia de los casos

En los últimos años la invasión del agua no deseable en el campo Cantarell ha causado que muchos pozos sean cerrados debido a la falta de capacidad de los hidrocarburos de fluir y a la insuficiente capacidad de las instalaciones para producirlos. La profundidad inicial del contacto agua-aceite cuando el yacimiento inicio su producción fue de 10,500pies. Pero el contacto se desplazo a 8,560pies de hecho el contacto agua-aceite tiene una tasa estimada de movimiento de 74pies/yr. Además la enorme conductividad originada por la presencia de altas permeabilidades de vógelos que favorecen la producción de agua.

Una práctica común en estos campos es que cuando el contacto agua-aceite se mueve cerca de la zona perforada y la producción del agua se convierte en un valor significativo, el intervalo de producción es abandonado y el pozo es re-perforado unos metros más arriba. En 2003 la operación inició el abandono de intervalos ya fuera mecánica o químicamente. Una de las alternativas fue realizar trabajos para estrangular y cementar el intervalo; se ha logrado un éxito limitado con esta técnica cuando los pozos de agua presentan problemas de conificación y fue tratado con una cementación para estrangularlo. El intento para reducir la producción de agua no tuvo éxito debido a la compresión con la cementación no se pudo proporcionar una barrera en el interior de la matriz de la formación. Este pozo fue abandonado 7 meses después de la cementación debido a la producción excesiva de agua. Resultados similares se han obtenido con camisas extensibles o envasadores (Deolate C, Soriano E, et al, 2000)

Debido a la comunicación vertical entre el intervalo sellado y el intervalo perforado futuro ha sido necesario colocar una barrera entre estos dos intervalos para mantener el contacto agua-aceite para que pueda ampliarse la vida del pozo. Para pozos de alta permeabilidad con inicio de problemas de conicidad de agua, se estudiaron una combinación de la OCP y sistemas RSM. Para lograr este objetivo es necesario obtener una penetración profunda en la formación (con el sistema OCP) para sellar completamente la producción de este intervalo. Otro de los riesgos asociados con el desplazamiento del corte de agua fue la presión baja que exhibía la mayor parte de la formación. El riesgo asociado a este problema se minimizó optimizando el sistema de RSM debido a su ángulo recto situado a unos minutos de las inmediaciones del pozo.

El sellador rígido ha demostrado su eficacia en sellar perforaciones. La colocación de los RSM tiene que ser ejecutadas con un sistema cuidando que no se establezca rápidamente o se desplace.

La producción de agua de estos pozos se disminuyó sustancialmente tras el OCP/tratamiento de RSM y la perforación de nuevos intervalos. Las figuras 3.2.1 a 3.2.4 lo ilustran. Estos pozos producen en un corte de agua que las instalaciones pueden manejar con un tratamiento seguro (Deolate C, Soriano E, et al., 2000. Ejemplos de estos casos:

CASO I

Pozo 1: se perforó inicialmente de 8,265 a 8,429 pies de profundidad medidos en 1999. Esto se produce en una formación del Cretácico Inferior. Las características del yacimiento son las siguientes: 70% de dolomita, calcita 25% y el 5% de piedra caliza, porosidad del 9%, permeabilidad de 1.710md: saturación de agua del 10%; temperatura del yacimiento de 225°F y la presión estática de fondo del pozo de 1.735lb/pg².

El intervalo tuvo que ser abandonado y se decidió un reacondicionamiento eficiente en un intervalo menor (JSK) para extraer las reservas restantes. En este caso el intervalo de contacto agua-aceite fue originalmente a 656pies (200m) por debajo de intervalo seleccionado. Esta zona fue abandonada por el alto corte de agua. El cierre para el tratamiento del agua se realizó en mayo de 2006 a 9872pies (9.105 pies de profundidad vertical) buscando la penetración teórica radial de 9m con el sistema OCP. Este tratamiento incluye 20m³ de agua de mar para enfriar el formación, 50m³ de OCP y 1.6m³ de RSM (1.74g/cm³). Usando un espaciador de gel para evitar la contaminación

del sistema. El agua de mar se utiliza como fluido desplazante, estas etapas se bombean a 5bbl/min. Con una presión máxima de 280lb/pg². Después del tratamiento preventivo en el intervalo de 9,282 a 9,462 pies fue perforado en la formación del Jurásico. La producción se incrementó a 1,325 BOPD (barriles de aceite por día) y se mantuvo durante 1 año. El pozo cerró debido al aumento del GOR. Es importante mencionar que los intervalos de la parte superior fueron abandonados de manera mecánica, utilizando dos empacadores permanentes (Fig.3.2.1), sin la aplicación de cualquier tratamiento para impedir la comunicación del gas hasta el intervalo de producción.

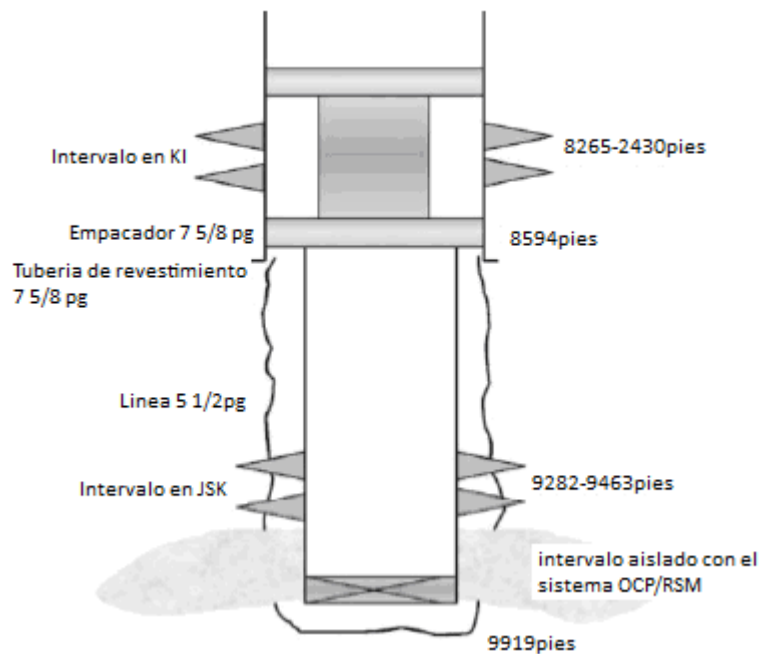


Fig. 3.2.1 Diagrama del pozo 1

En la figura 3.2.2 se muestra la historia de producción desde el momento que se cerró el pozo para aplicar el método OCP, para después continuar con la producción hasta el momento en que la producción declina debido a la producción de grandes cantidades de agua.

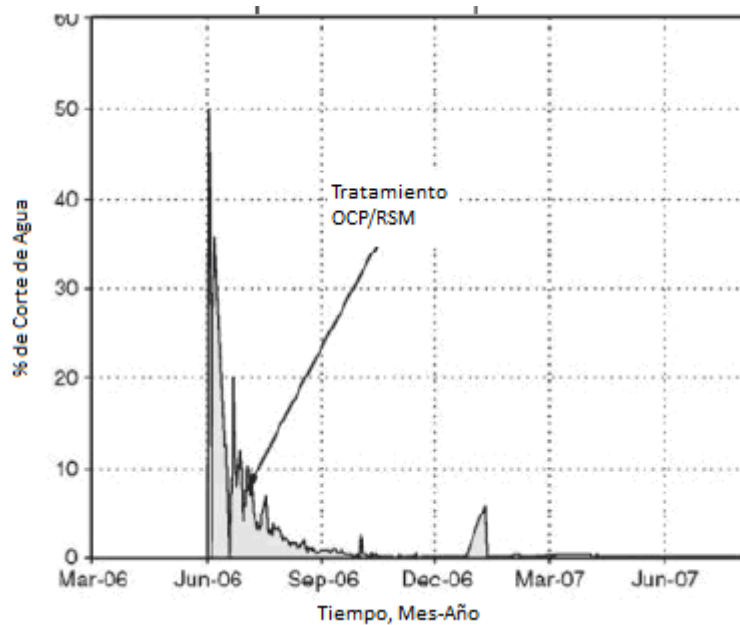


Fig. 3.2.2 historia del corte de agua en el pozo 1 antes y después del tratamiento OCP/RSM

CASO 2

Pozo II: fue perforado en agosto del 2001 y terminado en enero del 2002. Su reacondicionamiento se llevó a cabo en enero del 2005, dejando a los intervalos de producción en 9,594-9,676 a 9,643-9,774pies en una formación del Cretácico Inferior; las características generales son: 85%de dolomía, 10% de calcita, y 5% de piedra caliza; porosidad de 7%, permeabilidad de 2,512md, predominando los vúgulos y, saturación de agua del 12%; temperatura del yacimiento de 222°F, y la presión estática del fondo del pozo de 2,076 lb/pg². El contacto gas-aceite estaba a 9,282pies profundidad vertical, a la mitad de la producción, el intervalo de corte de agua aumenta de 1.5 a 6%; se decido la reparación de agua debido a la conificación por las altas betas de permeabilidad. La técnica seleccionada fue la de combinar los sistemas de OCP y RSM con una penetración teórica radial de 12 pies, y luego perforar un intervalo superior de la misma formación. Según la interpretación del registro en la pista de anisotropía, fue posible identificar un tren fractura contribuyendo al 64% de la producción, por lo que el volumen alcanzado del tratamiento se centró en este intervalo.

Con el uso de un retenedor de 9_{5/8} a 9512pies, el tratamiento fue bombeado; constaba de 15m³ de agua de mar para enfriar la formación, 50m³ de sistema OCP, 1m³ de gel lineal ara evitar la contaminación de sistemas de fluidos, 2.94m³ de RSM (1.74gr/cm³), y un volumen de desplazamiento de 37.5m³ de agua de mar. Todas las etapas se bombean a un ritmo medio y la presión de 3.5 bl/min y 250 lb/pg², respectivamente. Después de este tratamiento, el nuevo intervalo de producción es de 12,800bl de aceite libre de agua, lo que indica que la zona de producción de agua se ha controlado.

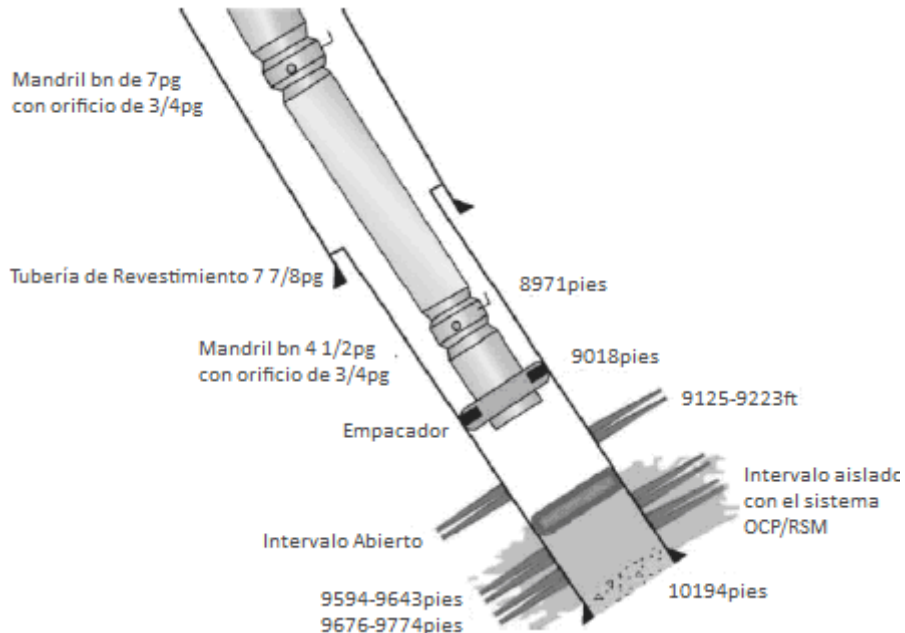


Fig. 3.2.3 Diagrama del pozo 2

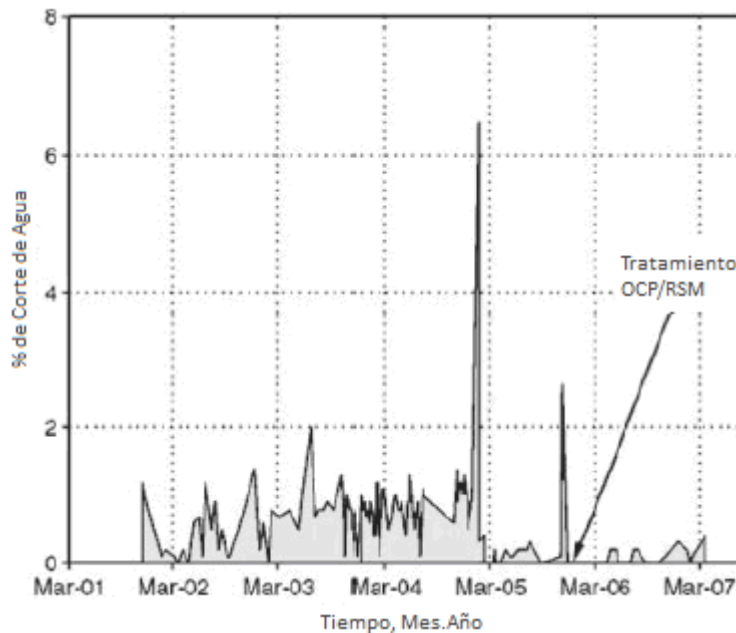


Fig. 3.2.4 Historia del corte de agua del pozo 2 antes y después del tratamiento OCP/RSM

CASO 3

Pozo III: la perforación inició en marzo de 2000 y concluyó en junio del 2000. El reacondicionamiento más reciente se realizó en diciembre de 2004, con la producción de los intervalos 10,643-10,692pies en la formación de la brecha cretácica (BTPKS). Las características son las siguientes: 75% dolomita, 20% de piedra caliza, y 5% de pizarra; porosidad de 3%; la permeabilidad media de 2,620md; saturación de agua de 10%; temperatura del yacimiento de 266°F y la presión estática de fondo del pozo de 2,194 lb/pg².

En marzo del 2002, el pozo comenzó a mostrar entrada de agua que varió desde 0.2 hasta 0.5% y en 2004 aumento a 2%. En el primer trimestre de 2004, el corte de agua alcanzó en 5% y se decidió reparar el pozo. Es importante mencionar que, en ese

momento, no había facilidades para deshidratar el flujo de aceite. Una tasa de producción de 7687 BWPD con corte de agua 5% no han podido ser manejados propiamente en el mar. Según el registro, la formación no está fragmentada en este campo. Sin embargo, las fracturas principales tienen una permeabilidad media de 2620md. El tratamiento realizado fue de 50m³ del sistema OCP para una penetración radial de 12 y 1.5m³ de sellador de RSM. En este caso, es probable que la mayor parte del tratamiento haya sellado una o dos fracturas principales que permitieron que el agua entre al pozo. En estos casos, la determinación del volumen del tratamiento se vuelve crucial, pero mientras más, mejor. En la actualidad el pozo produce libre de agua del mismo intervalo (Fig. 3.2.5).

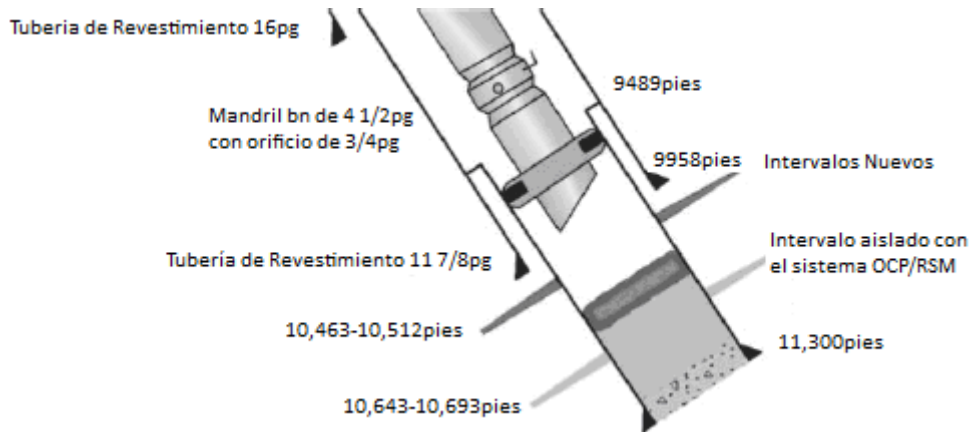


Fig. 3.2.5 Diagrama del pozo 3

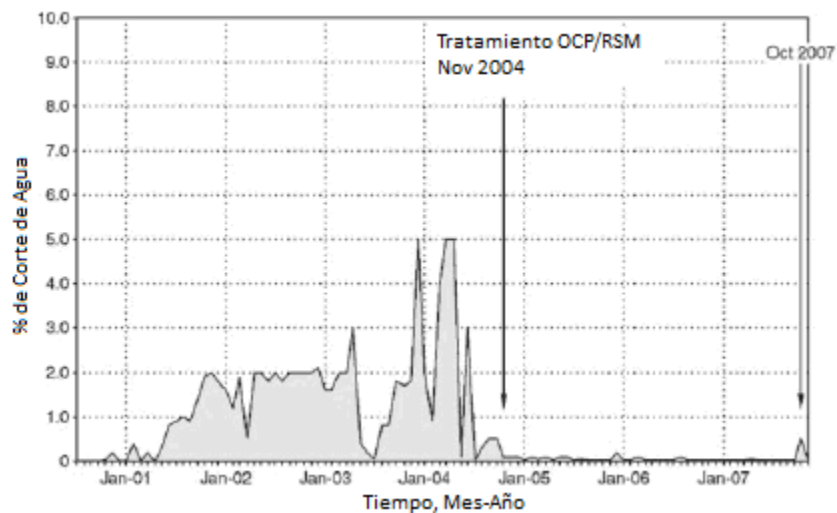


Fig. 3.2.6 Historia del corte de agua del pozo 3 antes y después del tratamiento OCP/RSM

CASO 4

Pozo IV: se completó en abril de 2005 en el intervalo de 10,072 a 10,171pies. Después de que fue perforado, una estimulación ácida se llevó a cabo mediante el bombeo de ácido clorhídrico (HCL) (15% en peso). La producción es de una formación de carbonato con solo 5% de pizarra, con una porosidad de 6%, la temperatura estática de fondo de pozo 220°F, y una permeabilidad media en el yacimiento de 500md. Además, se decidió tratar este pozo con 40m³ de OCP y 1.83m³ de sellador de RSM (Fig. 3.2.7). Una nueva zona fue perforada en el intervalo de 9,646 a 9,754pies y se realizó con una estimulación de ácido clorhídrico HCl (15% en peso). Todo el tratamiento se realizó mediante un retenedor de cemento.

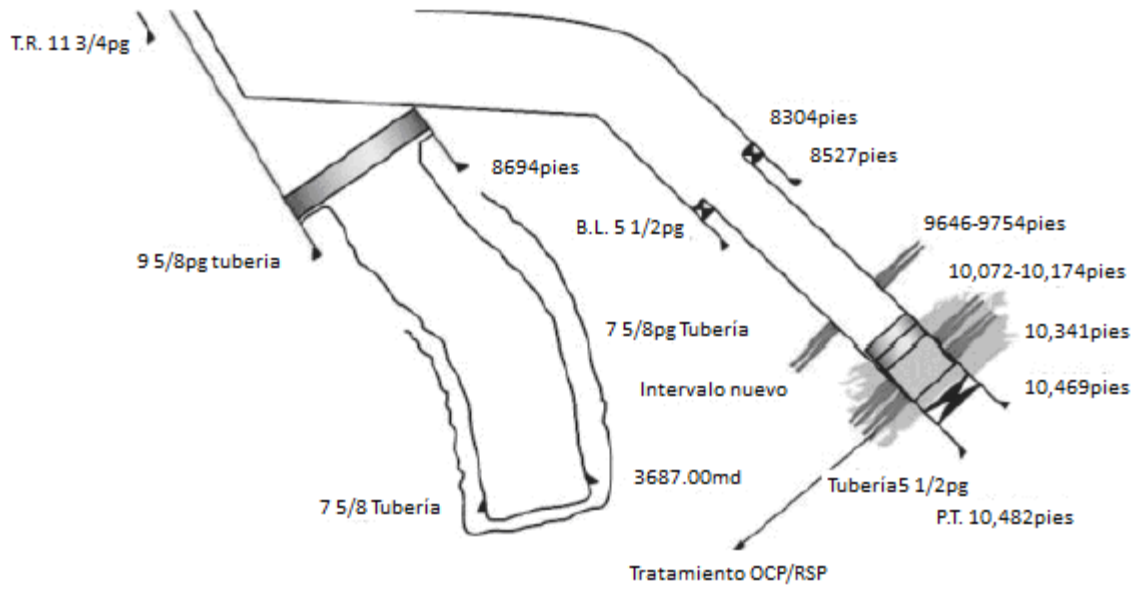


Fig. 3.2.7 Diagrama del pozo 4

La producción de agua (menos de 2%) regresó inmediatamente después del tratamiento y ha permanecido de 2% por casi 2 1/2 años después del tratamiento Fig. 3.2.8.

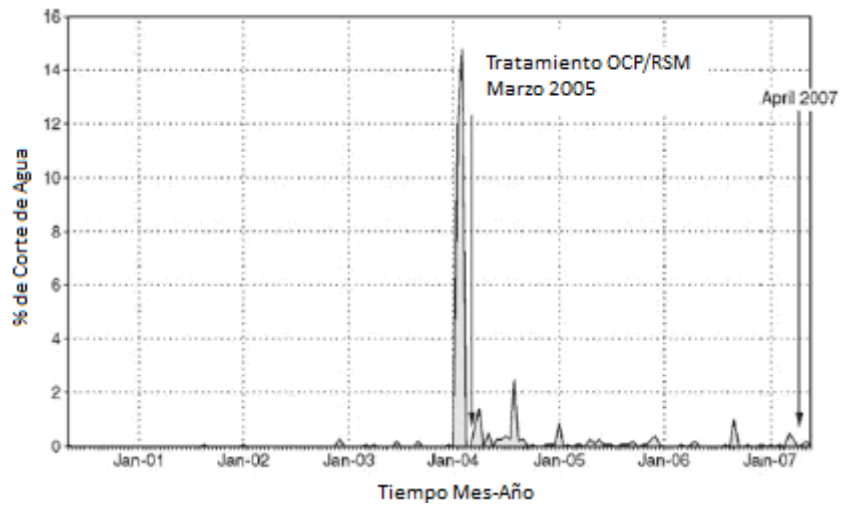


Fig. 3.2.8 Historia del corte de agua del pozo 4 antes y después del tratamiento OCP/RSM

IV MODELO ESTADÍSTICO PROPUESTO

Dentro de las características de los agentes gelificantes, mencionados en el capítulo anterior, se pueden observar los parámetros (presión, temperatura, saturación de agua y aceite, porosidad, densidad, permeabilidad, viscosidad y gasto de aceite) considerados en este trabajo. En dichos parámetros funciona cada agente de forma distinta dependiendo del yacimiento al que se aplique. Ahora es importante también la cantidad de agentes químicos que se apliquen al pozo pues el uso de ellos afectará al costo y a la recuperación de aceite.

Para obtener los valores, fue necesario tomar en cuenta los máximos y mínimos representativos de cada uno de los agentes gelificantes. En el capítulo anterior se mencionaron algunos de los agentes considerados los importantes para la aplicación de un método de control de conificación de agua. Para obtener los valores de los máximos y los mínimos en las patentes de productos aplicados para el control de conificación de agua existe una gran dificultad pues la información se encuentra restringida y no se cuenta con mucha apertura de las instituciones con respecto a este tipo de datos.

La mayor parte de la información se obtuvo de la página de Internet www.patentes.com y de artículos de la SPE (Petroleum Engineers Society), con la información obtenida de los artículos se obtuvo una selección de las características más importantes para elegir los parámetros que varían las aplicaciones de los agente gelificantes. Es decir, se tomaron los rangos de cada gelificante para generar una matriz que describiera su comportamiento con respecto al control de conificación de agua que dará como resultado una mayor producción de aceite.

En este capítulo se presenta una metodología estadística para la toma de decisiones de un agente gelificante más adecuado para su aplicación, que mejore el control de agua en un yacimiento. Es primordial considerar las características del yacimiento, dentro de éstas están: la presión, la temperatura, la viscosidad, el gasto de aceite y de agua, la permeabilidad, la saturación de aceite y de agua y la porosidad. Una vez determinadas las características del yacimiento se determinan, a su vez, los principales parámetros de los agentes gelificantes tales como el porcentaje de turbidez, la cantidad de agente tensoactivo, la cantidad de líquido gelificante y el porcentaje de sólidos.

Como se mencionó anteriormente, la información de los gelificantes esta restringida, así como también los valores de los parámetros del yacimiento por lo que se tomaron los valores máximos y mínimos de cada una de ellos a partir de los que se conocen en la industria petrolera en México, en especial en la región sur. En esta metodología se aplicaron los valores que se muestran en la tabla 4.1.1

Gasto de aceite (bl/d)	mín. 0 - máx. 2000
Gasto de agua (%)	mín. 0 – máx. 100
Presión (lb/pg ²)	mín. 60- máx. 15200
Temperatura (°F)	min. 60 - máx. 160
Saturación de agua (%)	mín. 0.1 – máx. 30
Saturación de aceite (%)	mín. 50 – máx. 100
Porosidad (%)	mín. 2 – máx. 8
Viscosidad (mPa)	mín. 34 – máx. 2420
Densidad (g/cm ³)	mín. 0.5 – máx. 0.99
Permeabilidad (md)	mín. 10 – máx. 120

Tabla 4.1.1 Valores del Yacimiento

Las cantidades mencionadas fueron obtenidas de los artículos mencionados en los capítulos anteriores ya que es la única información que se tiene para la aplicación del método estadístico aquí propuesto.

Los valores mostrados en la siguiente tabla (4.1.2) son los que se consideraran para la construcción del agente gelificante y están considerados en el diseño de la matriz estos valores fueron obtenidos de los agente mencionados en el capítulo 3 de este trabajo. Los valores aquí mencionados han dado resultados positivos en estudios realizados en México y en otras regiones petroleras para el control de la conificación de agua.

Turbidez (JTU)	mín. 9- máx. 760
Sólidos (% peso)	mín. 10- máx.100
Líquido gelificante (% peso)	mín. 5- máx. 15
Agente tenso-activo (% peso)	mín.0.1- máx.10

Tabla 4.1.2 Rango de valores de Agente Gelificantes

La turbidez, los sólidos, el líquido gelificante y el agente tensoactivo son importantes en la construcción del agente gelificante ya que se considero que estos valores son los más necesarios para su construcción pues: 1) la cantidad de sólidos agregados a la mezcla pueden causar que el líquido gelificante no llegue a la zona de interés; 2) la turbidez, que es la cantidad de sólidos que puede contener una mezcla, afecta la inyección del gelificante ya que a mayor turbidez mayor presión de bombeo se requiere para llegar al punto de interés elevando el costo de aplicación; 3) el líquido gelificante es una mezcla de productos químicos formados principalmente por cadenas de polímeros que pueden ser mejorados adicionando productos que controlen las propiedades del agua sobre todo la viscosidad, permeabilidad, tensión interfacial. 4) el agente tensoactivo es utilizado sin necesidad del líquido gelificante pues tiene las mismas características de control de las propiedades del agua, pero su uso en combinación con el agente gelificante produce una reacción que hace que el control de conificación de agua sea mayor.

Esta metodología funciona como una herramienta de toma de decisiones y es necesario que se apoye con pruebas de laboratorio para verificar que este método es el más adecuado para el yacimiento en cuestión. También es importante mencionar que dependiendo de las cantidades adicionadas y de las restricciones de uso de cada agente, pueden encontrarse diferentes tipos de agentes gelificantes aplicables a un mismo yacimiento.

A continuación se explica la construcción de la matriz de datos del yacimiento y del agente gelificante para el cálculo de las correlaciones estadísticas. Esta matriz se realizó con los valores mínimos y máximos mostrados en la tabla 4.1.1 y 4.1.2, considerando diferentes distribuciones como lo son la distribución lineal, exponencial, potencial y logarítmica, esto con el fin de ver el comportamiento de los agentes gelificantes en diferentes situaciones.

En el apéndice 2 se puede observar cuáles son las características de estas distribuciones ya que a partir de las matrices propuestas se puede observar el comportamiento de los agentes con respecto a las características del yacimiento.

Se presentan 4 diferentes distribuciones, para cada una de estas se trazo una gráfica de los parámetros (gasto de aceite, presión, temperatura, viscosidad, porosidad, permeabilidad, densidad, turbidez, sólidos, liquido gelificante, agente tensoactivo) contra el gasto de agua con el fin de conocer el comportamiento de cada uno de los parámetros, a partir de éstas será posible variar los valores intermedios para la construcción de la matriz ya que dependerá del ritmo de crecimiento de la grafica la variación de los valores.

Con las ecuaciones que se muestran a continuación es posible variar las cantidades a adicionar en el agente gelificante tomando como consideración las características del yacimiento en estudio, dichas características permitirán crear el agente gelificante ideal para el control de la conificación. Con estos modelos se puede lograr disminuir la cantidad de agua producida hasta ser un valor nulo con respecto a la producción de aceite, que es la función de la aplicación de un agente para el control de la conificación de agua.

Los resultados obtenidos de las matrices se calcularon por medio de la matriz inversa de mínimos cuadrados. Para poder realizar este método fue necesario agregar una columna con el valor unitario (1), para que pudiera resolverse conforme lo indica el método. Para cada una de las matrices se obtuvo una correlación diferente, a partir de cada correlación se variaron los valores para así observar cual son las cantidades más adecuadas en función de las características del yacimiento que se este considerando.

Se podrán evaluar distintos yacimientos con esta metodología, utilizada como guía, ya que puede ser aplicada agregando los valores de los parámetros a partir de datos obtenidos por la empresa encargada de cada yacimiento ya que estos serán valores confiables para cada uno y dará mejores resultados para la toma de decisiones.

La información resultado de estos valores con que se cuenta (valores del yacimiento y de los agentes gelificantes) es suficiente para obtener un comportamiento general del control de la conificación del agua. Para un estudio específico será necesario considerar una mayor cantidad de valores, sin embargo, a pesar de no ser extenso el rango de valores empleados en este trabajo, permiten tener una visión amplia del comportamiento dentro del yacimiento.

Es de suma importancia este análisis estadístico ya que se deben tomar en cuenta las cantidades de agente gelificante a aplicar, puesto que entre mayor sea la cantidad a adicionar, mayores serán los costos de aplicación y esto se convierte en una inversión no costeaable para la empresa. Así mismo, puede proporcionar las cantidades óptimas a adicionar y por lo tanto ofrecer opciones de aplicación para reducir costos y obtener un aumento en la producción de aceite.

En la tabla 4.1.3 se presenta la matriz X que contiene los valores de los parámetros del yacimiento y del agente gelificante considerados. Dicha matriz se construyó suponiendo diferentes distribuciones de valores tipo lineal (Tabla 4.1.3), exponencial (Tabla 4.1.9), potencial (Tabla 4.1.10) y logarítmica (Tabla 4.1.11). Además se presenta la metodología utilizada para obtener las correlaciones estadísticas, para cada una de las distribuciones utilizadas en este trabajo. Cabe mencionar que esta metodología fue utilizada para cada una de las matrices que se construyeron con las diferentes distribuciones consideradas.

Se consideraron diferentes distribuciones con el fin de presentar distintos valores de agentes gelificantes que al ser aplicados al yacimiento mantendrán el control de la conificación de agua. Los valores obtenidos para turbidez, sólidos, líquido gelificante y agente tensoactivo varían dependiendo de la distribución considerada ya que también dependen del gasto de agua que se esté considerando y de las características del yacimiento ya que cada uno de los yacimientos es completamente diferente.

El primer paso es obtener la matriz transpuesta (X') a partir de la matriz original, en la tabla 4.1.4 se muestra X' :

	A	B	C	AW	AX	AY
53	1	1	1	1	1	1
54	1998.996	1959.8	1920.604	117.588	78.392	39.196
55	62.8055987	128.54115	195.618197	9936.17933	11610.8481	15200
56	59.9987294	60.433	60.876133	125.225474	136.288886	160
57	0.99986179	1.12579926	1.25430681	19.9154676	23.1238314	30
58	50.0016673	50.2187926	50.4403489	82.6135379	88.1449887	100
59	1.99992376	2.02598	2.05256798	5.91352846	6.57733313	8
60	34.9823607	45.3396597	55.9083249	1590.63197	1854.49292	2420
61	0.50000989	0.50213775	0.50430903	0.81961043	0.87381936	0.99
62	10.0009049	10.4785926	10.9660287	81.7488225	93.91832	120
63	8.98884607	12.2502253	15.5781611	498.842752	581.929148	760
64	10.0011591	10.3919926	10.7908021	68.7037276	78.6605429	100
65	4.99987294	5.0433	5.0876133	11.5225474	12.6288886	15
66	0.09980513	0.14279822	0.18666869	6.55729794	7.65258329	10

Tabla 4.1.4 Matriz transpuesta

El segundo paso es obtener la multiplicación de las matrices $X'X$:

	A	B	C	K	L	M	N
68	51	51973.896	167971.075	8633.16911	1489.69428	363.844657	112.85344
69	51973.896	69942796.4	88636008.4	4702788.05	1027380.66	316262.259	61023.0397
70	167971.075	88636008.4	1064695986	53809898.1	7947378.61	1536237.76	706208.874
71	4148.44657	3682361.55	17042088.3	869882.986	141264.658	31828.1432	11389.6859
72	366.658743	215523.623	2187502.63	110683.27	16535.9882	3263.16991	1452.22785
73	3094.31566	2880765.38	11880692.1	607616.651	100428.45	23191.5723	7952.06526
74	167.306794	137783.459	753771.579	38379.9086	6092.36864	1327.53714	502.815651
75	27744.9588	15269350.8	171967431	8694869.9	1289561.17	251177.415	114101.451
76	30.8340348	28750.941	118109.859	6040.9419	999.089496	230.914154	79.0583441
77	1707.3836	1140166.21	9340143.37	473425.59	71970.4795	14636.2643	6209.01538
78	8633.16911	4702788.05	53809898.1	2720405.5	403047.022	78355.1295	35700.3547
79	1489.69428	1027380.66	7947378.61	403047.022	61593.8793	12636.7715	5285.31948
80	363.844657	316262.259	1536237.76	78355.1295	12636.7715	2818.96966	1026.11515
81	112.85344	61023.0397	706208.874	35700.3547	5285.31948	1026.11515	468.510211

Tabla 4.1.5 Multiplicación de matrices

Como tercer paso obtenemos la inversa de la matriz $(X'X)^{-1}$:

	A	B	C	K	L	M	N
83	6.4717E+12	2.7755E-05	3343190201	-1.1951E+11	7.1093E+11	-2.8747E+12	-7.8367E+12
84	0.00022278	2.7356E-07	-8.82E-08	4.8819E-06	7.056E-06	-8.6554E-06	3.4622E-05
85	-6776995873	-1.1007E-07	-258312.789	-46110836	-194696376	224555569	387854048
86	-1.1102E+12	-3.0212E-05	223145611	-3643232640	-2.8682E+10	-3.5804E+10	-1.6806E+11
87	1.3429E+13	0.00015443	-464224044	1.2406E+10	1.3002E+11	5.4148E+11	1.4728E+12
88	4.9221E+11	1.9814E-06	-19639335.5	1297811926	-1244043977	9.5152E+10	4.5242E+10
89	-1.8423E+12	-6.0666E-05	-454986437	2.3506E+10	-3.2547E+11	-8.6084E+11	2.235E+12
90	-2.215E+10	1.8981E-07	-3919272.04	273633133	1200030984	-5290981106	-7495882128
91	6.6976E+13	0.00180198	-1.595E+10	3.2012E+11	2.713E+12	-8.9983E+11	2.458E+13
92	-3.3994E+11	-2.9096E-05	566141598	-8541157354	-9483891282	1.0906E+11	-1.4805E+11
93	-2.274E+10	3.0935E-06	-31816640.6	-195327313	3878260209	-1.4881E+10	1.7962E+10
94	-3.301E+11	9.4755E-06	-524400594	6736044576	-1.3668E+10	6185466773	-1.3021E+11
95	2.575E+11	0.00010221	-1352844918	1.3304E+10	8.3944E+10	2.2086E+11	1.1377E+11
96	-8.8656E+12	-0.00012033	3866232735	3440321250	-1.6265E+11	-5.6972E+11	-2.8522E+12

Tabla 4.1.6 Matriz inversa

El Cuarto paso es obtener la multiplicación de matrice X'Y

	A
98	2575.5
99	3482251.03
100	4312868.1
101	181950.337
102	10527.9275
103	142490.467
104	6796.2202
105	744146.675
106	1422.14674
107	55922.6693
108	229102.52
109	50438.6019
110	15619.5337
111	2972.00437

Tabla 4.1.7 Multiplicación de matrice X'Y

El quinto paso es obtener la multiplicación de las matrices $(X'X)^{-1} X'Y$

	A
113	-24
114	0.11762689
115	0.03637695
116	2.625
117	-5
118	-0.890625
119	49
120	-0.12109375
121	-256
122	9
123	-0.7421875
124	-4.9375
125	-17.25
126	-28

Tabla 4.1.8 Multiplicacion de matrice $(X'X)^{-1} X'Y$

Por último obtenemos la Ecuación de gasto de agua en función de Q_o , P_y , T_y , S_w , S_o , Φ , μ , ρ , κ , $Turb$, Sol , L_{gel} y A_{ta} , que nos representa el comportamiento de cada una de las ecuaciones propuestas:

4.2 Modelos Estadísticos Propuestos

Esta es la ecuación que representa el comportamiento lineal a partir del cálculo de la Tabla 4.1.3 donde se muestra la matriz X de distribución lineal.

$$Q_w = -24 + 0.117626689Q_o - 0.03637695P_y + 2.625T_y - 5S_w - 0.890625S_o + 49\phi - 0.12109375\mu - 256\rho + 9\kappa - 0.74211875Turb - 4.9375Sol - 17.25L_{gel} - 284A_{te}$$

A continuación se muestran las matrices y las ecuaciones de las distribuciones exponencial, potencial y logarítmica.

Con las correlaciones arriba mencionadas, es posible calcular que cantidad de agente gelificante se ajusta mejor a las condiciones del yacimiento. Solo se consideraron las distribuciones aquí mencionadas, sin embargo es posible utilizar la misma metodología con cualquier tipo de distribución. Lo ideal sería aplicarla a los datos de yacimientos reales, pero como se ha mencionado con anterioridad, no se cuenta con la información suficiente, (pues generalmente es restringida) para construir una matriz X que contenga valores de yacimientos con conificación de agua proporcionados por alguna institución

Por otro lado es posible elegir la distribución (lineal, exponencial, potencial, logarítmica) que sea mas representativa dentro de estas cuatro ecuaciones que se muestran anteriormente; estas distribuciones aquí mostradas no son las únicas que se pueden representar existen otras, por cuestiones de tiempo solo se consideraron estos tipos.

En este trabajo se muestra el funcionamiento de una metodología como propuesta que puede ser utilizada como guía para la obtención de nuevas ecuaciones que representen diversos comportamientos de los agentes gelificantes al ser aplicados a un yacimiento, para cálculos posteriores de nuevos agentes gelificantes. Será necesario considerar una mayor cantidad de datos para así tener resultados más precisos.

IV MODELO ESTADÍSTICO PROPUESTO

Dentro de las características de los agentes gelificantes, mencionados en el capítulo anterior, se pueden observar los parámetros (presión, temperatura, saturación de agua y aceite, porosidad, densidad, permeabilidad, viscosidad y gasto de aceite) considerados en este trabajo. En dichos parámetros funciona cada agente de forma distinta dependiendo del yacimiento al que se aplique. Ahora es importante también la cantidad de agentes químicos que se apliquen al pozo pues el uso de ellos afectará al costo y a la recuperación de aceite.

Para obtener los valores, fue necesario tomar en cuenta los máximos y mínimos representativos de cada uno de los agentes gelificantes. En el capítulo anterior se mencionaron algunos de los agentes considerados los importantes para la aplicación de un método de control de conificación de agua. Para obtener los valores de los máximos y los mínimos en las patentes de productos aplicados para el control de conificación de agua existe una gran dificultad pues la información se encuentra restringida y no se cuenta con mucha apertura de las instituciones con respecto a este tipo de datos.

La mayor parte de la información se obtuvo de la página de Internet www.patentes.com y de artículos de la SPE (Petroleum Engineers Society), con la información obtenida de los artículos se obtuvo una selección de las características más importantes para elegir los parámetros que varían las aplicaciones de los agente gelificantes. Es decir, se tomaron los rangos de cada gelificante para generar una matriz que describiera su comportamiento con respecto al control de conificación de agua que dará como resultado una mayor producción de aceite.

En este capítulo se presenta una metodología estadística para la toma de decisiones de un agente gelificante más adecuado para su aplicación, que mejore el control de agua en un yacimiento. Es primordial considerar las características del yacimiento, dentro de éstas están: la presión, la temperatura, la viscosidad, el gasto de aceite y de agua, la permeabilidad, la saturación de aceite y de agua y la porosidad. Una vez determinadas las características del yacimiento se determinan, a su vez, los principales parámetros de los agentes gelificantes tales como el porcentaje de turbidez, la cantidad de agente tensoactivo, la cantidad de líquido gelificante y el porcentaje de sólidos.

Como se mencionó anteriormente, la información de los gelificantes esta restringida, así como también los valores de los parámetros del yacimiento por lo que se tomaron los valores máximos y mínimos de cada una de ellos a partir de los que se conocen en la industria petrolera en México, en especial en la región sur. En esta metodología se aplicaron los valores que se muestran en la tabla 4.1.1

Gasto de aceite (bl/d)	mín. 0 - máx. 2000
Gasto de agua (%)	mín. 0 – máx. 100
Presión (lb/pg ²)	mín. 60- máx. 15200
Temperatura (°F)	min. 60 - máx. 160
Saturación de agua (%)	mín. 0.1 – máx. 30
Saturación de aceite (%)	mín. 50 – máx. 100
Porosidad (%)	mín. 2 – máx. 8
Viscosidad (mPa)	mín. 34 – máx. 2420
Densidad (g/cm ³)	mín. 0.5 – máx. 0.99
Permeabilidad (md)	mín. 10 – máx. 120

Tabla 4.1.1 Valores del Yacimiento

Las cantidades mencionadas fueron obtenidas de los artículos mencionados en los capítulos anteriores ya que es la única información que se tiene para la aplicación del método estadístico aquí propuesto.

Los valores mostrados en la siguiente tabla (4.1.2) son los que se consideraran para la construcción del agente gelificante y están considerados en el diseño de la matriz estos valores fueron obtenidos de los agente mencionados en el capítulo 3 de este trabajo. Los valores aquí mencionados han dado resultados positivos en estudios realizados en México y en otras regiones petroleras para el control de la conificación de agua.

Turbidez (JTU)	mín. 9- máx. 760
Sólidos (% peso)	mín. 10- máx.100
Líquido gelificante (% peso)	mín. 5- máx. 15
Agente tenso-activo (% peso)	mín.0.1- máx.10

Tabla 4.1.2 Rango de valores de Agente Gelificantes

La turbidez, los sólidos, el líquido gelificante y el agente tensoactivo son importantes en la construcción del agente gelificante ya que se considero que estos valores son los más necesarios para su construcción pues: 1) la cantidad de sólidos agregados a la mezcla pueden causar que el líquido gelificante no llegue a la zona de interés; 2) la turbidez, que es la cantidad de sólidos que puede contener una mezcla, afecta la inyección del gelificante ya que a mayor turbidez mayor presión de bombeo se requiere para llegar al punto de interés elevando el costo de aplicación; 3) el líquido gelificante es una mezcla de productos químicos formados principalmente por cadenas de polímeros que pueden ser mejorados adicionando productos que controlen las propiedades del agua sobre todo la viscosidad, permeabilidad, tensión interfacial. 4) el agente tensoactivo es utilizado sin necesidad del líquido gelificante pues tiene las mismas características de control de las propiedades del agua, pero su uso en combinación con el agente gelificante produce una reacción que hace que el control de conificación de agua sea mayor.

Esta metodología funciona como una herramienta de toma de decisiones y es necesario que se apoye con pruebas de laboratorio para verificar que este método es el más adecuado para el yacimiento en cuestión. También es importante mencionar que dependiendo de las cantidades adicionadas y de las restricciones de uso de cada agente, pueden encontrarse diferentes tipos de agentes gelificantes aplicables a un mismo yacimiento.

A continuación se explica la construcción de la matriz de datos del yacimiento y del agente gelificante para el cálculo de las correlaciones estadísticas. Esta matriz se realizó con los valores mínimos y máximos mostrados en la tabla 4.1.1 y 4.1.2, considerando diferentes distribuciones como lo son la distribución lineal, exponencial, potencial y logarítmica, esto con el fin de ver el comportamiento de los agentes gelificantes en diferentes situaciones.

En el apéndice 2 se puede observar cuáles son las características de estas distribuciones ya que a partir de las matrices propuestas se puede observar el comportamiento de los agentes con respecto a las características del yacimiento.

Se presentan 4 diferentes distribuciones, para cada una de estas se trazo una gráfica de los parámetros (gasto de aceite, presión, temperatura, viscosidad, porosidad, permeabilidad, densidad, turbidez, sólidos, liquido gelificante, agente tensoactivo) contra el gasto de agua con el fin de conocer el comportamiento de cada uno de los parámetros, a partir de éstas será posible variar los valores intermedios para la construcción de la matriz ya que dependerá del ritmo de crecimiento de la grafica la variación de los valores.

Con las ecuaciones que se muestran a continuación es posible variar las cantidades a adicionar en el agente gelificante tomando como consideración las características del yacimiento en estudio, dichas características permitirán crear el agente gelificante ideal para el control de la conificación. Con estos modelos se puede lograr disminuir la cantidad de agua producida hasta ser un valor nulo con respecto a la producción de aceite, que es la función de la aplicación de un agente para el control de la conificación de agua.

Los resultados obtenidos de las matrices se calcularon por medio de la matriz inversa de mínimos cuadrados. Para poder realizar este método fue necesario agregar una columna con el valor unitario (1), para que pudiera resolverse conforme lo indica el método. Para cada una de las matrices se obtuvo una correlación diferente, a partir de cada correlación se variaron los valores para así observar cual son las cantidades más adecuadas en función de las características del yacimiento que se este considerando.

Se podrán evaluar distintos yacimientos con esta metodología, utilizada como guía, ya que puede ser aplicada agregando los valores de los parámetros a partir de datos obtenidos por la empresa encargada de cada yacimiento ya que estos serán valores confiables para cada uno y dará mejores resultados para la toma de decisiones.

La información resultado de estos valores con que se cuenta (valores del yacimiento y de los agentes gelificantes) es suficiente para obtener un comportamiento general del control de la conificación del agua. Para un estudio específico será necesario considerar una mayor cantidad de valores, sin embargo, a pesar de no ser extenso el rango de valores empleados en este trabajo, permiten tener una visión amplia del comportamiento dentro del yacimiento.

Es de suma importancia este análisis estadístico ya que se deben tomar en cuenta las cantidades de agente gelificante a aplicar, puesto que entre mayor sea la cantidad a adicionar, mayores serán los costos de aplicación y esto se convierte en una inversión no costeable para la empresa. Así mismo, puede proporcionar las cantidades óptimas a adicionar y por lo tanto ofrecer opciones de aplicación para reducir costos y obtener un aumento en la producción de aceite.

En la tabla 4.1.3 se presenta la matriz X que contiene los valores de los parámetros del yacimiento y del agente gelificante considerados. Dicha matriz se construyó suponiendo diferentes distribuciones de valores tipo lineal (Tabla 4.1.3), exponencial (Tabla 4.1.9), potencial (Tabla 4.1.10) y logarítmica (Tabla 4.1.11). Además se presenta la metodología utilizada para obtener las correlaciones estadísticas, para cada una de las distribuciones utilizadas en este trabajo. Cabe mencionar que esta metodología fue utilizada para cada una de las matrices que se construyeron con las diferentes distribuciones consideradas.

Se consideraron diferentes distribuciones con el fin de presentar distintos valores de agentes gelificantes que al ser aplicados al yacimiento mantendrán el control de la conificación de agua. Los valores obtenidos para turbidez, sólidos, líquido gelificante y agente tensoactivo varían dependiendo de la distribución considerada ya que también dependen del gasto de agua que se esté considerando y de las características del yacimiento ya que cada uno de los yacimientos es completamente diferente.

4.1 Método para la solución de los datos propuestos para la matriz X (Distribución Lineal)

1	Qo	P	T	Sw	So	Φ	μ	ρ	K	Turb	Sol	Lgel	Ate	Qo
1	1998.996	62.8055987	59.9987294	0.99986179	50.0016673	1.99992376	34.9823607	0.50000989	10.0009049	8.98884607	10.0011591	4.99987294	0.09980513	1
1	1959.8	128.54115	60.433	1.12579926	50.2187926	2.02598	45.3396597	0.50213775	10.4785926	12.2502253	10.3919926	5.0433	0.14279822	2.98
1	1920.604	195.618197	60.876133	1.25430681	50.4403489	2.05256798	55.9083249	0.50430903	10.9660287	15.5781611	10.7908021	5.0876133	0.18666869	4.96
1	1881.408	264.092635	61.3284976	1.3854915	50.6665208	2.07970986	66.6971633	0.50652554	11.4636193	18.9754265	11.1979198	5.13284976	0.2314531	6.94
1	1842.212	334.023928	61.7904866	1.51946726	50.8975047	2.1074292	77.7155438	0.50878921	11.9717966	22.4449718	11.6136993	5.17904866	0.27719034	8.92
1	1803.016	405.475419	62.2625186	1.65635545	51.1335098	2.13575112	88.9734467	0.51110209	12.4910209	25.9899396	12.0385172	5.22625186	0.32392183	10.9
1	1763.82	478.514671	62.7450399	1.7962855	51.3747593	2.16470239	100.481518	0.51346637	13.0217832	29.613682	12.4727752	5.27450399	0.37169177	12.88
1	1724.624	553.213858	63.2385272	1.93939569	51.6214916	2.19431163	112.251128	0.51588438	13.5646079	33.3197797	12.9169025	5.32385272	0.42054735	14.86
1	1685.428	629.650185	63.7434907	2.08583392	51.8739617	2.22460944	124.294442	0.51835862	14.1200561	37.1120631	13.3713579	5.37434907	0.47053908	16.84
1	1646.232	707.906376	64.2604767	2.23575869	52.1324428	2.2556286	136.624494	0.52089177	14.6887288	40.994637	13.8366335	5.42604767	0.52172106	18.82
1	1607.036	788.071207	64.7900719	2.38934007	52.3972282	2.28740431	149.255272	0.5234867	15.2712713	44.9719052	14.3132569	5.47900719	0.57415135	20.8
1	1567.84	870.240111	65.3329066	2.54676089	52.6686331	2.3199744	162.201811	0.5261465	15.868377	49.0486028	14.8017957	5.53329066	0.62789236	22.78
1	1528.644	954.515866	65.8896599	2.70821806	52.9469969	2.35337959	175.480306	0.5288745	16.4807928	53.2298288	15.3028608	5.58896599	0.68301132	24.76
1	1489.448	1041.00936	66.4610643	2.87392402	53.2326859	2.38766386	189.108229	0.53167429	17.1093245	57.5210851	15.8171116	5.64610643	0.73958075	26.74
1	1450.252	1129.84048	67.0479118	3.04410844	53.5260962	2.42287471	203.104468	0.53454975	17.7548432	61.9283193	16.3452609	5.70479118	0.79767906	28.72
1	1411.056	1221.1391	67.6510604	3.21902015	53.8276566	2.45906362	217.489485	0.53750508	18.4182928	66.457975	16.8880807	5.76510604	0.85739119	30.7
1	1371.86	1315.04622	68.2714416	3.39892929	54.1378329	2.4962865	232.2855	0.54054485	19.1006979	71.1170482	17.4464096	5.82714416	0.91880936	32.68
1	1332.664	1411.7153	68.9100693	3.58412983	54.457132	2.53460416	247.516688	0.54367402	19.8031736	75.9131521	18.0211597	5.89100693	0.98203394	34.66
1	1293.468	1511.31374	69.5680492	3.7749425	54.7861069	2.57408295	263.209426	0.54689802	20.5269364	80.8545921	18.6133265	5.95680492	1.04717441	36.64
1	1254.272	1614.02463	70.2465911	3.97171808	55.1253622	2.61479547	279.392564	0.55022276	21.2733168	85.9504525	19.2239986	6.02465911	1.11435052	38.62
1	1215.076	1720.04881	70.9470216	4.17484131	55.4755613	2.6568213	296.097743	0.55365476	22.0437742	91.2106968	19.8543699	6.09470216	1.18369362	40.6
1	1175.88	1829.60718	71.6708001	4.38473541	55.8374339	2.700248	313.359768	0.55720116	22.8399139	96.6462849	20.5057539	6.16708001	1.25534819	42.58
1	1136.684	1942.9435	72.419537	4.60186738	56.2117851	2.74517222	331.217048	0.56086985	23.6635073	102.269311	21.1795999	6.2419537	1.32947366	44.56
1	1097.488	2060.32766	73.1950152	4.82675429	56.5995063	2.79170091	349.712106	0.56466957	24.5165155	108.093165	21.8775124	6.31950152	1.40624655	46.54
1	1058.292	2182.05954	73.999216	5.05997066	57.0015882	2.83995296	368.892192	0.56861002	25.4011178	114.132726	22.6012746	6.3999216	1.48586298	48.52
1	1019.096	2308.47364	74.834349	5.30215731	57.4191355	2.89006094	388.810009	0.57270204	26.3197449	120.404588	23.3528751	6.4834349	1.56854172	50.5
1	979.9	2439.94461	75.7028893	5.55403201	57.8533857	2.94217336	409.524586	0.57695774	27.2751193	126.92734	24.1345414	6.57028893	1.65452781	52.48
1	940.704	2576.89394	76.6076215	5.81640225	58.3057309	2.99645729	431.102333	0.58139079	28.2703038	133.721893	24.9487795	6.66076215	1.74409692	54.46
1	901.508	2719.79811	77.5516933	6.09018091	58.7777451	3.0531016	453.618327	0.58601659	29.3087611	140.811888	25.7984224	6.75516933	1.83756069	56.44
1	862.312	2869.19862	78.5386821	6.37640538	59.2712168	3.11232093	477.157885	0.59085267	30.394426	148.22419	26.6866896	6.85386821	1.93527326	58.42
1	823.116	3025.71437	79.5726764	6.67626135	59.7881901	3.17436059	501.818518	0.59591908	31.531796	155.989504	27.6172607	6.95726764	2.03763941	60.4
1	783.92	3190.0571	80.6583784	6.99111243	60.3310161	3.23950271	527.712374	0.60123884	32.7260432	164.143143	28.5943675	7.06583784	2.14512466	62.38
1	744.724	3363.05105	81.8012332	7.32253768	60.9024172	3.30807399	554.969314	0.60683865	33.9831571	172.726001	29.6229104	7.18012332	2.25826807	64.36
1	705.528	3545.65788	83.0075938	7.67237949	61.5055697	3.38045563	583.740863	0.61274962	35.310126	181.785789	30.7086072	7.30075938	2.37769861	66.34
1	666.332	3739.00913	84.2849356	8.04280566	62.1442112	3.45709614	614.205302	0.61900839	36.7151725	191.378646	31.8581854	7.42849356	2.50415632	68.32
1	627.136	3944.44865	85.6421365	8.43639079	62.8227804	3.53852819	646.574371	0.62565845	38.2080622	201.571246	33.0796349	7.56421365	2.63852015	70.3
1	587.94	4163.58936	87.0898518	8.85622491	63.5466047	3.62539111	681.1022	0.63275203	39.8005158	212.443612	34.3825455	7.70898518	2.78184497	72.28
1	548.744	4398.3902	88.6410232	9.30606103	64.3221547	3.71846139	718.09744	0.64035252	41.5067686	224.092934	35.7785639	7.86410232	2.935412	74.26
1	509.548	4651.26281	90.3115825	9.7905194	65.1573959	3.81869495	757.940069	0.64853799	43.3443454	236.638862	37.2820289	8.03115825	3.10079853	76.24
1	470.352	4925.22272	92.1214516	10.3153772	66.0622887	3.92728709	801.105216	0.65740605	45.3351597	250.231007	38.9108694	8.21214516	3.27997682	78.22
1	431.156	5224.10953	94.0959959	10.8879906	67.0495154	4.04575975	848.197848	0.667081	47.507113	265.059867	40.6879138	8.40959959	3.47545807	80.2
1	391.96	5552.91752	96.2682093	11.5179274	68.1355721	4.17609256	900.004863	0.6777245	49.8964977	281.373225	42.6428558	8.62682093	3.6905087	82.18
1	352.764	5918.31071	98.6821166	12.2179955	69.3424702	4.32092699	957.576245	0.68955225	52.5517401	299.501707	44.8153168	8.86821166	3.92948718	84.16
1	313.568	6329.46172	101.398315	13.0056463	70.7005068	4.4838989	1022.35723	0.70286119	55.5394958	319.900401	47.2598328	9.1398315	4.1983927	86.14
1	274.372	6799.49391	104.503502	13.9061433	72.2530287	4.6702101	1096.41554	0.7180761	58.9551297	343.220403	50.0544294	9.45035017	4.50580834	88.12
1	235.176	7348.13671	108.128016	14.9572441	74.0652024	4.88768096	1182.85975	0.73583564	62.942012	370.440564	53.3164088	9.8128016	4.86463776	90.1
1	195.98	8007.07122	112.481154	16.2196439	76.2416709	5.14886921	1286.68153	0.75716531	67.730363	403.132697	57.2341323	10.2481154	5.29560137	92.08
1	156.784	8832.08907	117.931492	17.8002295	78.9667146	5.47588952	1416.67141	0.78387109	73.7256098	444.064827	62.1393114	10.7931492	5.83518865	94.06
1	117.588	9936.17933	125.225474	19.9154676	82.6135379	5.91352846	1590.63197	0.81961043	81.7488225	498.842752	68.7037276	11.5225474	6.55729794	96.04
1	78.392	11610.8481	136.288886	23.1238314	88.1449887	6.57733313	1854.49292	0.87381936	93.91832	581.929148	78.6605429	12.6288886	7.65258329	98.02
1	39.196	15200	160	30	100	8	2420	0.99	120	760	100	15	10	100

Tabla 4.1.3 Datos de la matriz X

El primer paso es obtener la matriz transpuesta (X') a partir de la matriz original, en la tabla 4.1.4 se muestra X' :

	A	B	C	AW	AX	AY
53	1	1	1	1	1	1
54	1998.996	1959.8	1920.604	117.588	78.392	39.196
55	62.8055987	128.54115	195.618197	9936.17933	11610.8481	15200
56	59.9987294	60.433	60.876133	125.225474	136.288886	160
57	0.99986179	1.12579926	1.25430681	19.9154676	23.1238314	30
58	50.0016673	50.2187926	50.4403489	82.6135379	88.1449887	100
59	1.99992376	2.02598	2.05256798	5.91352846	6.57733313	8
60	34.9823607	45.3396597	55.9083249	1590.63197	1854.49292	2420
61	0.50000989	0.50213775	0.50430903	0.81961043	0.87381936	0.99
62	10.0009049	10.4785926	10.9660287	81.7488225	93.91832	120
63	8.98884607	12.2502253	15.5781611	498.842752	581.929148	760
64	10.0011591	10.3919926	10.7908021	68.7037276	78.6605429	100
65	4.99987294	5.0433	5.0876133	11.5225474	12.6288886	15
66	0.09980513	0.14279822	0.18666869	6.55729794	7.65258329	10

Tabla 4.1.4 Matriz transpuesta

El segundo paso es obtener la multiplicación de las matrices $X'X$:

	A	B	C	K	L	M	N
68	51	51973.896	167971.075	8633.16911	1489.69428	363.844657	112.85344
69	51973.896	69942796.4	88636008.4	4702788.05	1027380.66	316262.259	61023.0397
70	167971.075	88636008.4	1064695986	53809898.1	7947378.61	1536237.76	706208.874
71	4148.44657	3682361.55	17042088.3	869882.986	141264.658	31828.1432	11389.6859
72	366.658743	215523.623	2187502.63	110683.27	16535.9882	3263.16991	1452.22785
73	3094.31566	2880765.38	11880692.1	607616.651	100428.45	23191.5723	7952.06526
74	167.306794	137783.459	753771.579	38379.9086	6092.36864	1327.53714	502.815651
75	27744.9588	15269350.8	171967431	8694869.9	1289561.17	251177.415	114101.451
76	30.8340348	28750.941	118109.859	6040.9419	999.089496	230.914154	79.0583441
77	1707.3836	1140166.21	9340143.37	473425.59	71970.4795	14636.2643	6209.01538
78	8633.16911	4702788.05	53809898.1	2720405.5	403047.022	78355.1295	35700.3547
79	1489.69428	1027380.66	7947378.61	403047.022	61593.8793	12636.7715	5285.31948
80	363.844657	316262.259	1536237.76	78355.1295	12636.7715	2818.96966	1026.11515
81	112.85344	61023.0397	706208.874	35700.3547	5285.31948	1026.11515	468.510211

Tabla 4.1.5 Multiplicación de matrices

Como tercer paso obtenemos la inversa de la matriz $(X'X)^{-1}$:

	A	B	C	K	L	M	N
83	6.4717E+12	2.7755E-05	3343190201	-1.1951E+11	7.1093E+11	-2.8747E+12	-7.8367E+12
84	0.00022278	2.7356E-07	-8.82E-08	4.8819E-06	7.056E-06	-8.6554E-06	3.4622E-05
85	-6776995873	-1.1007E-07	-258312.789	-46110836	-194696376	224555569	387854048
86	-1.1102E+12	-3.0212E-05	223145611	-3643232640	-2.8682E+10	-3.5804E+10	-1.6806E+11
87	1.3429E+13	0.00015443	-464224044	1.2406E+10	1.3002E+11	5.4148E+11	1.4728E+12
88	4.9221E+11	1.9814E-06	-19639335.5	1297811926	-1244043977	9.5152E+10	4.5242E+10
89	-1.8423E+12	-6.0666E-05	-454986437	2.3506E+10	-3.2547E+11	-8.6084E+11	2.235E+12
90	-2.215E+10	1.8981E-07	-3919272.04	273633133	1200030984	-5290981106	-7495882128
91	6.6976E+13	0.00180198	-1.595E+10	3.2012E+11	2.713E+12	-8.9983E+11	2.458E+13
92	-3.3994E+11	-2.9096E-05	566141598	-8541157354	-9483891282	1.0906E+11	-1.4805E+11
93	-2.274E+10	3.0935E-06	-31816640.6	-195327313	3878260209	-1.4881E+10	1.7962E+10
94	-3.301E+11	9.4755E-06	-524400594	6736044576	-1.3668E+10	6185466773	-1.3021E+11
95	2.575E+11	0.00010221	-1352844918	1.3304E+10	8.3944E+10	2.2086E+11	1.1377E+11
96	-8.8656E+12	-0.00012033	3866232735	3440321250	-1.6265E+11	-5.6972E+11	-2.8522E+12

Tabla 4.1.6 Matriz inversa

El Cuarto paso es obtener la multiplicación de matrice X^Y

	A
98	2575.5
99	3482251.03
100	4312868.1
101	181950.337
102	10527.9275
103	142490.467
104	6796.2202
105	744146.675
106	1422.14674
107	55922.6693
108	229102.52
109	50438.6019
110	15619.5337
111	2972.00437

Tabla 4.1.7 Multiplicación de matrice X^Y

El quinto paso es obtener la multiplicación de las matrices $(X^X)^{-1} X^Y$

	A
113	-24
114	0.11762689
115	0.03637695
116	2.625
117	-5
118	-0.890625
119	49
120	-0.12109375
121	-256
122	9
123	-0.7421875
124	-4.9375
125	-17.25
126	-28

Tabla 4.1.8 Multiplicacion de matrice $(X^X)^{-1} X^Y$

Por último obtenemos la Ecuación de gasto de agua en función de Q_o , P_y , T_y , S_w , S_o , Φ , μ , ρ , κ , $Turb$, Sol , L_{gel} y A_{ta} , que nos representa el comportamiento de cada una de las ecuaciones propuestas:

4.2 Modelos Estadísticos Propuestos

Esta es la ecuación que representa el comportamiento lineal a partir del cálculo de la Tabla 4.1.3 donde se muestra la matriz X de distribución lineal.

$$Q_w = -24 + 0.117626689Q_o - 0.03637695P_y + 2.625T_y - 5S_w - 0.890625S_o + 49\phi - 0.12109375\mu - 256\rho + 9k - 0.74211875Turb - 4.9375Sol - 17.25L_{gel} - 284A_{te}$$

A continuación se muestran las matrices y las ecuaciones de las distribuciones exponencial, potencial y logarítmica.

Matriz X (Distribución Potencial)

1	Qo	P	T	Sw	So	Φ	μ	p	k	Turb	Sol
1	1998.996	62.4084775	59.9956804	0.9998187	50.0034535	2.00027629	34.9957549	0.50007506	9.99956818	8.99940076	10
1	1959.8	63.9157308	60.2517898	1.01469663	50.1541804	2.01235345	35.6455217	0.50156038	10.1080606	9.17445223	10.1004948
1	1920.604	65.4912735	60.5142527	1.03010642	50.3084517	2.02475225	36.3209862	0.50308057	10.2199805	9.35658646	10.2040816
1	1881.408	67.1397055	60.7833627	1.04607866	50.4664262	2.03748814	37.0237266	0.50463717	10.3355102	9.54624509	10.3109223
1	1842.212	68.8660419	61.0594336	1.06264635	50.6282739	2.05057769	37.755454	0.50623187	10.4548461	9.74390741	10.4211907
1	1803.016	70.6757612	61.3428009	1.07984525	50.7941759	2.06403865	38.5180268	0.50786643	10.5781994	9.9500944	10.5350743
1	1763.82	72.574859	61.6338244	1.09771409	50.9643265	2.07789006	39.3134669	0.50954278	10.7057982	10.1653734	10.652775
1	1724.624	74.5699101	61.93289	1.1162949	51.1389336	2.09215242	40.1439782	0.51126294	10.837889	10.3903636	10.7745109
1	1685.428	76.6681395	62.2404126	1.13563342	51.3182205	2.1068478	41.0119678	0.51302912	10.9747389	10.6257415	10.900518
1	1646.232	78.8775035	62.556839	1.1557795	51.5024271	2.122	41.9200698	0.51484367	11.1166374	10.8722486	11.031052
1	1607.036	81.2067845	62.882651	1.17678755	51.6918122	2.13763476	42.8711728	0.51670913	11.2638992	11.1306986	11.1663906
1	1567.84	83.6656989	63.2183692	1.19871715	51.8866545	2.15377993	43.8684522	0.51862824	11.4168673	11.4019871	11.306836
1	1528.644	86.2650241	63.5645574	1.22163361	52.0872556	2.17046575	44.9154058	0.52060397	11.5759158	11.6871015	11.4527177
1	1489.448	89.0167455	63.921827	1.24560876	52.293942	2.1877251	46.015897	0.52263951	11.7414539	11.9871338	11.6043956
1	1450.252	91.9342287	64.2908426	1.27072172	52.5070682	2.20559377	47.1742034	0.52473835	11.9139303	12.3032943	11.7622641
1	1411.056	95.0324222	64.6723286	1.29705996	52.7270196	2.22411088	48.3950745	0.52690427	12.0938382	12.6369285	11.9267561
1	1371.86	98.3280959	65.0670757	1.32472035	52.9542166	2.24331924	49.6837985	0.52914141	12.2817208	12.9895361	12.098348
1	1332.664	101.840125	65.47595	1.35381055	53.1891184	2.26326585	51.0462818	0.53145426	12.4781788	13.3627943	12.2775657
1	1293.468	105.589826	65.8999018	1.38445056	53.4322284	2.28400242	52.4891422	0.53384777	12.6838773	13.7585848	12.4649914
1	1254.272	109.601361	66.3399773	1.41677454	53.6840994	2.30558602	54.0198196	0.53632738	12.8995561	14.1790256	12.6612713
1	1215.076	113.902225	66.7973317	1.45093304	53.9453408	2.32807983	55.6467092	0.53889905	13.1260397	14.6265099	12.8671253
1	1175.88	118.523833	67.2732442	1.48709561	54.2166259	2.35155402	57.3793195	0.5415694	13.3642513	15.1037521	13.083358
1	1136.684	123.502234	67.7691363	1.52545392	54.4987016	2.37608678	59.2284654	0.54434576	13.6152274	15.6138438	13.3108717
1	1097.488	128.878996	68.2865931	1.56622558	54.792399	2.40176559	61.2065003	0.54723628	13.880137	16.1603218	13.5506829
1	1058.292	134.702283	68.8273895	1.60965875	55.0986463	2.42868866	63.3276023	0.55025007	14.160304	16.7472514	13.8039408
1	1019.096	141.028208	69.3935202	1.65603779	55.4184848	2.45696677	65.6081251	0.55339736	14.4572343	17.3793291	14.0719509
1	979.9	147.922523	69.9872379	1.70569021	55.7530872	2.48672539	68.0670344	0.55668964	14.7726493	18.0620106	14.3562034
1	940.704	155.462759	70.6110979	1.75899535	56.1037809	2.51810739	70.7264533	0.56013994	15.1085272	18.8016707	14.6584082
1	901.508	163.740949	71.2680144	1.81639519	56.4720756	2.55127626	73.6123518	0.56376307	15.4671546	19.6058059	14.9805379
1	862.312	172.867152	71.9613294	1.87840812	56.859698	2.5864202	76.7554252	0.56757596	15.8511901	20.4832933	15.3248831
1	823.116	182.974038	72.694899	1.94564645	57.268635	2.62375725	80.1922258	0.57159811	16.2637466	21.4447241	15.6941205
1	783.92	194.222932	73.4732024	2.01883912	57.7011878	2.66354166	83.966637	0.57585207	16.7084955	22.50284	16.0914013
1	744.724	206.811903	74.3014807	2.09886134	58.1600408	2.70607228	88.131819	0.58036418	17.1898021	23.6731087	16.520465
1	705.528	220.986717	75.1859168	2.1867739	58.6483505	2.75170321	92.7528099	0.58516537	17.7129035	24.9744965	16.9857888
1	666.332	237.055928	76.13387	2.28387607	59.1698614	2.800858	97.9100585	0.59029237	18.2841448	26.4305193	17.4927857
1	627.136	255.412039	77.1541887	2.39177791	59.7290592	2.85404841	103.704302	0.59578913	18.9112998	28.0706969	18.0480719
1	587.94	276.561741	78.2576312	2.51250093	60.3313777	2.91190041	110.263431	0.60170891	19.604104	29.9326057	18.6598343
1	548.744	301.170123	79.4574464	2.64862115	60.9834807	2.97518794	117.752352	0.60811702	20.3744059	32.0648353	19.3383448
1	509.548	330.126927	80.7701885	2.80347722	61.693659	3.04488605	126.387508	0.61509469	21.2379894	34.5313534	20.0966968
1	470.352	364.648754	82.2168892	2.98148121	62.4723964	3.12224024	136.458848	0.62274461	22.2149458	37.4181313	20.9518869
1	431.156	406.442029	83.8247935	3.18859731	63.3332053	3.20887591	148.364127	0.63119915	23.3321237	40.8435217	21.9264505
1	391.96	457.973128	85.6300118	3.43310593	64.2938966	3.30696411	162.664498	0.6406327	24.6261488	44.9751389	23.0510223
1	352.764	522.937246	87.6817316	3.72687639	65.3785849	3.41948749	180.17863	0.65128138	26.1485166	50.0585493	24.3685089
1	313.568	607.118606	90.0492243	4.08759785	66.6210034	3.55068647	202.150706	0.66347537	27.9743431	56.4687109	25.9412319
1	274.372	720.080398	92.8341796	4.54294416	68.0702997	3.70685256	230.570512	0.67769561	30.218343	64.808451	27.8639106
1	235.176	878.784823	96.1940342	5.1389932	69.8019109	3.89784541	268.83557	0.69468008	33.0663233	76.1133167	30.2891266
1	195.98	1116.28016	100.390419	5.95911509	71.939943	4.14028432	323.276947	0.71564244	36.8437961	92.3266607	33.4824765
1	156.784	1506.08448	105.903525	7.17287314	74.709426	4.46519867	407.238462	0.74278237	42.1874889	117.57961	37.9594809
1	117.588	2248.66781	113.758115	9.19260266	78.5832539	4.94026223	554.679061	0.78071992	50.5707429	162.501021	44.9013255
1	78.392	4130.10716	126.797858	13.3926069	84.8458202	5.75905056	886.306276	0.84199386	66.5723902	265.461207	57.9284446
1	39.196	15200	160	30	100	8	2420	0.99	120	760	100

Tabla 4.1.10 Matriz X de distribución Potencial

Ecuación que representa el comportamiento potencial.

$$Q_w = -136.25 + 0.03467798Q_o - 0.0305758P_y - 28T_y + 7.75Sw + 27.75So + 230 + 0.07159853\mu + 26p - 2.875k + 0.3125Turb + 6.875Sol - 9.50384521L_{gel} - 36A$$

Matriz X (Distribución Logarítmica)

	Q _o	P	T	Sw	So	Φ	μ	ρ	κ	Turb	Sol
1	1998.996	62.8055987	59.9987294	0.99986179	50.0016673	1.99992376	34.9823607	0.50000989	10.0009049	8.98884607	10.0011591
1	1959.8	128.54115	60.433	1.12579926	50.2187926	2.02598	45.3396597	0.50213775	10.4785926	12.2502253	10.3919926
1	1920.604	195.618197	60.876133	1.25430681	50.4403489	2.05256798	55.9083249	0.50430903	10.9660287	15.5781611	10.7908021
1	1881.408	264.092635	61.3284976	1.3854915	50.6665208	2.07970986	66.6971633	0.50652554	11.4636193	18.9754265	11.1979198
1	1842.212	334.023928	61.7904866	1.51946726	50.8975047	2.1074292	77.7155438	0.50878921	11.9717966	22.4449718	11.6136993
1	1803.016	405.475419	62.2625186	1.65635545	51.1335098	2.13575112	88.9734467	0.51110209	12.4910209	25.9899396	12.0385172
1	1763.82	478.514671	62.7450399	1.7962855	51.3747593	2.16470239	100.481518	0.51346637	13.0217832	29.613682	12.4727752
1	1724.624	553.213858	63.2385272	1.93939569	51.6214916	2.19431163	112.251128	0.51588438	13.5646079	33.3197797	12.9169025
1	1685.428	629.650185	63.7434907	2.08583392	51.8739617	2.22460944	124.294442	0.51835862	14.1200561	37.1120633	13.3713579
1	1646.232	707.906376	64.2604767	2.23575869	52.1324428	2.2556286	136.624494	0.52089177	14.6887288	40.994637	13.8366335
1	1607.036	788.071207	64.7900719	2.38934007	52.3972282	2.28740431	149.255272	0.5234867	15.2712713	44.9719052	14.3132569
1	1567.84	870.240111	65.3329066	2.54676089	52.6686331	2.3199744	162.201811	0.5261465	15.868377	49.0486028	14.8017957
1	1528.644	954.515866	65.8896599	2.70821806	52.9469969	2.35337959	175.480306	0.5288745	16.4807928	53.2298288	15.3028608
1	1489.448	1041.00936	66.4610643	2.87392402	53.2326859	2.38766386	189.108229	0.53167429	17.1093245	57.5210851	15.8171116
1	1450.252	1129.84048	67.0479118	3.04410844	53.5260962	2.42287471	203.104468	0.53454975	17.7548432	61.9283193	16.3452609
1	1411.056	1221.1391	67.6510604	3.21902015	53.8276566	2.45906362	217.489485	0.53750508	18.4182928	66.457975	16.8880807
1	1371.86	1315.04622	68.2714416	3.39892929	54.1378329	2.4962865	232.2855	0.54054485	19.1006979	71.1170482	17.4464096
1	1332.664	1411.7153	68.9100693	3.58412983	54.457132	2.53460416	247.516688	0.54367402	19.8031736	75.9131521	18.0211597
1	1293.468	1511.31374	69.5680492	3.7749425	54.7861069	2.57408295	263.209426	0.54689802	20.5269364	80.8545921	18.6133265
1	1254.272	1614.02463	70.2465911	3.97171808	55.1253622	2.61479547	279.392564	0.55022276	21.2733168	85.9504525	19.2239986
1	1215.076	1720.04881	70.9470216	4.17484131	55.4755613	2.6568213	296.097743	0.55365476	22.0437742	91.2106968	19.8543699
1	1175.88	1829.60718	71.6708001	4.38473541	55.8374339	2.700248	313.359768	0.55720116	22.8399139	96.6462849	20.5057539
1	1136.684	1942.9435	72.419537	4.60186738	56.2117851	2.74517222	331.217048	0.56086985	23.6635073	102.269311	21.1795999
1	1097.488	2060.32766	73.1950152	4.82675429	56.5995063	2.79170091	349.712106	0.56466957	24.5165155	108.093165	21.8775124
1	1058.292	2182.05954	73.999216	5.05997066	57.0015882	2.83995296	368.892192	0.56861002	25.4011178	114.132726	22.6012746
1	1019.096	2308.47364	74.834349	5.30215731	57.4191355	2.89006094	388.810009	0.572720204	26.3197449	120.404588	23.3528751
1	979.9	2439.94461	75.7028893	5.55403201	57.8533857	2.94217336	409.524586	0.57695774	27.2751193	126.92734	24.1345414
1	940.704	2576.89394	76.6076215	5.81640225	58.3057309	2.99645729	431.102333	0.58139079	28.2703038	133.721893	24.9487795
1	901.508	2719.79811	77.5516933	6.09018091	58.7777451	3.0531016	453.618327	0.58601659	29.3087611	140.811888	25.7984224
1	862.312	2869.19862	78.5386821	6.37640538	59.2712168	3.11232093	477.157885	0.59085267	30.394426	148.22419	26.6866896
1	823.116	3025.71437	79.5726764	6.67626135	59.7881901	3.17436059	501.818518	0.59591908	31.531796	155.989504	27.6172607
1	783.92	3190.0571	80.6583784	6.99111243	60.3310161	3.23950271	527.712374	0.60123884	32.7260432	164.143143	28.5943675
1	744.724	3363.05105	81.8012332	7.32253768	60.9024172	3.30807399	554.969314	0.60683865	33.9831571	172.726001	29.6229104
1	705.528	3545.65788	83.0075938	7.67237949	61.5055697	3.38045563	583.740863	0.61274962	35.310126	181.785789	30.7086072
1	666.332	3739.00913	84.2849356	8.04280566	62.1442112	3.45709614	614.205302	0.61900839	36.7151725	191.378646	31.8581854
1	627.136	3944.44865	85.6421365	8.43639079	62.8227804	3.53852819	646.574371	0.62565845	38.2080622	201.571246	33.0796349
1	587.94	4163.58936	87.0898518	8.85622491	63.5466047	3.62539111	681.1022	0.63275203	39.8005158	212.443612	34.3825455
1	548.744	4398.3902	88.6410232	9.30606103	64.3221547	3.71846139	718.09744	0.64035252	41.5067686	224.092934	35.7785639
1	509.548	4651.26281	90.3115825	9.7905194	65.1573959	3.81869495	757.940069	0.64853799	43.3443454	236.638862	37.2820289
1	470.352	4925.22272	92.1214516	10.3153772	66.0622887	3.92728709	801.105216	0.65740605	45.3351597	250.231007	38.9108694
1	431.156	5224.10953	94.0959959	10.8879906	67.0495154	4.04575975	848.197848	0.667081	47.507113	265.059867	40.6879138
1	391.96	5552.91752	96.2682093	11.5179274	68.1355721	4.17609256	900.004863	0.6777245	49.8964977	281.373225	42.6428558
1	352.764	5918.31071	98.6821166	12.217955	69.3424702	4.32092699	957.576245	0.68955225	52.5517401	299.501707	44.8153168
1	313.568	6329.46172	101.398315	13.0056463	70.7005068	4.4838989	1022.35723	0.70286119	55.5394958	319.900401	47.2598328
1	274.372	6799.49391	104.503502	13.9061433	72.2530287	4.6702101	1096.41554	0.7180761	58.9551297	343.220403	50.0544294
1	235.176	7348.13671	108.128016	14.9572441	74.0652024	4.88768096	1182.85975	0.73583564	62.942012	370.440564	53.3164088
1	195.98	8007.07122	112.481154	16.2196439	76.2416709	5.14886921	1286.68153	0.75716531	67.730363	403.132697	57.2341323
1	156.784	8832.08907	117.931492	17.8002295	78.9667146	5.47588952	1416.67141	0.78387109	73.7256098	444.064827	62.1393114
1	117.588	9936.17933	125.225474	19.9154676	82.6135379	5.91352846	1590.63197	0.81961043	81.7488225	498.842752	68.7037276
1	78.392	11610.8481	136.288886	23.1238314	88.1449887	6.57733313	1854.49292	0.87381936	93.91832	581.929148	78.6605429
1	39.196	30.0988611	59.782658	0.93720157	49.8936365	1.98695948	29.8290843	0.49895118	9.76323133	7.36614611	9.80669974

Tabla 4.1.11 Matriz X de distribución Loga

Esta es la ecuación que representa el comportamiento logarítmico.

$$Q_w = -272 + 0.079214998Q_o - 0.043945313P_y + 4.053710938T_y - 2.90625S_o + 32\phi - 0.073730469\mu + 240 - 0.03125Turb + 5.34375Sol - 16L_{gel} + 41A_{te}$$

Con las correlaciones arriba mencionadas, es posible calcular que cantidad de agente gelificante se ajusta mejor a las condiciones del yacimiento. Solo se consideraron las distribuciones aquí mencionadas, sin embargo es posible utilizar la misma metodología con cualquier tipo de distribución. Lo ideal sería aplicarla a los datos de yacimientos reales, pero como se ha mencionado con anterioridad, no se cuenta con la información suficiente, (pues generalmente es restringida) para construir una matriz X que contenga valores de yacimientos con conificación de agua proporcionados por alguna institución

Por otro lado es posible elegir la distribución (lineal, exponencial, potencial, logarítmica) que sea mas representativa dentro de estas cuatro ecuaciones que se muestran anteriormente; estas distribuciones aquí mostradas no son las únicas que se pueden representar existen otras, por cuestiones de tiempo solo se consideraron estos tipos.

En este trabajo se muestra el funcionamiento de una metodología como propuesta que puede ser utilizada como guía para la obtención de nuevas ecuaciones que representen diversos comportamientos de los agentes gelificantes al ser aplicados a un yacimiento, para cálculos posteriores de nuevos agentes gelificantes. Será necesario considerar una mayor cantidad de datos para así tener resultados más precisos.

V CASOS DE APLICACIÓN

Las ecuaciones serán evaluadas para conocer el comportamiento de cada una y poder elegir el gelificante más adecuado para la aplicación en el yacimiento. La forma en la que se evaluaron las distintas ecuaciones, obtenidas en el capítulo anterior, fue tomando valores de las matrices. Es decir, para la ecuación lineal se consideraron valores de las matrices potencial, exponencial y logarítmica del yacimiento, así como valores calculados a partir de los máximos y mínimos de las diferentes distribuciones de los agentes gelificantes calculados estos valores a partir de las graficas de los parámetros contra el gasto de agua. En seguida se muestra la evaluación en la cual se sustituyeron los valores que se muestran en la tabla de cada uno de los parámetros considerados donde se considera que los valores de turbidez, sólidos, líquido gelificante, agente tensoactivo son cantidades variables y los parámetros de presión, temperatura, saturación de agua, saturación de aceite, densidad, viscosidad, permeabilidad, son considerados valores fijos. Se consideraron 5 valores diferentes de las matrices mencionadas en el capítulo anterior para evaluar en la ecuación lineal y conocer el comportamiento que presenta en cada una de las cantidades de agentes gelificantes que se consideran.

5.1 Ecuación Lineal

$$Q_w = -24 + 0.117626689Q_o - 0.03637695P_y + 2.625T_y - 5S_w - 0.890625S_o + 49\phi - 0.12109375\mu - 256\rho + 9k - 0.74211875Turb - 4.9375Sol - 17.25L_{gel} - 284A_{te}$$

Distribución	Qo	P	T	Sw	So	Φ	μ	ρ	k	Turb	Sol	Lgel	Ate
Potencia	1998.996	62.4084775	59.9956804	0.9998187	50.0034535	2.00027629	34.9957549	0.50007506	9.99956818	8.99940076	10	4.99909349	0.1
	1450.252	91.9342287	64.2908426	1.27072172	52.5070682	2.20559377	47.1742034	0.52473835	11.9139303	12.3032943	11.7622641	5.40168842	0.13835086
	783.92	194.222932	73.4732024	2.01883912	57.7011878	2.66354166	83.966637	0.57585207	16.7084955	22.50284	16.0914013	6.27303704	0.2589332
	431.156	406.442029	83.8247935	3.18859731	63.3332053	3.20887591	148.364127	0.63119915	23.3321237	40.8435217	21.9264505	7.27112059	0.48076923
	39.196	15200	160	30	100	8	2420	0.99	120	760	100	15	10
Logaritmico	1998.996	62.8055987	59.9987294	0.99986179	50.0016673	1.99992376	34.9823607	0.50000989	10.0009049	8.98884607	10.0011591	4.99987294	0.09980513
	1411.056	1221.1391	67.6510604	3.21902015	53.8276566	2.45906362	217.489485	0.53750508	18.4182928	66.457975	16.8880807	5.76510604	0.85739119
	666.332	3739.00913	84.2849356	8.04280566	62.1442112	3.45709614	614.205302	0.61900839	36.7151725	191.378646	31.8581854	7.42849356	2.50415632
	235.176	7348.13671	108.128016	14.9572441	74.0652024	4.88768096	1182.85975	0.73583564	62.942012	370.440564	53.3164088	9.8128016	4.86463776
	39.196	15200	160	30	100	8	2420	0.99	120	760	100	15	10
Exponencial	1998.996	62.463663	60.0430775	0.10013918	50.0061401	2.00059185	34.9637959	0.50002118	10.0000568	9.00813678	9.95821971	4.99842076	0.10018647
	1567.84	209.217629	74.4914432	0.35110628	58.241945	2.71383581	88.8098106	0.58110558	17.2751452	23.8998517	16.541499	6.36541872	0.27583507
	979.9	1087.59596	99.9544181	1.94265131	71.7010792	4.11304266	316.605691	0.71327174	36.4061886	90.4169957	33.045398	8.8511732	1.0975691
	509.548	4065.95935	126.461544	7.63413543	84.6754573	5.73623494	875.316139	0.84033991	66.0964327	262.140405	57.4830609	11.5223199	3.3132773
	39.196	16068	161.59	31.779	100.7	8.1128	2525.8	0.9969	123.05	794.83	102.35	15.167	10.478

Tabla 5.1.1 Valores para el cálculo de la ecuación Lineal

En la siguiente tabla se muestran los valores resultado del calculo de la ecuación lineal arriba mencionada, se consideraron los mismos datos de Gasto de Aceite del yacimiento en cada una de las diferentes distribuciones para poder hacer una comparación más detallada en la cual se pueda observar cual de los agentes gelificantes resulta ser mas eficaz en el control de la conificación del agua para cada uno de los valores de gasto de aceite considerado. Se muestran en la tabla que sigue:

Distribución	Qw	Qo
Potencia	232.025209	1998.996
	176.572128	1450.252
	118.349543	783.92
	99.3989347	431.156
	43.4283159	39.196
Logarítmico	232.056217	1998.996
	166.104743	1411.056
	85.4742296	666.332
	44.7481648	235.176
	43.4283159	39.196
Exponencial	236.891351	1998.996
	221.941853	1567.84
	214.209893	979.9
	187.129902	509.548
	34.3396393	39.196

Tabla 5.1.2 Resultados de los cálculos de la ecuación Lineal

De la tabla 5.1.2: en la columna Qw se muestra el Gasto de agua después de haber sido aplicado el control de conificación de agua, en la columna Qo se muestra el gasto de aceite que se obtiene de la producción del pozo.

Después de analizados los resultados obtenidos a partir de la ecuación lineal se muestra que de las tres distribuciones realizadas, la distribución logarítmica presenta los valores óptimos, de agentes gelificantes (turbidez, sólidos, liquido gelificante, agente tensoactivo) para aplicar al yacimiento en los 5 intervalos considerados. Los valores, que se muestran en la tabla 5.1.3 siguiente, son las cantidades de agentes que deberán ser aplicados al yacimiento para obtener una mayor recuperación de aceite con respecto a la producción de agua, la obtención de estos valores es con el fin de conocer estas cantidades para poder buscar en las características de cada uno de los agentes gelificantes cual es el que más se adecua a las necesidades del yacimiento en cuestión ya que como se menciono cada agente tiene sus propias restricciones de uso y estos valores facilitan la búsqueda del agente que puede ser aplicado bajo las condiciones y consideraciones de cada uno de éstos.

Qo	Turb	Sol	Lgel	Ate
1998.996	8.98884607	10.0011591	4.99987294	0.09980513
1411.056	66.457975	16.8880807	5.76510604	0.85739119
666.332	191.378646	31.8581854	7.42849356	2.50415632
235.176	370.440564	53.3164088	9.8128016	4.86463776
39.196	760	100	15	10

Tabla 5.1.3 Valores de los Agentes Gelificante

En la gráfica que a continuación se muestra se puede observar el gasto de aceite contra el gasto de agua en un yacimiento. El comportamiento del gasto de agua que más se acerca al comportamiento lineal y muestra resultados positivos (para el propósito del control de conificación de agua) son los valores reportados por la distribución logarítmica como se muestra a continuación:

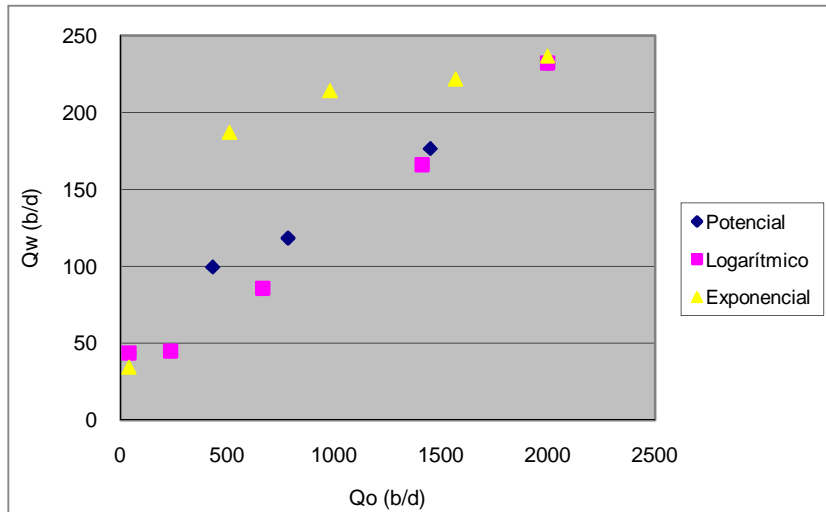


Fig. 5.1.1 Gráfica Qo vs Qw (Ecuación Lineal)

5.2 Ecuación Exponencial

$$Q_w = -246.75 - 0.02844238Q_o - 0.00463867P_y - 21.5273438T_y + 1.125S_w$$

$$+ 29.875S_o + 0.0859375\mu - 165.4375\rho - 1.46875k - 0.78125Turb + 3.1875Sol$$

$$+ 4.578125L_{gel} + 60.125A_{te}$$

En la siguiente tabla se muestran los datos a considerar para el cálculo de la ecuación:

Distribución	Qo	P	T	Sw	So	Φ	μ	ρ	κ	Turb	Sol	Lgel	Ate
lineal	1998.996	62	60	0.1	50	14.1206	35	0.5099	10	9	10	5.001	0.1
	1371.86	4906.1888	91.999968	9.6679936	66.001568	12.200792	798.20288	0.665132	45.199648	249.321312	38.800288	8.20068	3.268
	666.332	10355.9012	127.999932	20.4319864	84.003332	10.041008	1656.80612	0.839768	84.799252	519.682788	71.200612	11.80032	6.832
	313.568	13080.7574	145.999914	25.8139828	93.004214	8.961116	2086.10774	0.927086	104.599054	654.863526	87.400774	13.60014	8.614
	39.196	15200.09	159.9999	29.99998	100.0049	8.1212	2420.009	0.995	119.9989	760.0041	100.0009	15	10
potencia	1998.996	62.40847752	59.9956804	0.9998187	50.0034535	2.00027629	34.9957549	0.50007506	9.99956818	8.99940076	10	4.99909349	0.1
	1450.252	91.9342287	64.2908426	1.27072172	52.5070682	2.20559377	47.1742034	0.52473835	11.9139303	12.3032943	11.7622641	5.40168842	0.13835086
	783.92	194.2229324	73.4732024	2.01883912	57.7011878	2.66354166	83.966637	0.57585207	16.7084955	22.50284	16.0914013	6.27303704	0.2589332
	431.156	406.4420286	83.8247935	3.18859731	63.3332053	3.20887591	148.364127	0.63119915	23.3321237	40.8435217	21.9264505	7.27112059	0.48076923
	39.196	15200	160	30	100	8	2420	0.99	120	760	100	15	10
logaritmico	1998.996	62.80559866	59.9987294	0.99986179	50.0016673	1.99992376	34.9823607	0.50000989	10.0009049	8.98884607	10.0011591	4.99987294	0.09980513
	1411.056	1221.139097	67.6510604	3.21902015	53.8276566	2.45906362	217.489485	0.53750508	18.4182928	66.457975	16.8880807	5.76510604	0.85739119
	666.332	3739.009132	84.2849356	8.04280566	62.1442112	3.45709614	614.205302	0.61900839	36.7151725	191.378646	31.8581854	7.42849356	2.50415632
	235.176	7348.136712	108.128016	14.9572441	74.0652024	4.88768096	1182.85975	0.73583564	62.942012	370.440564	53.3164088	9.8128016	4.86463776
	39.196	15200	160	30	100	8	2420	0.99	120	760	100	15	10

Tabla 5.2.1 Valores para el cálculo de la ecuación Exponencial

Los valores que se presentan en la tabla 5.2.2 siguiente son el resultado del cálculo de el Qw (gasto de agua) que se obtendrá con respecto a un Qo (gasto de aceite) y otras propiedades características del yacimiento, donde se varían las cantidades de agente gelificante aplicadas para el control de la conificación de agua.

Distribución	Qw	Qo
Lineal	958.1976712	1998.996
	680.8212908	1371.86
	368.7728629	666.332
	212.748649	313.568
	91.39648258	39.196
Potencial	112.5989994	1998.996
	95.20315331	1450.252
	70.91068494	783.92
	53.62348677	431.156
	83.58951514	39.196
Logarítmico	112.4649871	1998.996
	97.79841478	1411.056
	81.08547482	666.332
	75.22794993	235.176
	83.58951514	39.196

Tabla 5.2.2 Resultados de los cálculos de la ecuación Exponencial

Los valores utilizados de la distribución logarítmica son los más adecuados para aplicarlos en la formación del agente gelificante. Se realizó el cálculo para 5 valores diferentes de turbidez, de sólidos, de líquido gelificante (Lgel), de agente tenso activo (Ate) de los agentes gelificantes, y se mantuvieron fijos los valores considerados para el yacimiento (Q_o , P , T , S_w , S_o , K , Φ , μ , ρ) de tal forma que pudiera darnos una comparación de los resultados. Los datos se encuentran en la tabla 5.2.3 (que a continuación se muestra) para cada uno de los intervalos considerados.

Qo	Turb	Sol	Lgel	Ate
1998.996	8.98884607	10.0011591	4.99987294	0.09980513
1411.056	66.457975	16.8880807	5.76510604	0.85739119
666.332	191.378646	31.8581854	7.42849356	2.50415632
235.176	370.440564	53.3164088	9.8128016	4.86463776
39.196	760	100	15	10

Tabla 5.2.3 Valores de los Agentes Gelificantes

En la gráfica siguiente, de gasto de aceite contra gasto de agua, se puede observar la variación entre los valores aplicados a la ecuación y sus diferentes distribuciones. Se puede observar que el ejemplo de la distribución logarítmica es la que mejor representa el comportamiento exponencial de esta ecuación y los valores del agente gelificante que tienen un mejor control de la conificación del agua.

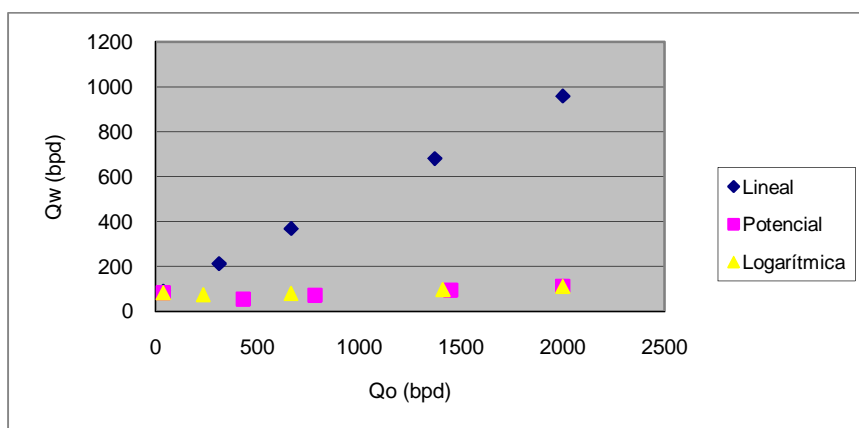


Fig. 5.2.1 Gráfica Qo vs Qw (Ecuación Exponencial)

5.3 Ecuación Potencial

$$Q_w = -136.25 + 0.03467798Q_o - 0.0305758P_y - 28T_y + 7.75Sw$$

$$+ 27.75So + 230.125\phi + 0.07159853\mu + 26\rho - 2.875k$$

$$+ 0.3125Turb + 6.875Sol - 9.50384521L_{gel} - 36A_{te}$$

En la siguiente tabla se muestran los datos de las diferentes distribuciones consideradas.

Distribución	Qo	P	T	Sw	So	Φ	μ	ρ	κ	Turb	Sol	Lgel	Ate
Lineal	1998.996	62	60	0.1	50	14.1206	35	0.5099	10	9	10	5.001	0.1
	1371.86	4906.1888	91.999968	9.6679936	66.001568	12.200792	798.20288	0.665132	45.199648	249.321312	38.800288	8.20068	3.268
	666.332	10355.9012	127.999932	20.4319864	84.003332	10.041008	1656.80612	0.839768	84.799252	519.682788	71.200612	11.80032	6.832
	313.568	13080.7574	145.999914	25.8139828	93.004214	8.961116	2086.10774	0.927086	104.599054	654.863526	87.400774	13.60014	8.614
	39.196	15200.09	159.9999	29.99998	100.0049	8.1212	2420.009	0.995	119.9989	760.0041	100.0009	15	10
Logaritmico	1998.996	62.8055987	59.9987294	0.99986179	50.0016673	1.99992376	34.9823607	0.50000989	10.0009049	8.98884607	10.0011591	4.99987294	0.09980513
	1411.056	1221.1391	67.6510604	3.21902015	53.8276566	2.45906362	217.489485	0.53750508	18.4182928	66.457975	16.8880807	5.76510604	0.85739119
	666.332	3739.00913	84.2849356	8.04280566	62.1442112	3.45709614	614.205302	0.61900839	36.7151725	191.378646	31.8581854	7.42849356	2.50415632
	235.176	7348.13671	108.128016	14.9572441	74.0652024	4.88768096	1182.85975	0.73583564	62.942012	370.440564	53.3164088	9.8128016	4.86463776
	39.196	15200	160	30	100	8	2420	0.99	120	760	100	15	10
Exponencial	1998.996	62.463663	60.0430775	0.10013918	50.0061401	2.00059185	34.9637959	0.50002118	10.0000568	9.00813678	9.95821971	4.99842076	0.10018647
	1567.84	209.217629	74.4914432	0.35110628	58.241945	2.71383581	88.8098106	0.58110558	17.2751452	23.8998517	16.541499	6.36541872	0.27583507
	979.9	1087.59596	99.9544181	1.94265131	71.7010792	4.11304266	316.605691	0.71327174	36.4061886	90.4169957	33.045398	8.8511732	1.0975691
	509.548	4065.95935	126.461544	7.63413543	84.6754573	5.73623494	875.316139	0.84033991	66.0964327	262.140405	57.4830609	11.5223199	3.3132773
	39.196	16068	161.59	31.779	100.7	8.1128	2525.8	0.9969	123.05	794.83	102.35	15.167	10.478

Tabla 5.3.1 Valores para el cálculo de la ecuación Potencial

En la tabla 5.3.2 se puede observar cuales son las cantidades de agente gelificantes con las que se logro obtener el mejor control para la conificación y cual es la distribución más acertada para este fin.

Distribución	Qw	Qo
Lineal	2896.40425	1998.996
	1993.35045	1371.86
	977.414918	666.332
	469.447153	313.568
	74.3611137	39.196
Logarítmico	113.926023	1998.996
	93.5549507	1411.056
	67.7674664	666.332
	52.8703751	235.176
	46.1928146	39.196
Exponencial	105.712021	1998.996
	91.9976614	1567.84
	85.4464223	979.9
	88.1967201	509.548
	41.5851641	39.196

Tabla 5.3.2 Resultados de los cálculos de la ecuación Potencial

Los valores de la distribución Exponencial son los más adecuados para aplicar al agente gelificante en los 5 diferentes valores del yacimiento que se consideraron para este ejemplo y los valores son los siguientes:

Qo	Turb	Sol	Lgel	Ate
1998.996	9.00813678	9.95821971	4.99842076	0.10018647
1567.84	23.8998517	16.541499	6.36541872	0.27583507
979.9	90.4169957	33.045398	8.8511732	1.0975691
509.548	262.140405	57.4830609	11.5223199	3.3132773
39.196	794.83	102.35	15.167	10.478

Tabla 5.3.3 Valores de Agentes Gelificantes

Se puede observar en los casos mostrados que los datos presentados para que el valor del agente tensoactivo aplicado sea el mas adecuado para su inyección son los valores calculados para los 5 datos considerados en distribución lineal Aunque también es posible considerar que los valores de la distribución logarítmica pueden ser aplicados es aquí con de se puede aplicar la toma de decisión a través de experimentos de laboratorio para que se obtenga la mejor decisión para el control de la conificación.

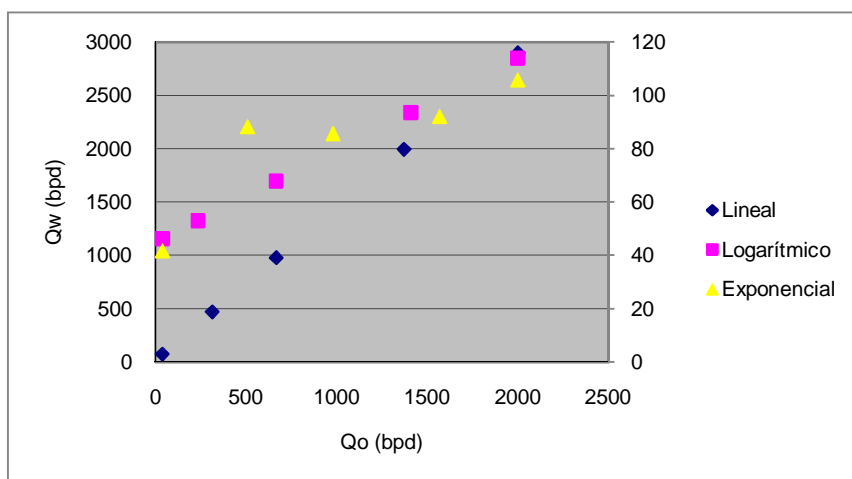


Fig. 5.3.1 Gráfica Qo vs Qw (Ecuación Potencial)

5.4 Ecuación Logarítmica

$$Q_w = -272 + 0.079214998Q_o - 0.043945313P_y + 4.053710938T_y \\ - 2.90625S_o + 32\phi - 0.073730469\mu + 240\rho + 3.0625k - 0.03125Turb \\ - 5.34375Sol - 16L_{gel} + 41A_{te}$$

En la siguiente tabla se muestran los datos de las diferentes distribuciones consideradas.

Distribución	Qo	P	T	Sw	So	Φ	μ	ρ	κ	Turb	Sol	Lgel	Ate
Lineal	1998.996	62	60	0.1	50	14.1206	35	0.5099	10	9	10	5.001	0.1
	1371.86	4906.1888	91.999968	9.6679936	66.001568	12.200792	798.20288	0.665132	45.199648	249.321312	38.800288	8.20068	3.268
	666.332	10355.9012	127.999932	20.4319864	84.003332	10.041008	1656.80612	0.839768	84.799252	519.682788	71.200612	11.80032	6.832
	313.568	13080.7574	145.999914	25.8139828	93.004214	8.961116	2086.10774	0.927086	104.599054	654.863526	87.400774	13.60014	8.614
	39.196	15200.09	159.9999	29.99998	100.0049	8.1212	2420.009	0.995	119.9989	760.0041	100.0009	15	10
Potencia	1998.996	62.40847752	59.99568036	0.999818699	50.0034535	2.000276289	34.99575488	0.500075059	9.999568184	8.999400762	10	4.99909349	0.1
	1450.252	91.9342287	64.29084265	1.270721721	52.50706817	2.205593766	47.17420342	0.524738348	11.91393032	12.30329435	11.76226414	5.40168842	0.13835086
	783.92	194.2229324	73.47320238	2.018839124	57.70118781	2.66354166	83.966637	0.575852074	16.70849548	22.50284004	16.09140128	6.27303704	0.2589332
	431.156	406.4420286	83.82479352	3.188597311	63.33320527	3.208875912	148.3641266	0.631199145	23.33212371	40.8435217	21.92645048	7.27112059	0.48076923
	39.196	15200	160	30	100	8	2420	0.99	120	760	100	15	10
Exponencial	1998.996	62.46366299	60.0430775	0.100139175	50.00614009	2.000591849	34.9637959	0.500021183	10.00005684	9.008136778	9.958219715	4.99842076	0.10018647
	1567.84	209.2176286	74.49144324	0.351106281	58.24194501	2.713835808	88.80981056	0.581105581	17.27514523	23.89985173	16.54149896	6.36541872	0.27583507
	979.9	1087.595957	99.95441809	1.942651309	71.70107925	4.113042661	316.6056912	0.713271736	36.40618861	90.4169957	33.04539797	8.8511732	1.0975691
	509.548	4065.959345	126.4615441	7.634135428	84.67545733	5.73623494	875.3161393	0.840339909	66.09643268	262.1404045	57.48306094	11.5223199	3.3132773
	39.196	16068	161.59	31.779	100.7	8.1128	2525.8	0.9969	123.05	794.83	102.35	15.167	10.478

Tabla 5.4.1 Valores para el cálculo de la ecuación Logarítmica

En la siguiente tabla (5.4.2) se presenta el resultado de los 5 valores considerados para la evaluación de la ecuación logarítmica antes mencionada y con esta tabla se podrá elegir la mejor cantidad de agentes gelificantes aplicables al yacimiento.

Distribución	Qw	Qo
Lineal	459.3420274	1998.996
	337.1717152	1371.86
	199.7301139	666.332
	131.0093133	313.568
	77.55980169	39.196
Potencia	69.11707215	1998.996
	39.34654122	1450.252
	16.06260754	783.92
	21.52534289	431.156
	72.50764544	39.196
Exponencial	69.53668053	1998.996
	81.78667323	1567.84
	116.2427942	979.9
	144.5536336	509.548
	64.46079817	39.196

Tabla 5.4.2 Resultados de los cálculos de la ecuación Logarítmica

Los valores considerados adecuados son los de la distribución potencial, ya que nos mantiene un control de la producción de agua a pesar del aumento que se presenta en el último ejemplo donde la producción de agua aumenta con respecto a un intervalo anterior de manera significativa. Existen variaciones en la aplicación del agente ya que en algunos puntos hay un aumento en la producción de agua y esto puede ser debido a una mala planeación ya que la tubería puede no haber tenido un tratamiento adecuado, también puede ser debido a una mala toma decisión con respecto a la cantidad de agente gelificante aplicado.

Qo	Turb	Sol	Lgel	Ate
1998.996	9.00813678	9.95821971	4.99842076	0.10018647
1567.84	23.8998517	16.541499	6.36541872	0.27583507
979.9	90.4169957	33.045398	8.8511732	1.0975691
509.548	262.140405	57.4830609	11.5223199	3.3132773
39.196	794.83	102.35	15.167	10.478

Tabla 5.4.3 Valores de los Agentes Gelificantes

En la gráfica se puede observar que los valores que se consideraron como los más adecuados para su aplicación en el yacimiento son los de la distribución potencial ya que esta grafica nos muestra que los datos que mejor presentan un comportamiento logarítmico son los valores potenciales por esta razón las cantidades de agentes gelificantes son las idóneas además de ser la distribución que nos reduce en mayor proporción la cantidad de agua producida.

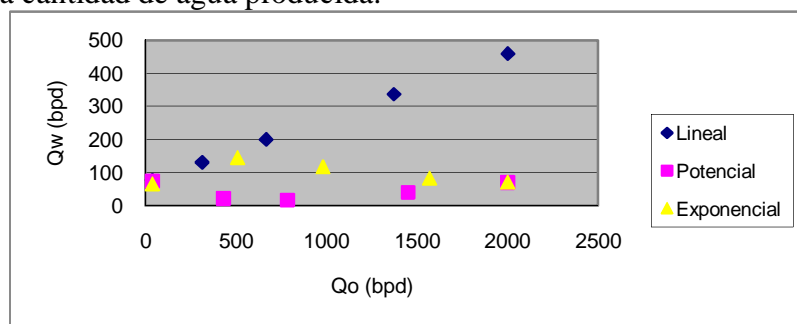


Fig. 5.4.1 Gráfica Qo vs Qw (Ecuación logarítmica)

CONCLUSIONES

Los yacimientos de “petróleo fácil”, ya no producen en las mismas cantidades como lo hacían antes. Para incrementar la producción se requieren técnicas como la recuperación mejorada de petróleo “aplicación de agentes gelificantes”. De acuerdo a estudios realizados, el uso de gelificantes, produce 86 millones de barriles diarios, que equivale aproximadamente el 5% de la producción total mundial, lo cual indica que es necesario invertir en este tipo de tecnologías para lograr una mayor recuperación.

El método de la aplicación de geles en yacimientos productores de hidrocarburos en México representa un éxito con respecto a una mayor recuperación de la producción de aceites. El tiempo por el cual el agente cumple su objetivo es a corto plazo, sin embargo, cumple con las expectativas de un aumento en la producción de aceites.

La información obtenida con respecto a casos de aplicación de gelificantes para el control de agua fue obtenida de la zona Sur de México, ésto se convierte en una condición para la aplicación de este método en otras zonas de interés ya que se deberá de tomar en cuenta que las características de los yacimientos variarán por lo tanto la cantidad de agentes gelificantes y la variedad de estos también será distinta de debido a sus restricciones de aplicación.

La obtención de datos para la construcción de las matrices para la construcción de ecuaciones que aquí se mostraron fue complicada ya que no se tienen valores de las concentraciones de las mezclas de los agentes gelificantes ni mucho menos información de yacimientos que son afectados por la conificación de agua. La poca información que se tiene afecta directamente en los estudios que se pretenden hacer ya que al no encontrar información solo es posible trabajar con datos estadísticos o valores que se conocen como reales.

La mayor parte de la información se obtuvo de patentes o artículos de la SPE, es necesario tener más información tanto del fenómeno de conificación de agua como de los agentes que pueden aplicarse para el control de este fenómeno además de otros métodos que pueden ser utilizados para este mismo fin.

Muchos de los artículos se encuentran más enfocados a la parte química que a la aplicación de los agentes o información de los yacimiento considerados para estos estudios, ésto reduce el campo de estudio de estos agentes gelificantes. Para el caso actual son de mayor importancia las consideraciones que toman para aplicar cada uno de los tratamientos. Así como, cuáles y por qué se considera que son esas características del yacimiento importantes para su aplicación.

Existen diferentes tipos de agentes gelificantes cada uno de ellos tiene sus características de uso así como su restricciones ya que solo funcionan bajo ciertas características específicas como lo son la presión, la temperatura, la profundidad, el tipo de terminación del pozo entre otras características, además también tienen rangos de aplicación de cada uno de su principales componentes químicos.

Tomando en cuenta que la producción de hidrocarburos cada vez es menor y es necesario profundizar en la búsqueda de técnicas de recuperación terciaria o mejorada ya que la mayoría de los yacimientos se encuentran en etapas maduras y sabemos que

dentro de los yacimientos aún se encuentra una gran cantidad de hidrocarburos. Por esta razón es necesario utilizar dichas técnicas e innovar en otras.

Existen distintos tipos de agentes gelificantes que pueden ser aplicados a los diferentes tipos de yacimientos que existen en México. La composición de agentes gelificantes puede ser simple hasta gelificantes de composiciones complejas y muy costosas lo cual permite un rango amplio de elección de los mismos. Los gelificantes que se utilizaron en este trabajo como son modificaciones poliméricas sencillas hasta la aplicación de largas cadenas de polímeros hidrofóbicos, así como biocidas, y el uso de fenoles o formaldehídos son los que a mi parecer se han utilizado más frecuentemente en México o por lo menos los más difundidos.

El uso de diferentes tipos de distribuciones para la construcción de las matrices es para poder observar los diferentes comportamientos que pueden mostrar los agentes gelificantes ya que varía el comportamiento que tendrá dependiendo de las características que tenga el yacimiento puesto que cada uno es diferente y a pesar de que tengan un comportamiento similar nunca se tendrán yacimientos iguales, lo cual nos indica que tampoco será posible aplicar el mismo tratamiento ni las mismas cantidades de agente para los yacimientos.

Los valores que se consideraron fueron los máximos y los mínimos, para que los valores intermedios se comportarán de manera lineal, polinomial, exponencial y logarítmica para poder representar este tipo de distribuciones con las ecuaciones que se obtuvieron a partir del cálculo de la matriz inversa de mínimos cuadrados con el fin de modificar las cantidades adicionadas de los parámetros considerados en este trabajo como los principales en la creación de una agente gelificante y estos parámetros son Turbidez, Sólidos, Líquido gelificante y Agente tensoactivo.

Este método estadístico puede ser mejorado utilizando datos y correlaciones de otras zonas además de la Zona Sur que es la que aquí se consideró ya que ésto permitiría calcular diferentes cantidades de agente gelificantes puesto que las condiciones de los yacimientos también serán distintas.

Otra mejora que puede hacerse es que pueden utilizarse una mayor cantidad de datos así como distribuciones diferentes a la mencionadas en este trabajo ya que un yacimiento puede presentarse de maneras completamente diferente a las planteada y ésto permitiría tener una mayor visión del comportamiento de los agentes gelificantes.

Es necesario realizar más estudios para lograr una optimización de los gelificantes y conseguir aplicarlos en yacimientos maduros donde la producción de agua sea muy grande o en algunos casos en pozos abandonados.

Este trabajo es una guía que puede ser aplicada a problemas reales de conificación de agua sin embargo es de suma importancia que la información pueda ser consultada por alumnos para que se interesen más por estos temas que son a mi punto de vista de suma importancia ya que es necesario invertir en el estudio de estas tecnologías, así como permitir una mayor apertura de acceso a la información no solamente de agentes gelificantes sino también para que sea posible utilizar valores reales de yacimientos

afectados por conificación de agua o pozos abandonados a lo que se les pueda aplicar esta técnica mencionada.

En los casos de aplicación mencionados se puede observar cuales son las cantidades ideales para cada uno de los casos por ejemplo: para el caso de la Distribución Lineal es posible utilizar como agente gelificante Pfizer Field Product "FLOPERM" 325 ya que por sus características se considera viable para su aplicación al yacimiento en estudio. Para el caso de la Distribución Potencial se recomienda que antes del tratamiento se realice la limpieza de la tubería de inyección ya que está causando problemas al aplicarse el agente gelificante puesto que aumenta la producción de agua en algunos puntos y en otros no se obtiene la reducción deseada y esto puede ser solucionado con una inyección inicial de salmuera para lograr mejores condiciones al momento de la aplicación del gelificante.

RECOMENDACIONES

Los valores que se consideraron variables son los que forman el agente gelificante como lo son la turbidez, los sólidos, el líquido gelificante y el agente tensoactivo, se consideraron estas variables ya que éstos son los valores que pueden afectar la composición de los agentes gelificantes al ser inyectados al yacimiento, sin embargo es posible que estos valores puedan ser ampliados considerando que estos afectan la creación del agente gelificante.

Los valores característicos de los yacimientos pueden ser considerados de manera diferente. Es posible aumentar las características o disminuirlas según convenga, siempre y cuando se tome en cuenta que cada uno de estos agentes tiene sus propias restricciones de uso así como consideraciones con respecto a las características del yacimiento en las cuales pueden ser aplicadas, con estas consideraciones se puede obtener una buena aproximación de la cantidad de componentes que se deben adicionar para obtener un agente gelificante adecuado para el control de la conificación de agua.

Se recomienda realizar la limpieza de la tubería de inyección ya que de lo contrario podría afectar las características del agente gelificante al ser inyectado al yacimiento provocando que no tenga la eficiencia para la cual fue creado.

La aplicación o manejo de este método estadístico está diseñado para la solución de una matriz inversa de mínimos cuadrados de 15 x 51 (columna-renglón); sin embargo, puede ser alimentada con otros datos considerando las dimensiones de la matriz aunque no es un método restrictivo ya que puede ser utilizado como guía para incluir más datos del yacimiento o modificar alguna de las condiciones que aquí se tomaron como básicas para la construcción de un agente gelificante.

Para los casos de aplicación mostrados se puede concluir que la aplicación de las cantidades ideales para la creación del agente gelificante disminuirán de forma considerable la conificación de agua lo cual se traduce en un aumento en la producción de agua, sin embargo al considerar una mayor gama de agentes gelificantes es posible que pueda utilizarse más de un agente gelificante de los aquí mencionados esto permitirá que se tenga una mayor cantidad de opciones para elegir el agente de acuerdo a las características del yacimiento ya que de estas depende el éxito de su aplicación.

Las tablas que se muestran como ejemplos de diferentes valores para diversas distribuciones pueden ser utilizadas para observar los diferentes comportamientos de los agentes gelificantes para un mismo yacimiento con el fin de determinar cuáles son las cantidades más adecuadas para la formación del agente gelificante, esto permite que el uso de este agente reduzca de forma considerable la cantidad de agua producida o pueda controlar completamente esta producción de agua.

Las gráficas nos sirven para observar cuál de estos ejemplos se acerca más a la representación de la ecuación que muestra ya sea lineal, exponencial, potencial o lineal según el caso en que se aplique, además de verificar cuáles son los valores de las diferentes distribuciones presentadas que mayor control tienen sobre la conificación de agua lo cual se traduce en un aumento en la producción de agua, ó de dicho de otra manera, en la reducción de la producción de agua con respecto a la producción de aceite

APÉNDICE 1

CORRELACIONES GENERALES DEL ESTUDIO DEL MECANISMO DE CONIFICACIÓN

La conificación del agua tiene impacto en la producción del pozo e incrementa los tratamientos de agua. Los ingenieros utilizan correlaciones o la simulación numérica para modelar el avance del agua en tiempo y el avance de agua por conificación. Aunque la simulación numérica es más rigurosa en el modelado de la conificación del agua, frecuentemente utilizan correlaciones simples para estimar un fenómeno de conificación comparado con una simulación numérica la cual es simple y sencilla.

En muchos estudios de simulaciones de yacimiento, el tamaño de la red es tan grande que la localización del fenómeno de conificación alrededor del pozo no puede ser resuelta en simulaciones finitas. El método más riguroso es el refinamiento y también el más caro para un gran modelo con muchos pozos.

Las correlaciones de conificación se han estudiado por muchos investigadores como Muskat, Arthur, Meyer and Garder, Schols, Chappellear and Hirasaki, Wheatley, Hoylan, Papatzacos , &Skajaeveland, and Abbas; sin embargo todos los métodos actuales incluyen hipótesis de aceite crudo, lo que limita su aplicación en una amplia gama de problemas.

A continuación el problema que se modela es, debido a que los parámetros son demasiados para el control de éste, se tomara un caso simple y después se extenderá a correlaciones mas complejas y a casos generales. Los fenómenos de modelo de conificación se consideran en un depósito homogéneo y una simetría axial con un acuífero inferior. En las siguientes secciones a partir de las características y variables mencionadas, se determinaran importantes parámetros. De las correlaciones determinadas se derivan las variables denominadas no pueden ser dimensionadas con respecto a las mencionadas.

En un diagrama esquemático se muestra la conificación de agua en un pozo (figura 1). La conificación de agua es un depósito con geometría asimétrica y contiene líquidos incompresibles, debido a que la fuerza de gravedad dominante en la mayor parte del agua es uniforme con la saturación residual del petróleo. Este supuesto es razonable si la zona es insignificante y simplifica el problema de manera que sólo los puntos extremos de la curva de permeabilidad relativa son necesarios para desarrollar las correlaciones. Lo que implica que el dominio de la figura 1 representa el agua móvil. La conificación del agua es impulsada por un acuífero de fondo que es suministrado en la línea de drené. La presión del acuífero en el área de drené se mantiene constante y la zona petrolera tiene una frontera de no flujo en el radio de drené r_e .

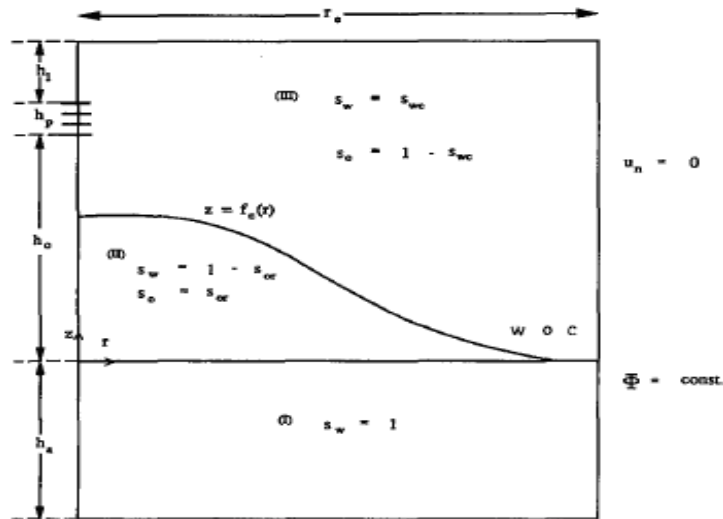


Fig. A1 Diagrama del fenómeno de conificación

Formulación.

Un amplio análisis de las ecuaciones y condiciones del entorno proporcionan un enfoque lógico para determinar variables características e importantes variables independientes. En los dominios I, II y III de la figura 1, se rige por la ley de flujo de fluidos de Darcy. Por lo tanto las ecuaciones son:

Ecuación de Darcy

$$q = \Delta p k w h / [887 \mu L]$$

q es la tasa en el TLP

Δp es la caída de presión en lb/pg^2

k es la permeabilidad en md

w es el ancho en pies

h es la altura en pies

μ es la viscosidad en cp

L es la longitud en pies

La ley de Darcy para flujo lineal en serie

$$\Delta p_{\text{total}} = \Delta p_{\text{gel bank}} + \Delta p_{\text{brine/oil bank}}$$

$$\Delta p_{\text{total}} = [887 q \mu / (k w h)] [FRR L_p + (L_t - L_p)]$$

FRR = factor de resistencia residual en el banco de gel

L_p = distancia de penetración del gel en pies

L_t = distancia total en pies

La ley de Darcy para el flujo Radial

$$q = \Delta p k h / [141.2 \mu \ln (r_e/r_w)]$$

q es la tasa en el TLP

Δp es la caída de presión en lb/pg^2

k es la permeabilidad en md

h es la altura en pies

μ es la viscosidad en cp

r_e es el radio externo de drenaje en pies

r_w es el radio del pozo en pies

Flujo radial en serie

$$\Delta p_{total} = \Delta p_{gel\ bank} + \Delta p_{brine/oil\ bank}$$

FRR = factor de resistencia residual en el banco de gel

r_p = radio de la penetración del gel en pies

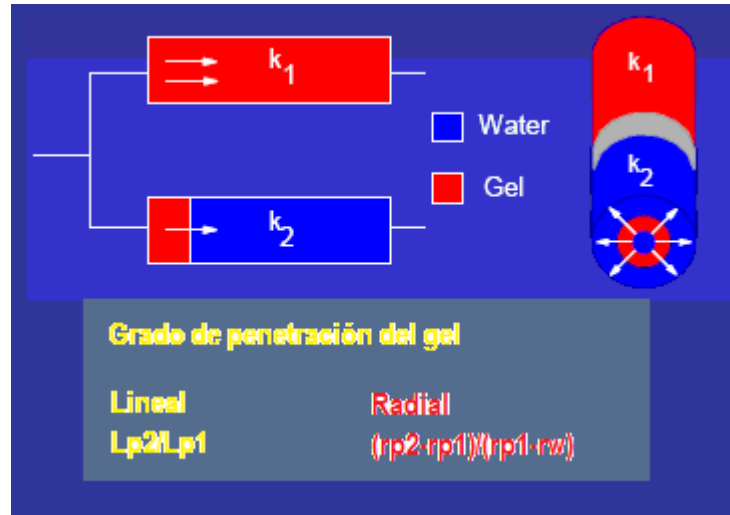


Fig. A2 Flujo lineal vs Flujo Radial

$$u_w^{(1)} = -\frac{k}{\mu_w} * \nabla p^{(1)} \dots\dots\dots(1)$$

$$u_w^{(2)} = -\frac{k}{\mu_w} * \nabla p^{(2)} \dots\dots\dots(2)$$

$$u_w^{(3)} = -\frac{k}{\mu_w} * \nabla p^{(3)} \dots\dots\dots(3)$$

La permeabilidad relativa del agua $S_w=1-S_o$ y la de aceite $S_o=1$. Por lo tanto se incluyen las ecuaciones (2) y (3), respectivamente. Teniendo en cuenta que $K_{ro}=1$ para la mayoría de los casos; las condiciones de incompresibilidad de los líquidos se pueden expresar de la siguiente manera:

$$\nabla * u_w^{(1)} = \nabla u_w^{(2)} = \nabla u_w^{(3)} = 0 \dots\dots\dots(4)$$

Las condiciones del entorno están dadas por:

$$u_w^{(1)} = u_w^{(2)} \dots\dots\dots(5)$$

$$p^{(1)} = p^{(2)} \dots\dots\dots(6)$$

Entre dos dominios II y III por:

$$u_w^{(2)} = u_o^{(3)} \dots\dots\dots(7)$$

$$p^{(2)} = p^{(3)} + g\Delta\rho f_c(r) \dots\dots\dots(8)$$

Aquí, f_c describe la función del cono y describe la altura de éste. La velocidad es siempre constante en la interfase del dominio, mientras que la presión tiende a variar debido a las diferencia de densidades. En la ecuación (8), el salto de presión en la parte delantera del cono es linealmente proporcional a la altura del cono y la diferencia de densidad entre el petróleo y el agua.

El potencial del acuífero es constante y el límite económico de drene puede ser descrito por:

$$\Phi = \Phi_o = p_o - \rho_w g z$$

para : $r = r_e$

$$-h_a \leq z < 0 \dots \dots \dots (9)$$

Y la condición de no flujo de frontera en el límite de drenaje en la zona petrolera llega a ser:

$$u_n = 0$$

para : $r = r_e$

$$0 \leq z \leq (h_0 + h_p + h_1) \dots \dots \dots (10)$$

Aquí, u es la componente normal de velocidad del flujo en la frontera. Además, la condición de frontera en la realización se convierte en:

$$q = 2\pi r_w \int_{h_p} u_n dz \dots \dots \dots (11)$$

Puesto que la velocidad de Darcy es aparente, la velocidad real de conificación frontal es mayor que la velocidad de Darcy.

El frente actual puede ser fácilmente calculado a partir de balances de materia en el frente.

$$u_{front} = \frac{u_w^{(2)}}{\phi(S_w^{(2)} - S_w^{(3)})} \dots \dots \dots (12)$$

Se ha elegido como variables características $t_c=h_0$, $p_c=100\text{lb/pg}^2$, $u_c=p_c k_c k_{ro}/l_o \mu_o$, $t_c=l_c/u_c$ y $q_c=l^3/t_c$ y no dimensionales a las ecuaciones que gobiernan y las condiciones de frontera con respecto a estas variables características. A partir de entonces, una tilde, \sim , denota una variable adimensional.

Un sistema de coordenadas se elige en la dirección principal de \tilde{k} para que los elementos fuera de la diagonal de \tilde{k} se desvanecen. Entonces \tilde{k} tiene dos elementos diferentes de cero en la diagonal.

$$\tilde{k} = \begin{pmatrix} k_h & 0 \\ 0 & k_v \end{pmatrix} \dots \dots \dots (13)$$

Además, cuando los componentes de la velocidad se reajustan sobre las base

$$\hat{u}_i = \frac{\tilde{u}_i}{\sqrt{k_i}} \dots\dots\dots(14)$$

Y los componentes del vector de posición se reajustarán sobre la base de

$$\hat{x}_i = \frac{\tilde{x}_i}{\sqrt{k_i}} \dots\dots\dots(15)$$

Las ecuaciones (1)-(3) se puede simplificar como:

$$\hat{u}_w^{(1)} = -m_1 \hat{\nabla} \hat{p}^{(1)} \dots\dots\dots(16)$$

$$\hat{u}_w^{(2)} = -m_1 \hat{\nabla} \hat{p}^{(2)} \dots\dots\dots(17)$$

$$\hat{u}_o^{(3)} = -\hat{\nabla} \hat{p}^{(3)} \dots\dots\dots(18)$$

Aquí

$$m_1 = \frac{\mu_o}{k_{ro} \mu_w} \dots\dots\dots(19)$$

$$m_2 = \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w} \dots\dots\dots(20)$$

La ecuación de continuidad es

$$\hat{\nabla} * \hat{u}_w^{(1)} = \hat{\nabla} * \hat{u}_w^{(2)} = \hat{\nabla} * \hat{u}_o^{(3)} = 0 \dots\dots\dots(21)$$

Las condiciones de adecuación entre los dominios están dadas por, entre los dominios I y II

$$\hat{u}_w^{(1)} = \hat{u}_w^{(2)} \dots\dots\dots(22)$$

$$\hat{p}^{(1)} = \hat{p}^{(2)} \dots\dots\dots(23)$$

Y entre los dominios II y III

$$\hat{u}_w^{(2)} = \hat{u}_o^{(3)} \dots\dots\dots(24)$$

$$\hat{p}^{(2)} = \hat{p}^{(3)} + C_g \tilde{f}_c \dots\dots\dots(25)$$

Donde

$$C_g = \frac{g \Delta \rho l_c}{p_c} \dots\dots\dots(26)$$

Las condiciones de frontera en el radio de drenaje, r son como se expresa

$$\Phi = \Phi_o$$

por: $-h_a \leq z \leq 0$(27)

Y

$$\tilde{u}_n = 0$$

para: $0 \leq z \leq (1 + \tilde{h}_p + \tilde{h}_1)$(28)

Además, la condición de frontera dada por la siguiente ecuación para concluir

$$\tilde{q} = 2\pi\tilde{r}_w \int_{\tilde{h}_p} \tilde{u}_n d\tilde{z}.....(29)$$

Construcción de la correlación de conificación.

Los fenómenos de conificación de agua fueron modelados por separado antes y después del avance de agua, debido a la dinámica de conificación diferente. El avance del tiempo y las proyecciones de avance de agua después del avance se modelaron directamente con importantes parámetros físicos y operacionales. Correlaciones fueron desarrolladas sobre la base de tres parámetros clave para el control: q (gasto), C_g (fuerza de gravedad debido a la diferencia de densidades), y m (razón de movilidad).

Los efectos del espesor del acuífero, el intervalo de perforación de la mano, h_p se añadieron en las correlaciones. Un modelo base se construyó con las propiedades físicas en el cuadro 1 y líneas rectas y curvas de permeabilidad relativa. Con un simulador diferencial finito, los fenómenos de conificación se investigaron de forma sistemática para determinar sus dependencias en parámetros físicos y geométricos y las condiciones de frontera. Además, los efectos de la permeabilidad relativa, la variación de la viscosidad del aceite, y un radio de drenaje pequeño también fueron investigados. Por la sencillez, la tilde y una línea superior para las variables adimensionales.

$\mu_o = 6.526$ (cp)
$\mu_w = 0.57$ (cp)
$\rho_o = 0.849$
$\rho_w = 1.122$
$k_{rw} = 0.372$
$k_{ro} = 1.00$
$\phi = 0.28$
$S_{wc} = 0.08$
$S_{or} = 0.14$
$k_h = 2100$ (md)
$k_v = 1050$ (md)
..... C_g

Tabla A.1 Propiedades físicas del modelo base

Tiempo de ruptura del agua

En lugar del modelo de tiempo de avance de agua (t_{wb}), se escogió el modelo de conificación de velocidad promedio de desarrollo que es el recíproco del tiempo del avance del agua.

$$u = \frac{1}{t_{wb}} \dots\dots\dots(30)$$

La velocidad promedio de desarrollo de conificación se puede expresar como una función general.

$$u = u(q, C_g, m) \dots\dots\dots(31)$$

Utilizando un simulador de diferencias finitas, el avance del tiempo se calcula para los modelos con diferentes q y C_g . La relación de la movilidad, m , se mantiene constante. Los resultados de la simulación se representan en la figura A.3. La figura muestra claramente la similitud en la forma de las curvas con diferentes tasas de producción. Por lo tanto, se propone una transformación semejante.

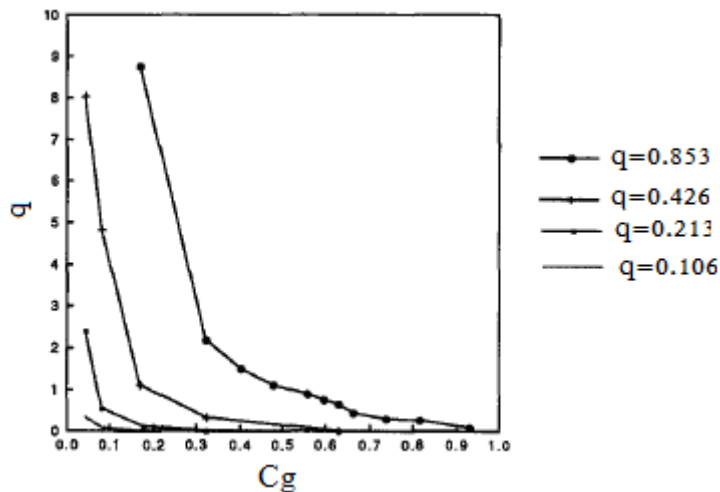


Fig. A.3 Desarrollo de la conificación. Velocidad: $m=4.146$, $hp=0.142$, $ha=2.143$

$$u = f(q)g(C_{gr})h(m, q) \dots\dots\dots(32)$$

Donde

$$C_{gr} = C_g / C_{gm} \dots\dots\dots(33)$$

$$C_{gm} = f_1(q) \dots\dots\dots(34)$$

La regresión de las curvas de 4 campos es:

$$C_{gm} = f_1(q) = 0.597q + 0.0484$$

La velocidad de $C_g=C_{gm}$ se representa en la figura A.4. Los resultados de esta función $f(q)$ y $g(C_{gr})$ se determinan.

$$f(q) = 0.61490q - 2.32377q^2 + 6.93017q^3$$

para : $0 \leq q \leq 0.426$

$$f(q) = 1.1977q - 0.13422$$

para : $0.424 < q$

$$g(C_{gr}) = 26.8977 - 69.9435C_{gr} + 47.8545C_{gr}^2$$

para : $C_{gr} \leq 0.58$

$$g(C_{gr}) = 9.0600 - 15.9050C_{gr} + 7.8366C_{gr}^2$$

para : $0.58 < C_{gr} \leq 1$

$$g(C_{gr}) = 0.01309 + 1.0033e^{-3.3016(C_{gr}-1)}$$

para : $1 < C_{gr}$

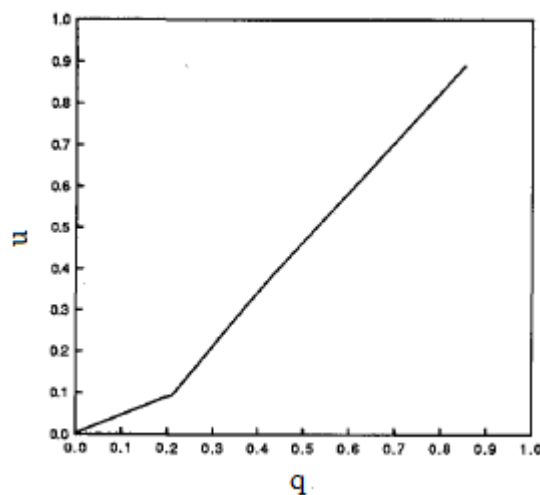


Fig. A.4 Velocidad del cono desarrollada a $C_g=C_{gm}$

El siguiente paso fue el modelo de la dependencia de movilidad de la correlación. En la ecuación anterior de u , se supone que las dependencias funcionales de C_g y m son separables, f y g se desarrollan con una relación de movilidad constante ($m=4.146$). Posteriormente el efecto de movilidad en el tiempo con el avance de agua fue examinado para cambiar la movilidad y la tasa de producción para el modelo. El resultado se muestra en la figura A.5. Por el efecto de la relación de la movilidad en el tiempo de avance del agua está fuertemente ligado con la tasa de producción, la ecuación se propone lo siguiente para representar las curvas de la figura A.5.

$$h(m, q) = h_1(q)(1 - e^{-h_2(q)m}) + h_3(q)m \dots \dots \dots (35)$$

Y la ecuación de u ha sido modificada como:

$$u = f(g)q(C_{gr}) \frac{h(m, q)}{h(4.146, q)} \dots \dots \dots (36)$$

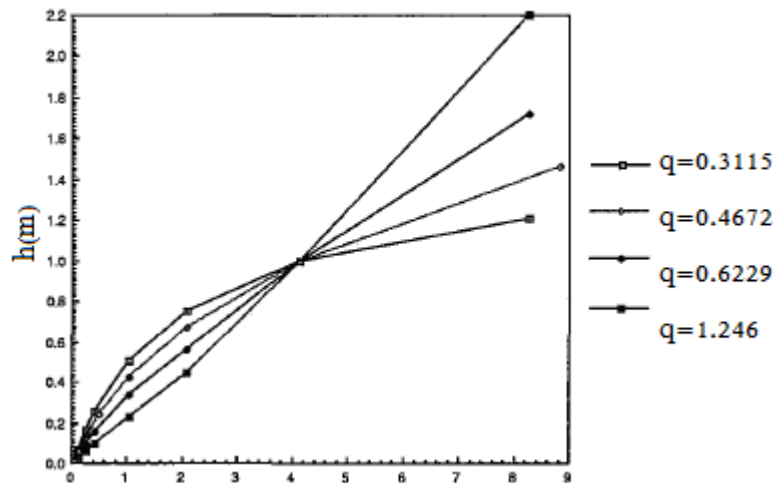


Fig. A.5 Relación del efecto de movilidad en la velocidad del cono desarrollada

De la regresión de las curvas se obtiene

$$h_1(q) = 1.4103 - 2.0228q$$

$$\text{para : } 0.2064 \leq q \leq 1.1144$$

$$h_1(q) = -0.000012085 - 161.9204e^{-4.71624q}$$

$$\text{para : } 1.1144 < q \leq 3$$

$$h_2(q) = 0.049724 + 0.78129q$$

$$\text{para : } 0.2074 \leq q \leq 0.4179$$

$$h_2(q) = 1.22017 - 0.94544q$$

$$\text{para : } 0.4179 < q \leq 1.1144$$

$$h_3(q) = 0.54307 - 0.68135e^{-1.143q}$$

$$\text{para : } 0.2074 \leq q \leq 1.1144$$

$$h_3(q) = 0.02545 + 1.130e^{-1.143q}$$

$$\text{para : } 1.144 < q \leq 3$$

Para los valores de q extremos, $h(m,q)$ están limitados por:

$$h(m,q) = h(m,0.2074)$$

$$\text{para : } q < 0.2074$$

$$h(m,q) = h(m,3)$$

$$\text{para : } q > 3$$

Dependencia de h_p y h_a

La velocidad promedio de conificación se desarrolla también dependiendo del intervalo de perforación y del espesor del acuífero. Cuando una línea delgada es distribuida a lo largo del intervalo, una porción penetra lejos del contacto agua-aceite. Por lo tanto la fuerza total de arrastre puede ser pequeña comparada con un intervalo de pequeño de terminación y la tasa de producción misma. Un acuífero escaso restringe el flujo

prolongado del avance de agua. Los efectos del intervalo de perforación y del acuífero se agregaron a las correlaciones.

Para simplificar el modelo, dependencias funcionales simples de u en h_a y h_p se proponen.

$$u = \alpha_1(h_p)\alpha_2(h_a)f(q)g(C_g)\frac{h(m,q)}{h(4.164, q)} \dots\dots\dots(37)$$

Las funciones de α_1 y α_2 se determinan a partir de los resultados de la simulación del acuífero y la perforación de distintos intervalos.

Los resultados de la simulación para la dependencia h_p son modeladas por las siguientes

$$\begin{aligned} \alpha_1(h_p) &= 1 \\ \text{para : } h_p &\leq 0.1428 \\ \alpha_1(h_p) &= 0.1965 - 0.1175h_p + 2.0752e^{-6.4807h_p} \\ \text{para : } 0.01315 &+ 0.8039e^{-2.5602h_p} \\ \text{para : } 0.857 &< h_p \end{aligned}$$

El flujo de agua debido al tamaño del acuífero es modelada por

$$\begin{aligned} \alpha_2(h_a) &= 1 \\ \text{para : } h_a &> 1.428 \\ \alpha_2(h_p) &= 0.97979 - 0.7901e^{-4.2025h_q} \\ \text{para : } 0 &\leq h_a \leq 1.428 \end{aligned}$$

Predicción del corte de agua

La siguiente correlación predice el corte de agua después del desarrollo del avance de agua. Los resultados del examen de corte de agua para diversos casos, una sola función forma una variable independiente, el tiempo, y tres coeficientes fueron representados en el rendimiento del corte de agua.

$$\begin{aligned} \text{water.cut} &= (a + bt')(1 - e^{-ct'}) \\ t' &= t - t_{wb} \dots\dots\dots(38) \end{aligned}$$

Note que el tiempo t , es un tiempo no dimensional. Los tres coeficientes a, b y c son dependientes controladas por los parámetros

$$a = a(q, C_g, m, h_p, h_a) \dots\dots\dots(39)$$

$$b = b(q, C_g, m, h_p, h_a) \dots\dots\dots(40)$$

$$c = c(q, C_g, m, h_p, h_a) \dots\dots\dots(41)$$

Dependencia de q, C_g y m

Primero examinamos la dependencia del coeficiente de q asumiendo que

$$a\alpha a_1(q) \dots \dots \dots (42)$$

$$b\alpha b_1(q) \dots \dots \dots (43)$$

$$c\alpha c_1(q) \dots \dots \dots (44)$$

Por otro lado las variables fijas ($m=4.146$, $C_g=0.426$, $h_p=0.142$, y $h_a=2.143$). Los coeficientes a, b y c en función de las tasas de producción se tabulan en el cuadro 2, y el resultado es una regresión con polinomios y funciones exponenciales.

$$a_1(q) = (1 + 0.05824q)(0.755788 - 0.49752e^{-5.16409q})$$

$$b_1(q) = 3.9975 \cdot 10^{-4} - 1.42251 \cdot 10^{-3} e^{-21.0453q}$$

para : $q \leq 0.8527$

$$b_1(q) = 3.9975 \cdot 10^{-4}, \text{ para : } q > 0.8527$$

$$c_1(q) = 4.29719 \cdot 10^{-3} - 1.25198 \cdot 10^{-1}q + 2.400953q^2$$

para : $q \leq 0.0974$

$$c_1(q) = 2.93319 \cdot 10^{-1} - 5.45488q + 26.6589q^2$$

para : $0.0974 < q \leq 0.162$

$$c_1(q) = -7 - 72884 \cdot 10^{-2} + 1.32738q - 2.39082 \cdot 10^{-1}q^2$$

para : $0.162 < q \leq 2.776$

$$c_1(q) = 1.76507, \text{ para : } 2.776 < q$$

<u>q</u>	<u>a</u>	<u>b</u>	<u>c</u>
0.106	0.476	$2.26 \cdot 10^{-4}$	0.0648
0.162	0.521	$3.64 \cdot 10^{-4}$	0.111
0.170	0.564	$3.76 \cdot 10^{-4}$	0.146
0.213	0.611	$3.31 \cdot 10^{-4}$	0.198
0.426	0.715	$4.33 \cdot 10^{-4}$	0.472
0.853	0.788	$3.87 \cdot 10^{-4}$	0.865
1.705	0.831	$3.80 \cdot 10^{-4}$	1.493

Tabla A.2 Coeficientes a, b, c vs Relación de producción

En segundo lugar los coeficientes dependientes de C_g fueron investigados. Simulaciones con diferentes q y C_g que se realizaron y el rendimiento del corte de agua fue una regresión. Los resultados se presentan en las figuras 7, 8 y 9. En estas figuras las curvas parecen tener una forma similar a las tasas de producción por lo que parece factible representar las curvas con una sola curva por la normalización de C_g con C_1 con el avance del agua. Con esta conjetura se proponen las siguientes formas para los parámetros.

$$a\alpha a_1(q) \frac{a_2(c_{gr})}{a_2(C_{gr,base})} a_3(m) \dots \dots \dots (45)$$

$$b\alpha b_1(q) \frac{b_2(c_{gr})}{b_2(C_{gr,base})} b_3(m) \dots \dots \dots (46)$$

$$c\alpha c_1(q) \frac{c_2(c_{gr})}{c_2(C_{gr,base})} c_3(m) \dots \dots \dots (47)$$

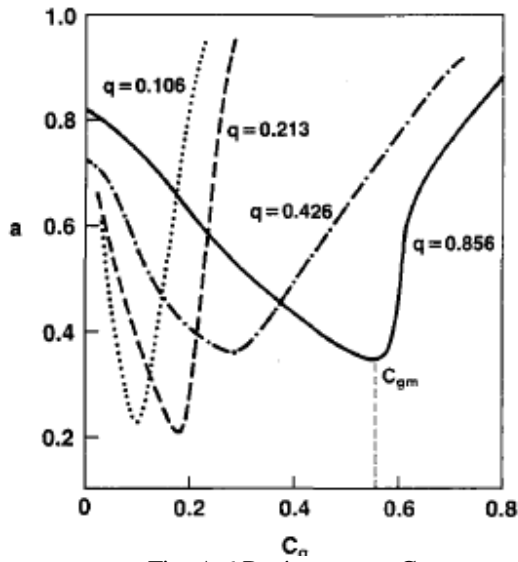


Fig. A.6 Parámetros vs Cg

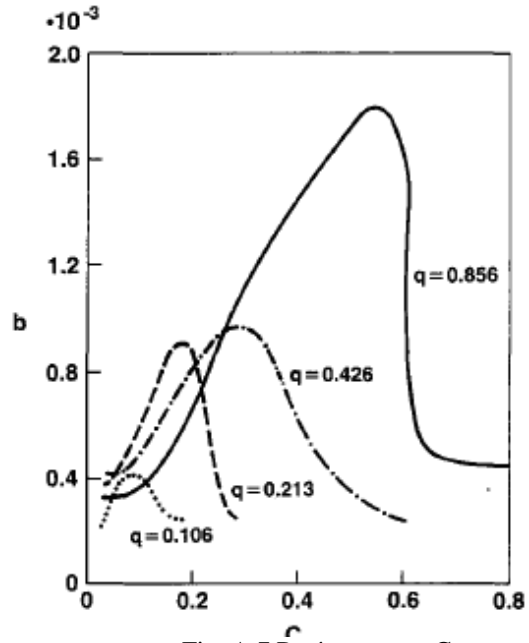


Fig. A.7 Parámetros vs Cg

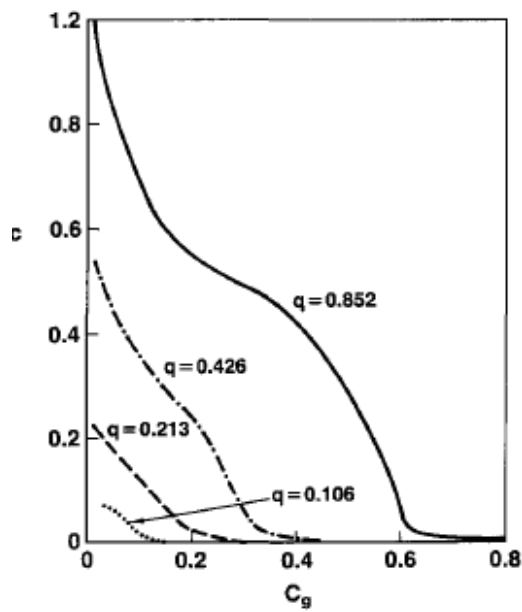


Fig. A.8 Parámetros vs Cg

Ya que a_1 , b_1 y c_1 son determinadas con $C_g (=0.426)$

$$C_{gr,base} = \frac{0.426}{C_{gm}}$$

C_g dependen de los coeficientes obtenidos de la siguiente manera

$$a_2(C_{gr}) = -0.01446 + 1.0942e^{-0.90527 C_{gr}}$$

$$b_2(C_{gr}) = 45.85469 - 45.5209e^{-0.101826 C_{gr}}$$

$$c_2(C_{gr}) = 1.18127 - 2.77058C_{gr} + 4.35034C_{gr}^2 - 2.56542C_{gr}^3$$

Para $C_{gr} > 1.0$

$$a_2(C_{gr}) = 1.21555 - 0.80422e^{-4.1248C_{gr}}$$

$$b_2(C_{gr}) = 0.077663 + 4.7436e^{-6.6002C_{gr}}$$

$$c_2(C_{gr}) = 1.65041 - 1.26192e^{-19.5342C_{gr}}$$

En tercer lugar la relación de movilidad de los términos dependientes, a_3 , b_3 , y c_3 se determinaron sucesivamente en los resultados de la simulación. Para $m > 4.146$

$$a_3(m) = 1.097858 - 0.332619e^{-0.31419m}$$

$$b_3(m) = 0.859829 + 0.256246e^{-0.12558m}$$

$$c_3(m) = 1.65041 - 1.26192e^{-0.15555m}$$

Para $m \leq 4.146$

$$a_3(m) = 1 - (0.3785q - 1.565)(e^{-1.036q+3.57} - e^{(-1.036q+3.57)m_r})$$

$$b_3(m) = 1 + (-0.59618 + 1.57235q^2)(m_r - 1)^2,$$

para : $q \leq 0.663$

$$b_3(m) = 1 + (1.62q - 0.979)(m_r - 1)^2,$$

para : $0.663 < q \leq 1.14$

$$b_3(m) = 1 + 0.867(m_r - 1)^2,$$

para : $1.14 < q$

$$c_3(m) = 0.6m_r + 0.4$$

Donde $m = m/4.146$

Dependencia de h_p y h_a

(a) intervalo perforado

la modificación de la razón de cambio de la producción fue introducida en el modelo por efecto de perforación del intervalo.

$$q^* = q\gamma(h_p) \dots \dots \dots (48)$$

La función Y_p proviene de:

$$\gamma_p = 1$$

para : $h_p < 0.1429$

Los resultados de la simulación numérica muestra que el coeficiente c puede ser modelado con la variación de la producción.

$$c = c(q^*, C_g, m) \dots \dots \dots (49)$$

El coeficiente a no puede ser modelado solamente con q^* , especialmente para h_p , entonces esta modificación puede introducirse en:

$$a = \alpha^a * a(q^*, C_g, m) \dots \dots \dots (50)$$

$$\text{aquí: } \alpha_a = 1.0$$

$$\text{para: } h_p \leq 0.7667$$

$$\alpha_a = 0.966 - 0.3766(h_p - 0.867),$$

$$\text{para: } h_p > 0.7667$$

Finalmente, el coeficiente b no es modelado con éxito con q^* , b es directamente modelado con α_b con q^*

$$b = \alpha_b * b(q, C_g, m) \dots \dots \dots (51)$$

$$\text{para: } h_p \leq 0.1429$$

$$\alpha_b = 1.0$$

$$\text{para: } h_p > 0.1429$$

$$\alpha_b = 6.1872 - 5.2816e^{-16129h_p}$$

(b) tamaño del acuífero

El efecto del tamaño del acuífero es modelado con β . Cabe señalar que esta modificación depende del intervalo de perforación así como del espesor del acuífero. La siguiente función es propuesta para caracterizar el efecto del espesor del corte del agua desarrollado.

$$a = \alpha_a(h_p)\beta_a(h_a, h_p)a_1(q^*) \frac{a_2(C_{gr}^*)}{a_2(C_{gr,base}^*)} a_3(m) \dots \dots \dots (52)$$

$$b = \alpha_b(h_p)\beta_b(h_a, h_p)b_1(q) \frac{b_2(C_{gr}^*)}{b_2(C_{gr,base}^*)} b_3(m) \dots \dots \dots (53)$$

$$c = \beta_c(h_a, h_p)c_1(q^*) \frac{c_2(C_{gr}^*)}{c_2(C_{gr,base}^*)} c_3(m) \dots \dots \dots (54)$$

$$\text{para: } h_a > 1.714,$$

$$\beta_a = \beta_b = \beta_c = 1.0$$

$$\text{para: } h \leq 1.714,$$

$$\beta_a = 1 + c_1 e^{-c_2 h_a}$$

$$\beta_b = 1 + c_3 e^{-c_3 h_a}$$

$$\beta_c = 1 + c_5 e^{-c_6 h_a}$$

constantes

$$c_1 = -0.3948 - 0.0789(h_p - 0.14286)$$

$$c_2 = 3.0318 - 0.16797(h_p - 0.14286)$$

$$c_3 = 2.2014 - 1.4429(h_p - 0.14286)$$

$$c_4 = 5.46755 - 2.07882(h_p - 0.14286)$$

$$c_5 = -0.16578 - 0.58342(h_p - 0.14286)$$

$$c_6 = 6.2606 + 0.93565(h_p - 0.14286)$$

Variación de la permeabilidad relativa y la viscosidad del aceite

La correlación puede ser desarrollada con la suposición de las curvas de permeabilidad constantes y propiedades del fluido constantes. En algunos yacimientos las curvas de permeabilidad relativa pueden ser muy diferentes de una línea recta y una viscosidad del aceite también puede cambiar a medida que cambia la presión.

Los resultados de la simulación numérica muestran que la variación de la permeabilidad relativa y la viscosidad del aceite pueden tener un impacto considerable en el avance del tiempo, pero disminuye el impacto en el desarrollo del corte de agua antes del avance del agua. Aquí se investiga un efecto diferente de las curvas de permeabilidad en línea recta y la variación de la viscosidad del aceite el tiempo de avance del agua.

En general la permeabilidad relativa no difiere demasiado de la línea recta, el punto final de la permeabilidad relativa de $S_w=S_{wc}$ y $S_w=1-S_{or}$ determina el fenómeno de conificación. Las correlaciones pueden ser desarrolladas con la hipótesis de que la forma real de permeabilidades no son importantes en la dinámica de la conificación. Sin embargo cuando la permeabilidad del aceite es muy pequeña, prácticamente inmóvil en $S_w \ll 1-S_{or}$, no puede descuidarse el efecto de la forma de las curvas de permeabilidad relativa.

Ya que el efecto de la permeabilidad relativa es debido al cambio de la movilidad del aceite, una modificación de la relación de movilidad esta ideada para incluir este efecto.

$$m^* = \alpha_m m \dots \dots \dots (55)$$

Esta modificación de ritmo de movilidad es utilizada únicamente en las correlaciones del avance del tiempo, no en las proyecciones del corte de agua. Cuando el ritmo de movilidad se reduce de acuerdo a la curva de saturación del frente del flujo fraccional, transcurrirá de acuerdo a los resultados de manera significativa de la correlación y a la simulación numérica.

Condiciones límite en el radio de drene.

El efecto del radio de drene en la dinámica de la conificación es estudiado con varios modelos de pozos. Los resultados de la simulación numérica muestran claramente que la dinámica de la conificación generalmente es menos dependiente del contorno del radio de drene como la producción adimensional del incremento de producción, q , aumenta. Sin embargo, en un modelo con baja producción, el desarrollo de la relación de cambio del corte de agua después del avance de agua es directamente dependiente del tamaño del área drene.

Incluyendo el efecto del radio de drene en la correlación, el avance del tiempo t_{wb} y el coeficiente b y c en la ecuación 36 es modificada como:

$$t_{wb} = \eta_{t_{wb}} t_{wb} \dots \dots \dots (56)$$

$$b^* = \eta_b b \dots \dots \dots (57)$$

$$c^* = \eta_c c \dots \dots \dots (58)$$

Aquí :

$$\eta_{nvb} = 1, \text{ para : } q > 0.441, \text{ ó } r_e > 10$$

$$\eta_{nvb} = 1 - w_1 \left(1 - \left(\frac{r_e}{10}\right)^2\right), \text{ para : } q \leq 0.441, \text{ y, } r_e \leq 10$$

$$\eta_b = w_2, \text{ para : } r_e \leq 14, \text{ ó, } q \leq 1$$

$$\eta_b = w_2(1 - w_3) + w_3, \text{ para : } r_e > 14, \text{ y, } q > 1$$

$$\eta_c = 1, \text{ para : } q > 0.441$$

$$\eta_c = 1 - w_1(1 - w_2), \text{ para : } q \leq 0.441$$

$$w_1 = 5.12(0.1945 - q^2)$$

$$w_2 = \left(\frac{14}{r_e}\right)^2$$

$$w_3 = (1 - e^{2-2q})$$

Por simplicidad, la tilde y el sombrero para adimensionales y las variables reescalables son omitidas en las ecuaciones antes mencionadas. Note que el coeficiente a es independiente de r_e .

Correlaciones de pozos verticales para tasa crítica

La tasa crítica Q_{OC} se define como la máxima tasa permitida de aceite que puede imponerse a los del pozo para evitar el avance de la conificación. La tasa crítica corresponde al desarrollo de un cono estable a una elevación justo debajo de la parte inferior del intervalo perforado en un sistema de aceite-agua o hasta una altura justo por encima de la parte superior del intervalo perforado en una:

Meyer-Garder

Chierici-Ciucci

Hoyland-Papatzacos-Skjaeveland

Chaney et al.

Chaperson

Schols

Meyer-Garder (1954)

Sugieren que el desarrollo de la conificación es el resultado del flujo radial del petróleo y la baja presión asociada alrededor del pozo. En sus derivaciones, Meyer y Garder asumen un sistema homogéneo con una permeabilidad uniforme en todo el depósito, es decir $K_h = K_v$. cabe señalar que la relación de K_h/K_v es el termino más crítico en la evaluación y solución de problemas de conificación.

Proponen una expresión similar a la determinación de la tasa crítica de aceite en el agua de conificación que se muestran a continuación:

$$Q_{oc} = 0.246 \times 10^{-4} \left[\frac{\rho_w - \rho_o}{\ln(r_e / r_w)} \right] \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \right) (h^2 - h_p^2) \dots\dots\dots(1)$$

Donde:

ρ_w =densidad del agua, lb/pies³

h_p =intervalo perforado, pies

Chierici y Ciucci (1964)

Utilizaron un modelo para predecir el potencial de conificación del comportamiento en los pozos verticales. Los resultados de su trabajo se presentan en los gráficos sin dimensiones que tengan en cuenta la permeabilidad vertical y horizontal. Los diagramas se pueden utilizar para resolver los siguientes dos tipos de problemas:

- Teniendo en cuenta un depósito y propiedades de los fluidos y propiedades de los fluidos, así como la posición y la longitud del intervalo perforado, determina la máxima tasa de producción de petróleo, la tasa sin agua y/o conificación de gas.
- Teniendo en cuenta el depósito y las características solo de líquidos, determina la óptima posición del intervalo perforado.

Los autores introdujeron cuatro parámetros adimensionales que se pueden determinar de una correlación gráfica para determinar los tipos de corriente crítica.

La propuesta de cuatro parámetros sin dimensiones se muestran en la fig. (---) y define como sigue:

Efecto RDE radio adimensional:

El primer parámetro sin dimensiones que los autores utilizan para correlacionar resultados del modelo potenciométrico se llama radio efectivo adimensional y se define por:

$$r_{De} = \frac{r_e}{h} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$$

Meyer y Garder declararon que la correlación gráfica propuesta es válida en los siguientes rangos de valores de RDE:

$$50 \leq r_{De} \leq 80$$

Donde:

h=columna del espesor de aceite, pies.

Re= radio de drene, pies.

Kv, kh= permeabilidad vertical y horizontal, respectivamente.

Longitud perforada adimensional ε

El segundo parametro adimensional utiliza el desarrollo de la correlación denominada longitud perforada adimensional y esta definida por:

$$\varepsilon = \frac{h_p}{h}$$

Propuesta valida para el rango:

$$0 \leq \varepsilon \leq 0.75$$

Relación de conificación de gas adimensional δ_g

Los autores presentan relación de conificación según la siguiente definición:

$$\delta_w = D_b/h$$

con $0.07 \leq \delta_w \leq 0.9$

donde:

D_b distancia original WOC a la parte inferior de la perforación, pies.

Chierici y coautores se proponen que el aceite-agua y los contactos de gas son estables solo si la tasa de producción de petróleo del pozo es igual o inferior a las siguientes tasas:

$$Q_{ow} = 0.492 \times 10^{-4} \frac{h^2(\rho_w - \rho_o)}{B_o \mu_o} (k_{ro} k_h) \Psi_w(r_{De}, \varepsilon, \delta_w)$$

$$Q_{og} = 0.492 \times 10^{-4} \frac{h^2(\rho_o - \rho_g)}{B_o \mu_o} (k_{ro} k_h) \Psi_g(r_{De}, \varepsilon, \delta_g)$$

Donde:

Q_{ow} = flujo de aceite esencial en el sistema agua-aceite, STB/día

Q_{og} = flujo de aceite esencial en el sistema de gas-aceite, STB/día

ρ_o, ρ_g, ρ_w = densidad en lb/pies³

Ψ_w = función agua, adimensional

Ψ_g = función gas, adimensional

K_h = permeabilidad horizontal, md

Si una capa de gas y un acuífero se presentan juntos, las siguientes condiciones deben cumplirse a fin de evitar el agua y libre producción de gas

$$Q_o \leq Q_{ow} \text{ y } Q_o \leq Q_{og}$$

Chaperson (1986)

Propone una relación sencilla de calcular la tasa crítica de un pozo vertical en la formación de un anisotrópico ($k_v \neq k_h$). La relación representa la distancia entre el pozo de producción y límite. La correlación propuesta tiene la siguiente forma:

$$Q_{oc} = 0.0783 \times 10^{-4} \frac{k_h (h - h_p)^2}{\mu_o B_o} [\Delta\rho] q_c^*$$

Donde:

Q_{oc} = valor crítica de aceite, STB/día

K_h = permeabilidad horizontal, md

$\Delta\rho = \rho_w - \rho$, la diferencia de densidad, lb/pies³

h = espesor de la columna de petróleo, pies

h_p = intervalo perforado, pies

Joshi (1991) correlación del coeficiente q_c^* con el parámetro α''

$$q_c^* = 0.7311 + (1.943 / q_c^*)$$

$$\alpha'' = \left(\frac{r_e}{h} \right) \sqrt{\frac{k_v}{k_h}}$$

Método schols

$$Q_{oc} = 0.0783 \times 10^{-4} \left[\frac{(\rho_w - \rho_o) k_o (h^2 - h_p^2)}{u_o B_o} \right] x \left[0.432 + \frac{3.142}{\ln(r_e / r_w)} \right] \left(\frac{h}{r_e} \right)^{0.14}$$

Donde:

K_o = permeabilidad de aceite efectivo, md

R_w = radio del pozo, pies

h_p = intervalo perforado, pies

ρ = densidad, lb/pies³

La ecuación solo es valida para formaciones isotropitas, $k_h = k_v$.

Conificación en pozos horizontales

Muchas correlaciones para predecir el comportamiento de conicidad en pozos horizontales como la correlación de Joshi (1991) ofrecen un tratamiento detallado de el problema de conificación en pozos horizontales. Al igual que en pozos verticales, los problemas de conificación consisten en los siguientes cálculos.

- Determinación de las tasas de flujo crítico
- Predicción del tiempo de penetración
- Cálculos del rendimiento después del avance del pozo

Método Chapersons (1986)

Proporciona una estimulación simple y práctica o crítica de las tasas en equilibrio o pseudoestable para flujo en condiciones de formación isotrópica. El autor propone dos relaciones:

Conificación de agua:

$$Q_{oc} = 0.0783 - 10^{-4} \left(\frac{L_{qc}^*}{y_e} \right) (\rho_w - \rho_o) \frac{k_h [h - (h - D_b)]^2}{\mu_o B_o}$$

Conificación de gas:

$$Q_{oc} = 0.0783 - 10^{-4} \left(\frac{L_{qc}^*}{y_e} \right) (\rho_o - \rho_g) \frac{k_h [h - (h - D_t)]^2}{\mu_o B_o}$$

Estas ecuaciones son aplicables con las siguientes limitaciones

$$1 \leq \alpha'' < 70 \text{ y } 2y_e < 4L$$

Donde:

D_b = distancia entre WOC y el pozo horizontal

D_t = distancia entre el GOC y el pozo horizontal

QOC = tasa crítica del aceite, STB/día

ρ = densidad, lb/pies³

k_h = permeabilidad horizontal, md

h = espesor de la columna del petróleo, pies

y_e = distancia media entre dos líneas de pozos horizontales (la mitad de la longitud de drenaje y perpendicular a la horizontal)

L = longitud del pozo horizontal

q_{c}^* = función adimensional.

Método Efros (1963)

Propone una correlación caudal crítico que se basa en el supuesto de que la tasa crítica es casi independiente de radio de drenaje. La correlación no tiene en cuenta el efecto de la permeabilidad vertical. Efros desarrollo las siguientes dos relaciones que son diseñadas para calcular el tipo de aceite-agua y gas-aceite

Conificación de agua:

$$Q_{oc} = 0.0783 \times 10^{-4} \frac{k_h (\rho_w - \rho_o) [h - (h - D_b)]^2 L}{\mu_o B_o [y_e + \sqrt{y_e^2 + (h^2 / 3)}]}$$

Conificación de gas:

$$Q_{oc} = 0.783 \times 10^{-4} \frac{k_h (\rho_o - \rho_g) [h - (h - D_t)]^2 L}{\mu_o B_o [y_e + \sqrt{y_e^2 + (h^2 / 3)}]}$$

Donde:

L=longitud horizontal del pozo, pies

Y_e=distancia media entre dos líneas de pozos horizontales

ρ= densidad, lb/pies³

h= espesor de suelo neto

k=permeabilidad, md

Método Karchers

Propone una correlación que produce un flujo de valor esencial de aceite de la tasa similar a la ecuación. Una vez más, la correlación no explica la permeabilidad vertical.

Conificación de Agua

$$Q_{oc} = 0.0783 \times 10^{-4} \frac{k_h (\rho_w - \rho_o) (h - B)^2 L}{\mu_o B_o (2y_e)} x \left[1 - \left(\frac{h - B}{y_e} \right)^2 (1/24) \right]$$

Donde:

B=h-D_b

D_b= distancia entre WOC y pozo horizontal, pies

Conificación de gas

$$Q_{oc} = 0.0783 \times 10^{-4} \frac{k_h (\rho_o - \rho_g) (h - T)^2 L}{\mu_o B_o (2y_e)} x \left[1 - \left(\frac{h - T}{y_e} \right)^2 (1/24) \right]$$

Donde:

T=h-D_t

D_t= distancia entre GOC y el pozo horizontal, pies

APÉNDICE 2

MÉTODO DE MATRIZ INVERSA POR MÍNIMOS CUADRADOS

Modelo de regresión lineal simple

Los *modelos de regresión* son modelos matemáticos de dependencia entre variables que permiten resolver problemas. Hay tantos modelos como funciones matemáticas de dependencia se puedan concebir, los más usados son lineal, polinómico, logístico, de Poisson, entre otros.

Un modelo de regresión lineal entre dos variables es

$$\mu_{Y|X} = \alpha_0 + \alpha_1 X \dots\dots\dots(1)$$

Un modelo probabilístico, también se puede escribir

$$Y|X = \alpha_0 + \alpha_1 X + \varepsilon \dots\dots\dots(2)$$

A la variable Y se la denomina variable *dependiente* y a X *independiente*.

Modelo I de regresión lineal se *asume* que

- i) X no es una variable aleatoria.
- ii) para cada valor x_i de X existe una v.a. $Y|x_i$ cuya media está dada por el modelo.
- iii) todas las variables $Y|x_i$ son normales, independientes y con igual varianza.

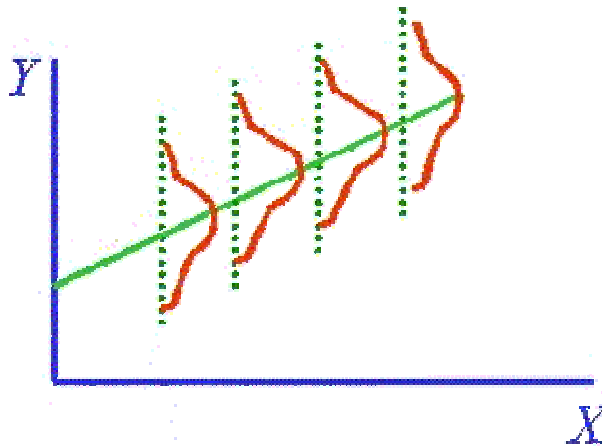


Fig. A.2.1 Gráfica de modelo de regresión lineal múltiple

La regresión lineal múltiple (RLM) es un modelo que permite estudiar estos efectos. El modelo es

$$\mu_{Y|x_1, x_2, \dots, x_k} = \alpha_0 + \alpha_1 X_1 + \dots + \alpha_k X_k \dots\dots\dots(3)$$

α_0 : media de Y cuando todas las X_i son cero (cuando no tiene sentido $X_i=0$, se interpreta como la media de Y que no depende de las X_i).

α_i : cambio en la media de Y cuando X_i aumenta una unidad permaneciendo constantes las demás.

La estimación de los coeficientes también se hace por mínimos cuadrados o máxima verosimilitud y se obtienen los mismos resultados. Estos resultados, usando notación matricial, son (incluyen como caso particular la RLS):

$$\hat{\alpha} = (\mathbf{X}'\mathbf{X})^{-1} \mathbf{X}'\mathbf{Y} \dots\dots\dots(4)$$

Siendo $\hat{\alpha}$ la matriz columna de coeficientes estimados, Y la matriz columna de observaciones de la variable dependiente y X la denominada *matriz de diseño*

$$\mathbf{X} = \begin{pmatrix} 1 & X_{11} & X_{21} & \dots & X_{k1} \\ 1 & X_{12} & X_{22} & \dots & X_{k2} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 1 & X_{1n} & X_{2n} & \dots & X_{kn} \end{pmatrix} \dots\dots\dots(5)$$

Es decir la matriz de datos con una primera columna de 1's. Estos coeficientes se distribuyen como una normal multivariante cuya matriz de medias son los verdaderos coeficientes y matriz de varianzas-covarianzas

$$\Sigma = \sigma^2 (\mathbf{X}'\mathbf{X})^{-1} \dots\dots\dots(6)$$

un buen estimador de σ^2 es

$$S^2 = \frac{\mathbf{Y}'\mathbf{Y} - \hat{\alpha}'\mathbf{X}'\mathbf{Y}}{n - (k + 1)} \dots\dots\dots(7)$$

que se distribuye como una χ^2 con $n - (k+1)$ grados de libertad.

Estas fórmulas ponen de manifiesto unas limitaciones al resolver estos modelos. Para ello hay que invertir una matriz y no todas las matrices pueden invertirse (*singulares*). En dos situaciones no se puede:

- El número de observaciones (n), es menor o igual que el número de variables independientes (k).
- Una variable independiente es combinación lineal de otra(s) o constante (*colinealidad*).

Modelo II de regresión lineal

Se *asume* que las variables X e Y son ambas variables aleatorias y que su *fdp* (La función densidad de probabilidad) conjunta es normal bivalente.

La normal bivalente es una extensión a dos dimensiones de la normal univariante. Su representación gráfica es una campana tridimensional. Depende de 5 parámetros: m_x , m_y , s_x , s_y y r que son respectivamente las medias, las desviaciones típicas de X e Y, y su *coeficiente de correlación*. Dicho coeficiente se define como:

$$\rho = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y} \dots\dots\dots(8)$$

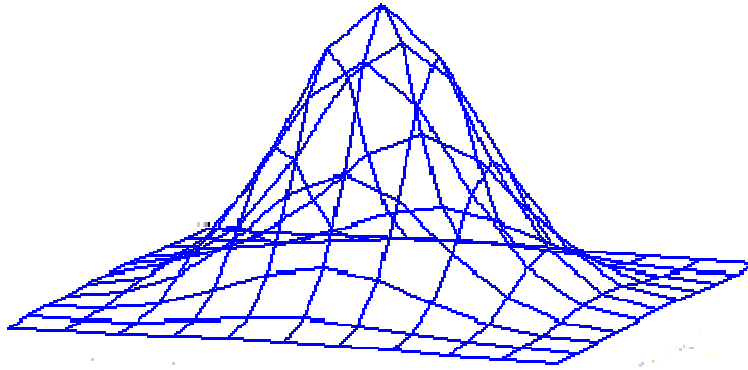


Fig. A.2.2 Campana tridimensional

Siendo el numerador la llamada *covarianza*

$$\sigma_{xy} = E[(X - \mu_x)(Y - \mu_y)] \dots\dots\dots(9)$$

Las propiedades de la normal bivalente son:

- i) las *fdps* marginales son ambas normales con medias μ_x , μ_y y desviaciones típicas σ_x , σ_y respectivamente.
- ii) las *fdps* condicionadas $f(y|x)$ son también normales con medias y varianzas

$$\mu_{Y|x} = \mu_y + \rho \frac{\sigma_y}{\sigma_x} (x - \mu_x) \quad \sigma_{Y|x}^2 = \sigma_y^2 (1 - \rho^2) \dots\dots\dots(10)$$

obsérvese que la media depende linealmente de x , es decir, también se puede escribir

$$\mu_{Y|x} = \alpha_0 + \alpha_1 X \dots\dots\dots(11)$$

iii) simétricamente las *fdps* $f(x|y)$

A partir de una muestra aleatoria se pueden estimar los coeficientes por los mismos procedimientos que en el modelo I y ¡¡se obtienen los mismos resultados!! Ahora, sin embargo, también se obtiene un estimador para el coeficiente de correlación (la "famosa" r) que no tiene sentido en el modelo I.

Enfoque matricial de mínimos cuadrados

Debido a que se distingue por ser sencilla la identificación de formulas para estimadores de mínimos cuadrados en modelos complejos, el algebra matricial requiere de:

- expresar el modelo lineal general en forma matricial.
- encontrar una expresión matricial de las ecuaciones normales de ese modelo
- encontrar una expresión matricial de las ecuaciones de mínimos cuadrados al despejar las ecuación es normales
- aplicar los resultados obtenidos a los modelos de regresión lineal múltiple y polinomial.

El modelo lineal general se asume:

$$\mu_{y|x_1, x_2, \dots, x_k} = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \dots + \beta_k x_k \dots\dots\dots(12)$$

Este modelo también puede escribirse como:

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 x_{1i} + \beta_2 x_{2i} + \beta_k x_{ki} + E_i \dots\dots\dots(13)$$

$$i = 1, 2, \dots, n$$

El modelo es más evidente al escribir las ecuaciones en forma expandida:

$$\begin{aligned}
 Y_1 &= \beta_0 + \beta_1 x_{11} + \beta_2 x_{21} + \dots + \beta_k x_{k1} + E_1 \\
 Y_2 &= \beta_0 + \beta_2 x_{12} + \beta_2 x_{22} + \dots + \beta_k x_{k2} + E_2 \\
 Y_3 &= \beta_0 + \beta_1 x_{13} + \beta_2 x_{23} + \dots + \beta_k x_{k3} + E_3 \dots\dots\dots(14) \\
 &\quad \cdot \\
 &\quad \cdot \\
 &\quad \cdot \\
 Y_n &= \beta_0 + \beta_1 x_{1n} + \beta_2 x_{2n} + \dots + \beta_k x_{kn} + E_n
 \end{aligned}$$

Se necesita definir tres vectores de columnas, a saber:

$$\begin{array}{ccc}
 Y_1 & \beta_0 & E_1 \\
 Y_2 & \beta_1 & E_2 \\
 \cdot & \beta_2 & \cdot \\
 \cdot & \beta & \cdot \\
 \cdot & \cdot & \cdot \\
 Y & \beta_K & E_n
 \end{array} = \dots\dots\dots(15)$$

Y es el vector de respuesta, β es el vector de parámetros del modelo y E es el vector de errores aleatorios. También se necesita definir una matriz n x (k+1), denotada con una X. El primer miembro de cada fila de la matriz es 1. Los elementos restantes de la iésima fila, para cada i, consiste en los valores que asumen las k variables de predicción que originan la respuesta Y_i . En otras palabras, la iésima fila asume la forma:

$$1 \quad x_{1i} \quad x_{2i} \quad x_{3i} \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad x_{ki} \dots\dots\dots(16)$$

La matriz X está dada por:

$$X = \begin{bmatrix}
 1 & x_{11} & x_{21} & x_{31} & \cdot & \cdot & \cdot & x_{k1} \\
 1 & x_{12} & x_{22} & x_{23} & \cdot & \cdot & \cdot & x_{2k} \\
 1 & x_{13} & x_{23} & x_{33} & \cdot & \cdot & \cdot & x_{3k} \\
 \cdot & & & & & & & \\
 \cdot & & & & & & & \\
 \cdot & & & & & & & \\
 1 & x_{1n} & x_{2n} & x_{3n} & \cdot & \cdot & \cdot & x_{kn}
 \end{bmatrix} \dots\dots\dots(17)$$

Esta es la matriz de especificación del modelo. La razón de tal nombre es que para cambiar de un modelo a otro basta cambiar X. En este sentido, X determina la forma precisa del modelo de estudio.

X es la dimensión n x (k+1), y β , de dimensiones (k+1) x 1, de modo que X y β son conformables. Su producto $X\beta$ es un vector n x 1. Un cálculo matricial sencillo del sistema de ecuaciones puede expresarse en forma matricial como:

$$Y = X\beta + E \dots\dots\dots(18)$$

Ecuaciones Normales

Considere, para encontrar la formulación matricial de las ecuaciones normales, la matriz $X'X$, donde X' denota la transpuesta de la matriz de especificación del modelo:

$$X'X = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & \cdot & \cdot & \cdot & 1 \\ x_{11} & x_{12} & x_{13} & \cdot & \cdot & \cdot & x_{1n} \\ x_{21} & x_{22} & x_{23} & \cdot & \cdot & \cdot & x_{2n} \\ \cdot & & & & & & \\ \cdot & & & & & & \\ \cdot & & & & & & \\ x_{k1} & x_{k2} & x_{k3} & \cdot & \cdot & \cdot & x_{kn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & x_{11} & x_{21} & \cdot & \cdot & \cdot & x_{k1} \\ 1 & x_{12} & x_{22} & \cdot & \cdot & \cdot & x_{k2} \\ 1 & x_{13} & x_{23} & \cdot & \cdot & \cdot & x_{k3} \\ \cdot & & & & & & \\ \cdot & & & & & & \\ \cdot & & & & & & \\ 1 & x_{1n} & x_{2n} & \cdot & \cdot & \cdot & x_{kn} \end{bmatrix} \dots\dots\dots(19)$$

$$= \begin{bmatrix} n & \sum_{i=1}^n x_{1i} & \sum_{i=1}^n x_{2i} & \cdot & \cdot & \cdot & \sum_{i=1}^n x_{ki} \\ \sum_{i=1}^n x_{1i} & \sum_{i=1}^n x_{1i}^2 & \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i} & \cdot & \cdot & \cdot & \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{ki} \\ \sum_{i=1}^n x_{2i} & \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i} & \sum_{i=1}^n x_{2i}^2 & \cdot & \cdot & \cdot & \sum_{i=1}^n x_{2i}x_{ki} \\ \cdot & \cdot & \cdot & & & & \\ \cdot & \cdot & \cdot & & & & \\ \sum_{i=1}^n x_{ki} & \sum_{i=1}^n x_{ki}x_{1i} & \sum_{i=1}^n x_{ki}x_{2i} & \cdot & \cdot & \cdot & \sum_{i=1}^n x_{ki}^2 \end{bmatrix} \dots\dots\dots(20)$$

Considere también el vector $X'y$. Éste asume la forma:

$$X'y = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & \cdot & \cdot & \cdot & 1 \\ x_{11} & x_{12} & x_{13} & \cdot & \cdot & \cdot & x_{1n} \\ x_{21} & x_{22} & x_{23} & \cdot & \cdot & \cdot & x_{2n} \\ \cdot & & & & & & \\ \cdot & & & & & & \\ \cdot & & & & & & \\ x_{k1} & x_{k2} & x_{k3} & \cdot & \cdot & \cdot & x_{kn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ y_3 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ y_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^n y_i \\ \sum_{i=1}^n x_{1i}y_i \\ \sum_{i=1}^n x_{2i}y_i \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \sum_{i=1}^n x_{ki}y_i \end{bmatrix} \dots\dots\dots(21)$$

Si b denota el vector de los parámetros del modelo estimado, entonces:

$$b = \begin{bmatrix} b_0 \\ b_1 \\ b_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ b_k \end{bmatrix} \dots\dots\dots(22)$$

Un cálculo matricial rápido de las ecuaciones normales del sistema correspondiente esta dado por:

$$(X'X)b = X'y \dots\dots\dots(23)$$

Solución de las Ecuaciones Normales

La formulación matricial de mínimos cuadrados de $\beta_0, \beta_1, \beta_2, \dots, \beta_k$, se resuelve:

$$(X'X)b = X'y \dots\dots\dots(24)$$

Se sabe que si las columnas de X son linealmente independientes, es decir, que ninguna de estas columnas pueden expresarse como una combinación lineal de las demás, entonces X'X tiene una inversa, que se denota con $(X'X)^{-1}$. Resolver las ecuaciones normales para b requiere multiplicar ambos miembros de la ecuación:

$$(X'X)b = X'y \dots\dots\dots(25)$$

Por $(X'X)^{-1}$ para obtener:

$$b = (X'X)^{-1} X'y \dots\dots\dots(26)$$

En teoría, para encontrar las estimaciones de mínimos cuadrados de los parámetros basta calcular:

$$\beta = b = (X'X)^{-1} X'y \dots\dots\dots(27)$$

Regresión Lineal Simple: formulación matricial.

El modelo regresión lineal simple es un caso especial del modelo de regresión múltiple en el cual existe un solo regresor. Este último se encuentra elevado a la potencia 1. Las técnicas matriciales recién analizadas son aplicables a ese modelo.

Modelo polinomial: formulación matricial

El modelo polinomial es un caso especial del modelo lineal general, por lo que en su análisis basta encontrar la matriz de especificaciones del modelo apropiado. Las ecuaciones que define el modelo son:

$$\begin{aligned} Y_1 &= \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_1^2 + \beta_3 x_1^3 + \dots + \beta_p x_1^p + E_1 \\ Y_2 &= \beta_0 + \beta_1 x_2 + \beta_2 x_2^2 + \beta_3 x_2^3 + \dots + \beta_p x_2^p + E_2 \\ Y_3 &= \beta_0 + \beta_1 x_3 + \beta_2 x_3^2 + \beta_3 x_3^3 + \dots + \beta_p x_3^p + E_3 \\ &\cdot \dots\dots\dots(28) \\ &\cdot \\ &\cdot \\ Y_n &= \beta_0 + \beta_1 x_n + \beta_2 x_n^2 + \beta_3 x_n^3 + \dots + \beta_p x_n^p + E_n \end{aligned}$$

A partir de esas ecuaciones, es fácil ver:

$$X = \begin{bmatrix} 1 & x_1 & x_1^2 & \cdot & \cdot & \cdot & x_1^p \\ 1 & x_2 & x_2^2 & & & & x_2^p \\ 1 & x_3 & x_3^2 & & & & x_3^p \\ \cdot & \cdot & \cdot & & & & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & & & & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & & & & \cdot \\ 1 & x_n & x_n^2 & \cdot & \cdot & \cdot & x_n^p \end{bmatrix} \dots\dots\dots(29)$$

Desde este punto, el análisis es idéntico al del modelo lineal general.

Gráficas

Es necesario realizar las gráficas de cada uno de los parámetros para conocer el comportamiento de cada una de ellas con respecto al gasto de agua debido a que este gasto es el que se quiere disminuir y es necesario conocer el comportamiento de cada una de las propiedades con respecto al gasto de agua ya que se sabe que el comportamiento de esta propiedades es variable y se pretende evaluar las propiedades del yacimiento y de los geles en diferentes escenarios para que se conozcan diferentes comportamientos como el lineal, exponencial, potencial y logarítmico.

Ecuaciones Lineales

Una ecuación de primer grado o ecuación lineal es un planteamiento de igualdad, involucrando una o más variables a la primera potencia, que no contiene productos entre las variables, es decir, una ecuación que involucra solamente sumas y restas de una variable a la primera potencia. En el sistema cartesiano representan rectas. Una forma común de ecuaciones lineales es:

$$y = m \cdot x + b \dots\dots\dots(30)$$

Donde *m* representa la pendiente y el valor de *b* determina la ordenada al origen (el punto donde la recta corta al eje y. Fig. 4.4.1).

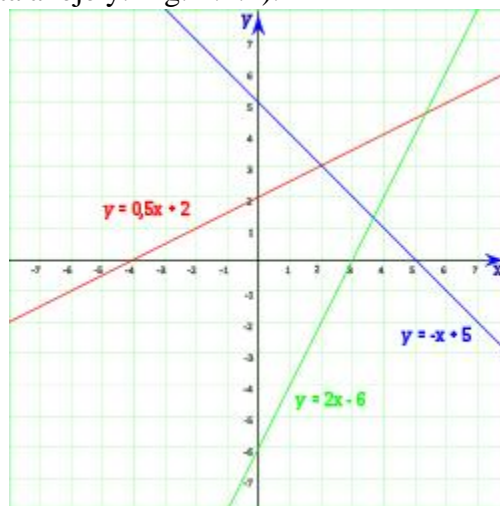


Fig. A.2.3 Ejemplo gráfico de ecuaciones lineales.

Gráfica Exponencial

Al igual que π , e es un número irracional donde $e = 2.71828\dots$. La notación e para este número fue dada por Leonhard Euler (1727). Para un número real x , la ecuación define a la función exponencial de base e .

$$f(x) = e^x \dots\dots\dots(31)$$

Sea a un número real positivo. La función que a cada número real x le hace corresponder la potencia a^x se llama función exponencial de base a y exponente x . Como $a^x > 0$ para todo $x \in \mathbb{R}$, la función exponencial es una función de \mathbb{R} en \mathbb{R}^+ .

Sea a un número real positivo. La función que a cada número real x le hace corresponder la potencia a^x se llama función exponencial de base a y exponente x . Como $a^x > 0$ para todo $x \in \mathbb{R}$, la función exponencial es una función de \mathbb{R} en \mathbb{R}^+ (Fig. 4.4.2).

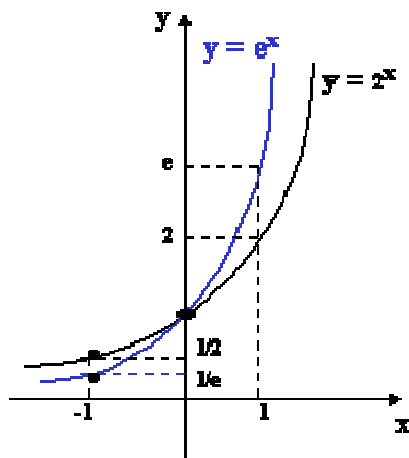


Fig. A.2.4 Función exponencial

La función exponencial e^x puede ser definida de diversas maneras equivalentes entre sí, como una serie infinita. En particular puede ser definida como una [serie de potencias](#):

$$e^x = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{x^n}{n!} = 1 + x + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^3}{3!} + \frac{x^4}{4!} + \dots \dots\dots(32)$$

o como el límite de la [sucesión](#):

$$e^x = \lim_{n \rightarrow \infty} \left(1 + \frac{x}{n} \right)^n \dots\dots\dots(33)$$

Gráficas de Potenciación

La potenciación es una expresión matemática que incluye dos términos denominados: base a y exponente n .

Se escribe a^n , y se lee: « a elevado a n ». Su definición varía según el conjunto numérico al que pertenezca el exponente:

Cuando el exponente es un número natural, equivale a [multiplicar](#) un número por sí mismo varias veces: el exponente determina la cantidad de veces.

$$a^n = \underbrace{a \times \dots \times a}_n \dots\dots\dots(35)$$

La representación gráfica de una potencia par tiene la forma de una **parábola**. Su vértice se sitúa en el punto (0, 0), es decreciente en el segundo cuadrante y creciente en el primero.

La representación gráfica de una potencia impar son dos ramas de parábola. Tiene un punto de inflexión en el vértice (0, 0), es siempre creciente, y ocupa el tercer y primer cuadrante.

Dichas curvas son **continuas** y **derivables** para todos los reales un ejemplo se representa en la gráfica 4.4.3.

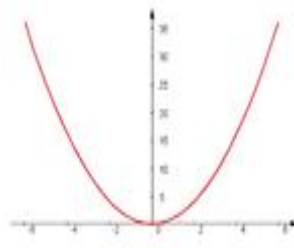


Fig. A.2.5 Gráfico de $y = x^2$

Grafica Logarítmica

Es la función inversa de la función exponencial y se denota de la siguiente manera: $y = \log_a x$, con $a > 0$ y distinto de 1.

Se le llama función Logarítmica a toda función cuya expresión sea de la forma:

$$f(x) = \text{Log}_a x \quad (a \in \mathbb{R} ; a > 0 \text{ y } a \neq 1) \dots \dots \dots (34)$$

Las propiedades generales de la función logarítmica se deducen a partir de las de su inversa, la función exponencial (Fig. 4.4.4). Así, se tiene que:

- La función logarítmica sólo existe para valores de x positivos, sin incluir el cero. Por tanto, su dominio es el intervalo $(0, +\infty)$.
- Las imágenes obtenidas de la aplicación de una función logarítmica corresponden a cualquier elemento del conjunto de los números reales, luego el recorrido de esta función es \mathbb{R} .
- En el punto $x = 1$, la función logarítmica se anula, ya que $\log_a 1 = 0$, en cualquier base.
- La función logarítmica de la base es siempre igual a 1.
- Finalmente, la función logarítmica es continua, y es creciente para $a > 1$ y decreciente para $a < 1$.

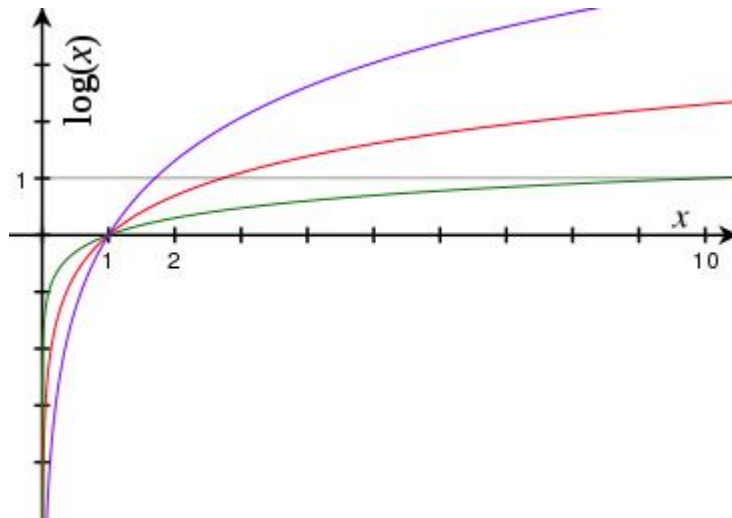


Fig. A.2.6 Representación gráfica de logaritmos en varias bases:
 el rojo representa el logaritmo en base e ,
 el verde corresponde a la base 10,
 y el púrpura al de la base 1,7.

La gráfica de la función logarítmica es simétrica (respecto a la bisectriz del 1er y 3er cuadrante) de la gráfica de la función exponencial, ya que son funciones recíprocas o inversas entre sí (Fig. 4.4.5).

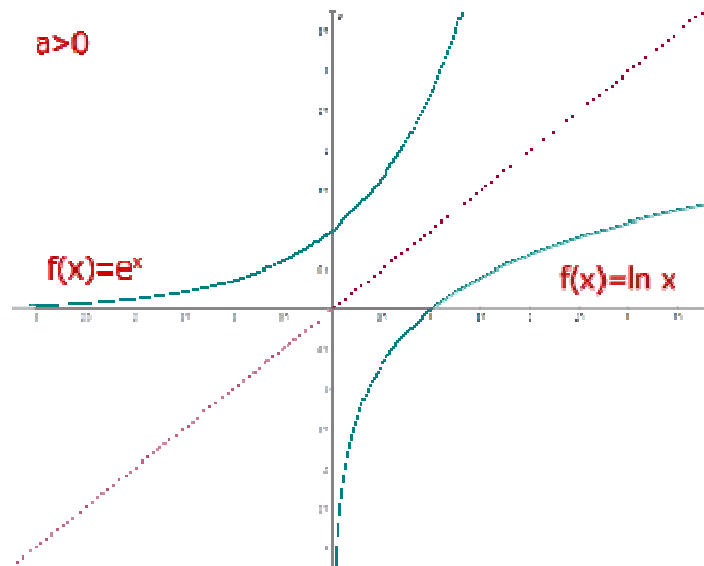


Fig. A.2.7 Función Logarítmica

APÉNDICE 3

CÓDIGO DE LA MACRO PARA LA SOLUCIÓN DE UNA MATRIZ INVERSA DE 14 X 51

```
Sub Macro1()  
,  
' Macro1 Macro  
' Macro grabada el 19/06/2010 por Vane  
,  
,  
  
ActiveWindow.ScrollRow = 2  
ActiveWindow.ScrollRow = 3  
ActiveWindow.ScrollRow = 4  
ActiveWindow.ScrollRow = 5  
ActiveWindow.ScrollRow = 6  
ActiveWindow.ScrollRow = 7  
ActiveWindow.ScrollRow = 8  
ActiveWindow.ScrollRow = 9  
ActiveWindow.ScrollRow = 10  
ActiveWindow.ScrollRow = 11  
ActiveWindow.ScrollRow = 13  
ActiveWindow.ScrollRow = 14  
ActiveWindow.ScrollRow = 16  
ActiveWindow.ScrollRow = 19  
ActiveWindow.ScrollRow = 20  
ActiveWindow.ScrollRow = 21  
ActiveWindow.ScrollRow = 23  
ActiveWindow.ScrollRow = 24  
Range("A53:AY66").Select  
ActiveWindow.ScrollColumn = 46  
ActiveWindow.ScrollColumn = 45  
ActiveWindow.ScrollColumn = 42  
ActiveWindow.ScrollColumn = 40  
ActiveWindow.ScrollColumn = 37  
ActiveWindow.ScrollColumn = 36  
ActiveWindow.ScrollColumn = 34  
ActiveWindow.ScrollColumn = 32  
ActiveWindow.ScrollColumn = 30  
ActiveWindow.ScrollColumn = 28  
ActiveWindow.ScrollColumn = 23  
ActiveWindow.ScrollColumn = 22  
ActiveWindow.ScrollColumn = 20  
ActiveWindow.ScrollColumn = 19  
ActiveWindow.ScrollColumn = 17  
ActiveWindow.ScrollColumn = 16  
ActiveWindow.ScrollColumn = 14  
ActiveWindow.ScrollColumn = 13  
ActiveWindow.ScrollColumn = 11
```

ActiveWindow.ScrollColumn = 10
ActiveWindow.ScrollColumn = 9
ActiveWindow.ScrollColumn = 8
ActiveWindow.ScrollColumn = 7
ActiveWindow.ScrollColumn = 6
ActiveWindow.ScrollColumn = 5
ActiveWindow.ScrollColumn = 3
ActiveWindow.ScrollColumn = 2
ActiveWindow.ScrollColumn = 1
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=TRANSPOSE(R[-52]C:R[-2]C[13])"
Selection.FormulaArray = "=TRANSPOSE(R[-52]C:R[-2]C[13])"
ActiveWindow.ScrollRow = 22
ActiveWindow.ScrollRow = 23
ActiveWindow.ScrollRow = 24
ActiveWindow.ScrollRow = 25
ActiveWindow.ScrollRow = 28
ActiveWindow.ScrollRow = 29
ActiveWindow.ScrollRow = 30
ActiveWindow.ScrollRow = 31
ActiveWindow.ScrollRow = 33
ActiveWindow.ScrollRow = 34
ActiveWindow.ScrollRow = 35
ActiveWindow.ScrollRow = 36
ActiveWindow.ScrollRow = 37
ActiveWindow.ScrollRow = 39
ActiveWindow.ScrollRow = 40
ActiveWindow.ScrollRow = 41
ActiveWindow.ScrollRow = 42
ActiveWindow.ScrollRow = 43
ActiveWindow.ScrollRow = 44
ActiveWindow.ScrollRow = 45
ActiveWindow.ScrollRow = 46
Range("A68:N81").Select
ActiveWindow.LargeScroll Down:=-2
ActiveWindow.ScrollRow = 3
ActiveWindow.ScrollRow = 5
ActiveWindow.ScrollRow = 10
ActiveWindow.ScrollRow = 12
ActiveWindow.ScrollRow = 14
ActiveWindow.ScrollRow = 20
ActiveWindow.ScrollRow = 22
ActiveWindow.ScrollRow = 24
ActiveWindow.ScrollRow = 25
ActiveWindow.ScrollRow = 27
ActiveWindow.ScrollRow = 29
ActiveWindow.ScrollRow = 30
ActiveWindow.ScrollRow = 32
ActiveWindow.ScrollRow = 33
ActiveWindow.ScrollRow = 35
ActiveWindow.ScrollRow = 36

ActiveWindow.ScrollRow = 37
 ActiveWindow.ScrollRow = 39
 ActiveCell.FormulaR1C1 = "=MMULT(R[-15]C:R[-2]C[50],R[-67]C:R[-17]C[13])"
 ActiveWindow.ScrollRow = 34
 ActiveWindow.ScrollRow = 35
 ActiveWindow.ScrollRow = 37
 ActiveWindow.ScrollRow = 38
 ActiveWindow.ScrollRow = 39
 ActiveWindow.ScrollRow = 40
 ActiveWindow.ScrollRow = 41
 ActiveWindow.ScrollRow = 42
 ActiveWindow.ScrollRow = 44
 ActiveWindow.ScrollRow = 45
 ActiveWindow.ScrollRow = 46
 ActiveWindow.ScrollRow = 47
 ActiveWindow.ScrollRow = 49
 ActiveWindow.ScrollRow = 50
 ActiveWindow.ScrollRow = 52
 ActiveWindow.ScrollRow = 53
 ActiveWindow.ScrollRow = 54
 ActiveWindow.ScrollRow = 55
 Selection.FormulaArray = "=MMULT(R[-15]C:R[-2]C[50],R[-67]C:R[-17]C[13])"
 Range("A83:N96").Select
 ActiveCell.FormulaR1C1 = "=MINVERSE(R[-15]C:R[-2]C[13])"
 Selection.FormulaArray = "=MINVERSE(R[-15]C:R[-2]C[13])"
 Range("A98:A111").Select
 ActiveCell.FormulaR1C1 = "=MMULT(R[-45]C:R[-32]C[50],R[-97]C[15]:R[-47]C[15])"
 Selection.FormulaArray = "=MMULT(R[-45]C:R[-32]C[50],R[-97]C[15]:R[-47]C[15])"
 ActiveWindow.ScrollRow = 64
 ActiveWindow.ScrollRow = 66
 ActiveWindow.ScrollRow = 67
 ActiveWindow.ScrollRow = 68
 ActiveWindow.ScrollRow = 69
 ActiveWindow.ScrollRow = 70
 ActiveWindow.ScrollRow = 71
 ActiveWindow.ScrollRow = 73
 ActiveWindow.ScrollRow = 74
 ActiveWindow.ScrollRow = 75
 ActiveWindow.ScrollRow = 76
 Range("B111").Select
 ActiveWindow.SmallScroll Down:=13
 Range("A113:A126").Select
 ActiveCell.FormulaR1C1 = "=MMULT(R[-30]C:R[-17]C[13],R[-15]C:R[-2]C)"
 Selection.FormulaArray = "=MMULT(R[-30]C:R[-17]C[13],R[-15]C:R[-2]C)"
 ActiveWindow.ScrollRow = 79
 ActiveWindow.ScrollRow = 80
 ActiveWindow.ScrollRow = 81
 ActiveWindow.ScrollRow = 82

```
ActiveWindow.ScrollRow = 83
ActiveWindow.ScrollRow = 84
ActiveWindow.ScrollRow = 85
ActiveWindow.ScrollRow = 86
ActiveWindow.ScrollRow = 87
ActiveWindow.ScrollRow = 88
ActiveWindow.ScrollRow = 89
ActiveWindow.ScrollRow = 90
ActiveWindow.ScrollRow = 91
Range("C120").Select
End Sub
```

BIBLIOGRAFÍA

- Thin Polyarylamide gels for water control in high-permeability production Wells. SPE 22785. A. Zaitoun, R. Rahbari and N. Kohlen, 1991, Pp. 263-272.
- Application of low-Toxicity Crosslinking systems in production of thermally stable gels SPE/DOE 27826. Ahmad Moradi, Araghi Philips, 1994, Pp. 483-491.
- Studies on phenol-formaldehyde crosslinked polymer gels in bulk and in porous media. SPE 28983 Paola Albonica, Martin Bartosek, Alberto Malandrino, 1995, Pp. 403-415.
- Mechanistic Reservoir Modeling Improves fissure treatment gel design in horizontal injectors, SPE 56743, O'Brien W, Stratton J.J, Lane R.H, 1999, Pp.3-6.
- Water Control Diagnostic Plots, SPE 30775, Chan K.S, Octubre 1995.
- Chemical System for water and gas control: terminology, evaluation methods, candidate selection, and expectations. SPE 65415. C. Wouter Botermans, E. Dwayann, J. Dahl, David Smith, 2001, Pp. 1-13.
- Field applications of low molecular-weight polymer activated with an organic crosslinker for water conformance in south México SPE 90449. Roger P. Ortiz, Polo Rafael Rodríguez Monroy, Nelson Toledo, E. Dwayann, Larry Eoff, Don Everett, 2004, Pp.1-5.
- General coning correlations based on mechanistic studies SPE 20742, S.H. Lee, WB Tung, 1996, Pp. 269-282.
- "Water cut control methods", by PTTC's West Coast Region on February 25, 1999, in Long Beach, CA.
- Crombie A, Halford F, McNeal R, Thomas E. C, Mellbouine G, Mullins O.C, "Innovations in Wellbore fluid Sampling". Oilfield Review 10, N° 3, Pp. 26-41, 1996.

- “Attenuation of water coning dual completion technology”, Y. Ould-amer, S. chikh, H, Naji., Journal of Petroleum Science & Engineering.
- “Gel treatment in production wells with water-coning problems”, 1992, Pp. 109-122.
- L.L Schramm, E. Isaacs, A.K Singhal, B. Hawkins, “Technology development for conventional petroleum reservoirs”, 2000.
- “Successful combination of an organically crosslinked polimer system and a rigid-setting material for conformance control in México”, Carlos Deolate, and Julio Vasquez, Eduardo Soriano and Arturo Santillan.
- Bill Bailey, Mike Crabtree, Jeb Tyrie, “Control del agua”, Oil Field Recovery
- “Water Shutoff, Randy Seright”, Curso, IMP, 2008
- “Manejo de la producción de agua: de residuo a recurso”, Richard Arnold, universidad estatal de nuevo México.
- , Tarek Ahmed, “Reservoir Engineering”, Handbook British Library Cataloging-in-Publication Data, third edition
- D.G. Kleinbaum, L.L. Kupper, K.E. Muller “Applied Regression Analysis ad Other Multivariables Methods”, PWS-KENT Publishing Company. 1988.
- Elphick J., Seright R., “A classification of water problem types” Conferencia de la red educative Houston, Texas, Agosto, 1997.
- Patente: “Use of Gradient Barrier in a Secondary Recovery Operation to Inhibit Water Coning”, CA989301
- Patente: “Water-Wetting Treatment for Reducing Water Coning in an Oil Reservoir”, CA2018951, Kisman, Kennet Edwin, 1989
- Patente: “Treatment for Reducing Water Coning in an Oil Reservoir CA2018952”, Kisman, Kennet Edwin, Russell Boyd, 1989, Pp. 1-4

- Patente: “Blocking Water Coning in Oil and Gas Producing Reservoir” CA2096764, Johnston, Everett Lee, Moradi-Araghi, Ahmed, 1989.
- Patente: “Biocide for well stimulation and treatment fluids”, CA2659383, Starke Roland Joe, Monteith Geoffrey, Allen Aften, Carl Wihelm, 2008, Pp. 1-21
- Patente: “Polymer well treating method”, US4532052, Jimie D. Weaver, Laurence, 1985, Pp.1-70
- Patente: “Oil reservoir permeability control”, US5003006
- Patente: “Water-wetting treatment for reducing water coning in an oil reservoir”, US5060730
- Patente: “Blocking water coning in oil and gas producing reservoirs”, US5259453
- Patente: “Use of a gelling composition in waste treatment or solar ponds”, US5368412
- Patente: “Hydrophobically modified polymers for water control”, US6803348B2
- Patente: “Disproportionate permeability reduction using a viscoelastic surfactant”, Wo2009136363 20091112
- Patente: “Blocking water coning in oil and gas producing reservoirs” US5259453, Everett, L. Johnston, 1993.
- <http://www.uprh.edu/~eudez/web%20mecu/docsPDFdeMECU/leccion5.PDF>
- <http://huitoto.udea.edu.co/Matematicas/2.1.html>
- <http://bc.inter.edu/facultad/ntoro/expow.htm>
- <http://www.hiru.com/matematicas/funcion-logaritmica>
- http://www.vitutor.com/fun/2/c_14.html