

01153



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

PROYECTO TERMINAL

**"APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE CONTROL DE
AGUA EN EL DISTRITO POZA RICA"**

QUE PARA OBTENER EL DIPLOMA DE
ESPECIALISTA EN PERFORACIÓN DE POZOS
PETROLEROS

PRESENTA:

JORGE ARTURO GONZÁLEZ ZAVALA

DIRECTOR DE PROYECTO :

M. EN I. TEÓDULO GUTIÉRREZ ACOSTA

ENERO DE 2005



m. 340722



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA
CIENCIAS DE LA TIERRA

Aplicación de la Técnica de Control de Agua en el Distrito Poza Rica

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

Facultad de Ingeniería

División de Ingeniería

Ciencias de La Tierra

Jorge Arturo González Zavala

Trabajo Terminal para obtener el título de
Especialista en Perforación Y Mantenimiento de Pozos

Director de tesis: Teodulo Gutiérrez Acosta

Ciudad Universitaria 25 de octubre 2000

Con eterna gratitud y respeto, a mi madre:

Armantina Zavala Ortega

De quien siempre he recibido todo el apoyo para continuar superándome en mi formación profesional.

A mi esposa Rosalinda Cristóbal Pérez y mi hijo Jorge Arturo González Cristóbal, quien con amor y comprensión, desea mi superación cada día.

A mis amigos:

Efren Porras Falcon

Hector Hernández Muñoz

José López Hernández

Nicolas Rodríguez Saucedo

Por todo el apoyo y confianza recibida

Agradezco a UPMP:

Por haber hecho realidad esta especialización.

A todos los compañeros de la Unidad Operativa
Poza Rica que de una u otra manera
contribuyeron al logro de esta meta.

A mi director de tesis: Teodulo Gutiérrez Acosta
Por todo su apoyo y ejemplo de superación
personal.

A todos ellos gracias.....
Jorge A. Gonzalez Zavala

RESUMEN

Para la elaboración de estos trabajos se tomo en cuenta la información del yacimiento, la historia de producción de agua, y el estado mecánico del pozo. La información recopilada, se proceso en el Software Xero de control de agua.

Donde se tienen dos propósitos principales:

- 1.- Identificar, en forma de probabilidad individual, las posibles causas que originan la producción de agua.
- 2.- Con base en el problema identificado, se diseña el tratamiento adecuado.

Este análisis se divide en tres etapas:

- a.- Información del yacimiento y del pozo.
- b.- Identificación de las posibles causas que originan la producción del agua.
- c.- Diseño de los fluidos recomendados y la cédula de bombeo.

Cabe mencionar, que el programa de computo xero, optimiza el trabajo si se alimenta con datos veraces, pero es necesario hacer uso de tecnología de punta, para una mejor selección de la alternativa a tomar.

CONTENIDO

Página

I.	INTRODUCCION.....	1
II.	PROBLEMÁTICA DE PRODUCCION DE AGUA	
	II. 1 Problemas de flujo en la vecindad del pozo	
	II. 1.1 Cementación deficiente.....	3
	II. 1.2 Fugas en tubería de revestimiento.....	3
	II. 1.3 Estimulaciones frecuentes en la vecindad del pozo.....	4
	II. 2 Problemas del yacimiento que originan alta producción de agua	
	II. 2.1 Canales de alta permeabilidad por fisuras naturales y fracturas inducidas.....	5
	II. 2.2 Conificación de agua.....	5
	II. 2.3 Estrato de alta conductividad.....	6
III.	HERRAMIENTAS PARA LA IDENTIFICACION DEL PROBLEMA	
	III. 1 Inyección de trazadores.....	7
	III. 2 Registros.....	7
	III. 3 Curvas de diagnostico.....	8
IV.	BLOQUEADORES DE AGUA	
	IV. 1 Métodos de control de agua.....	13
	IV. 2 Tipos de tratamientos.....	13
	IV. 3 Sistemas poliméricos.....	13
	IV. 4 Sistemas inorgánicos.....	15
	IV. 5 Sistemas de gelificación retardada.....	15

V. ANTECEDENTES DEL CAMPO SANTA AGUEDA

V. 1 Localización del campo santa agueda.....	17
V. 2 Antecedentes de explotación del campo.....	19
V. 3 Historia presión – producción del campo santa agueda.....	20
V. 4 Estado actual del campo santa agueda.....	21
V. 5 Ubicación de los pozos Santa Agueda 34 y 45.....	22

VI. ANALISIS DE CASOS PRACTICOS EN EL CAMPO SANTA AGUEDA, POZOS 34 Y 45

VI. 1 Información para él diagnostico del origen de agua, pozo santa agueda 34 y 45	
VI. 1.1 Información del yacimiento.....	23
VI. 1.2 Información del pozo.....	24
VI. 1.3 Historia de intervenciones.....	24
VI. 1.4 Comportamiento del pozo.....	25
VI. 1.5 Datos de la producción de agua.....	25
VI. 1.6 Información del estado mecánico del pozo.....	26
VI. 1.7 Resultados de la simulación programa xero.....	26
VI. 2 Diseño del tratamiento para los pozos santa agueda 34 y 45.....	27
VI. 2.1 Sistema polímero.....	27
VI. 2.2 Sistema cemento.....	28
VI. 3 Consideraciones generales operativas.....	31
VI. 4 Ejecución de la operación y tratamiento.....	34
VI. 5 Resultados de aplicación, tecnica control de agua.....	39
VI. 6 conclusiones.....	41
VI. 7 Analisis de rentabilidad	
VI. 7.1 Costos de operación control de agua.....	42
VI. 7.2 Analisis economico.....	44

VII. PROPUESTA CONTROL DE AGUA, POZO ACUATEMPA 4	
VII. 1 Objetivo.....	47
VII. 2 Análisis nodal.....	47
VII. 3 Información para el diagnostico de origen de agua, pozo acuatempa 4	
VII. 3.1 Información del yacimiento.....	49
VII. 3.2 Información del pozo.....	50
VII. 3.3 Historia de intervenciones.....	50
VII. 3.4 Comportamiento del pozo.....	50
VII. 3.5 Datos de la producción de agua.....	51
VII. 3.6 Información del estado mecánico del pozo.....	51
VII. 3.7 Resultados cualitativos de la simulación programa xero.....	52
VII. 3.8 Diseño del tratamiento gel sellante y cemento.....	52
VII. 3.9 Volumen del tratamiento.....	53
VII. 4 Recomendaciones adicionales antes del tratamiento.....	55
VII. 5 Programa operativo del pozo acuatempa 4.....	56
VII. 6 Evaluación económica.....	60
VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	61
IX. BIBLIOGRAFIA.....	65

CAPITULO I

INTRODUCCION

Uno de los grandes problemas de los campos productores que se encuentran en su etapa final de explotación, es la conificación de agua, debido principalmente a que durante su etapa productiva fueron puestos en producción a grandes ritmos, lo que impacta de manera notable en el porcentaje de producción de aceite.

En el área Faja de Oro del Distrito Poza Rica, los campos que se explotan en la formación Cretacico el “Abra”, por su proximidad con el Golfo de México, reciben una influencia mucho mayor por empuje hidráulico, derivando esto en una producción significativa de agua.

Como una alternativa de solución a este problema, las técnicas de control de agua son de vital importancia para que estos pozos continúen en producción. La tecnología de punta, como inyección de trazadores, registros y curvas de diagnostico nos ayuda a identificar y hacer un diagnostico del origen de entrada de agua al pozo.

Otra de las tecnologías con que se cuenta hoy en día, es el apoyo de softwares, que nos permiten al alimentarlos con todos los datos del pozo y del yacimiento, obtener un resultado que nos permita analizar información integrada, para la evaluación del problema.

Los Campos Santa Agueda y Acuatempa del Distrito Poza Rica, fueron elegidos para aplicarles la Técnica de Control de Agua por los altos porcentajes de agua que presentan y por reunir los mejores parámetros para la ejecución de esta prueba.

CAPITULO II

PROBLEMATICA DE PRODUCCION DE AGUA

El principal problema técnico, que enfrenta el ingeniero, que analiza la alta producción de agua en pozos petroleros, es la identificación del origen de la invasión, para lo cual, es necesario como primer paso identificar si el comportamiento de los problemas, es principalmente debido a los efectos del pozo o del yacimiento.

II. 1 Problemas de flujo en la vecindad del pozo

II. 1.1 Cementación deficiente

Existen diferentes factores que pueden explicar la existencia de una pobre cementación, en principio la exposición del cemento a condiciones de alta presión y temperatura, que causan deterioro a las condiciones del mismo, dando origen a potenciales canalizaciones detrás de la tubería de revestimiento, mas aun, si durante la cementación primaria se encontraron problemas de zonas de baja presión y migración de gas, aumenta la potencialidad de presentarse esta canalización. (Fig. 1).

II. 1.2 Fugas en tuberías de revestimiento

Se presenta cuando la tubería de revestimiento presenta daño por corrosión, rotura por el paso de herramientas o una mala conexión al correrla dentro del pozo, permitiendo con esto la entrada de agua al pozo. (Fig. 1)

II. 1.3 Estimulaciones frecuentes en la vecindad del pozo

En rocas calizas, trabajos de estimulaciones matriciales frecuentes, originan una disolución de la formación, causando socavaciones que pueden establecer comunicación con una zona de agua adyacente, igualmente, pudiese existir tanto en areniscas como en calizas fracturas selladas, cuyo material al contacto con el ácido se disuelve estableciendo un canal de comunicación con el agua.

Por ello el desgaste de la formación como resultado de estimulaciones de limpieza en la vecindad del pozo, puede originar flujo de agua. (Fig. 1)

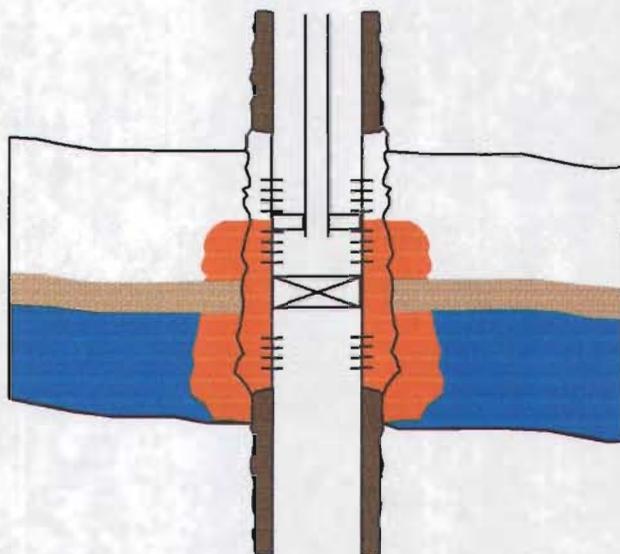


Fig. 1 Flujo en la vecindad del pozo

II. 2 Problemas del yacimiento que originan alta producción de agua.

II. 2.1 Canales de alta permeabilidad por fisuras naturales y fracturas inducidas

La presencia de un canal en la formación por fisuras naturales y/o de fracturamientos, establecen una comunicación hidráulica en el intervalo, esto permite que el agua de una zona emigre hasta el intervalo productor, causando un efecto negativo a la producción de aceite, los gastos críticos de producción tienen una influencia directa en la invasión a través de estas fisuras. (Fig. 2)

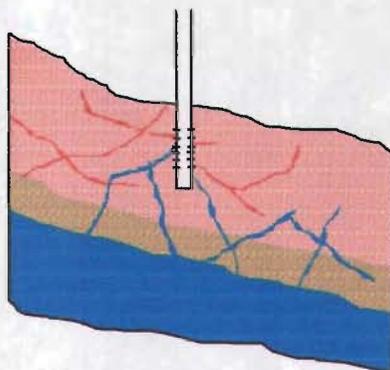


Fig. 2 canales de alta permeabilidad por fisuras o fracturas

II. 2.2 Conificación de agua

Este problema, se presenta cuando el intervalo abierto queda muy cerca del acuífero y el ritmo de explotación es alto, aunando a esto la condición de alta permeabilidad vertical del yacimiento. (Fig. 3)

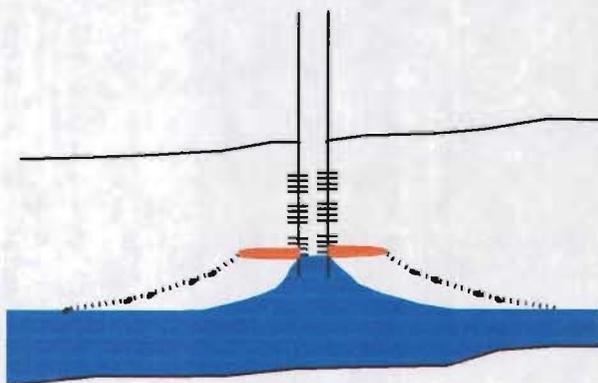


Fig. 3 conificación de agua

II. 2.3 Estrato de alta conductividad

Otras de las causas que originan producción de agua, se presenta formaciones de alta conductividad y permeabilidad vertical, cuando son expuestas a efectos de barrido de agua de inyección o en contacto con un acuífero muy activo. (Fig. 4)

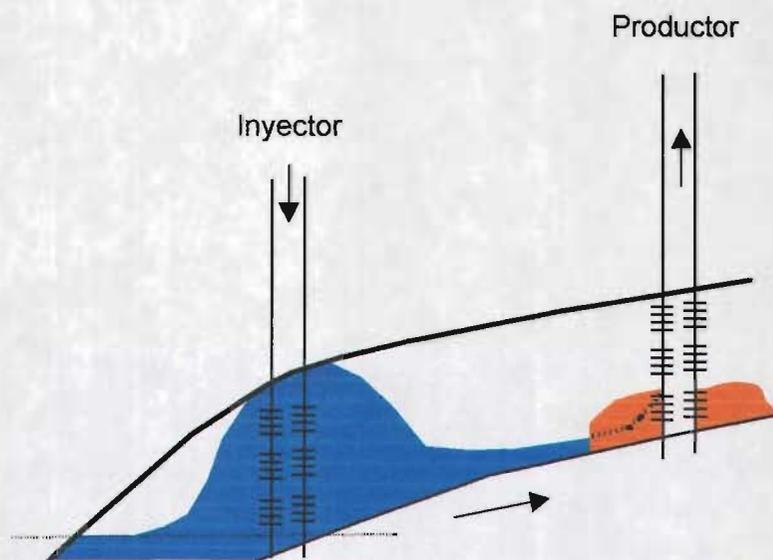


Fig. 4 Estrato de alta conductividad

CAPITULO III

HERRAMIENTAS PARA LA IDENTIFICACION DEL PROBLEMA

El avance tecnológico en el desarrollo de herramientas y registros, nos permite contar con diversas formas para identificar la posible causa que origina la entrada de agua al pozo.

III. 1 Inyección de trazadores

Radioactivos

Utilizados, para definir zonas de admisión de fluidos, el trazador de sólidos durante el bombeo, se adhiere a las paredes interiores de la formación, y se integra a la zona porosa de manera que el flujo no lo mueve de su lugar, así mismo, lo que no se adhiere a la formación se precipita en el fondo del pozo.

Fluorescentes

Con el uso de trazadores, se agregan tintas fluorescentes en el agua, a pozos de inyección y después monitorea el agua producida en pozos vecinos, o de observación para confirmar la presencia de estas tintas, esto puede dar una indicación inmediata de canales entre pozos.

III. 2 Registros

Espectral rayos gamma

Sirve para determinar la trayectoria del fluido trazador y la distancia relativa de este con el pozo, esta información, nos permite realizar una evaluación exacta del tratamiento.

Gradiomanometro

El registro, mide la densidad del fluido que circula dentro del pozo, lo que permite encontrar las zonas de invasión de agua.

Cementación (CBL)

El registro de adherencia del cemento nos permite definir la integridad del cemento atrás de la tubería de revestimiento, y en su caso mostrar falta de adherencia, lo que puede ser motivo para flujo y/o entrada de agua al pozo.

Resonancia magnética (MRIL)

Mide la porosidad de la formación y la cantidad de agua que esta libre a fluir e identifica con precisión los contactos de fluidos, así como zonas productoras desviadas y productoras de baja resistividad e intervalos productores sin aportación de agua.

Flujo de agua atrás de tubería (WFL)

El registro permite mediante la activación del oxígeno contenido en el agua, identificar su origen y su dirección de propagación. Información fundamental para restablecer el aislamiento hidráulico del intervalo productor.

Saturación de aceite en yacimiento (RST)

Mediante perfiles bien definidos, este registro nos da información de la profundidad de los fluidos que saturan el yacimiento independientemente de la salinidad de su agua, mostrando zonas y contactos agua-aceite y aceite-gas, lo que permite ubicar la posible zona invasora de agua.

Decaimiento Termal (TDT)

El registro nos da la información de la profundidad de los fluidos que saturan el yacimiento, el cual debe usarse cuando el agua de formación sea de alta salinidad.

III. 3 Curvas de diagnostico

Las curvas para diagnostico, representan una técnica desarrollada para ayudar en la identificación del tipo de problema asociado, con producción de fluidos adversos. Basados en estudios de simulación se descubrió que la gráfica log-log de la relación agua-aceite en función del tiempo, presenta una tendencia típica asociada con los diferentes mecanismos de producción de agua.

Del análisis de la gráfica obtenida, determinamos el tipo de problema como se indica: Flujo en la vecindad del pozo (fig.5), Estrato de alta conductividad (fig.6), Conificación de agua (fig.7), Conificación madura (fig.8).

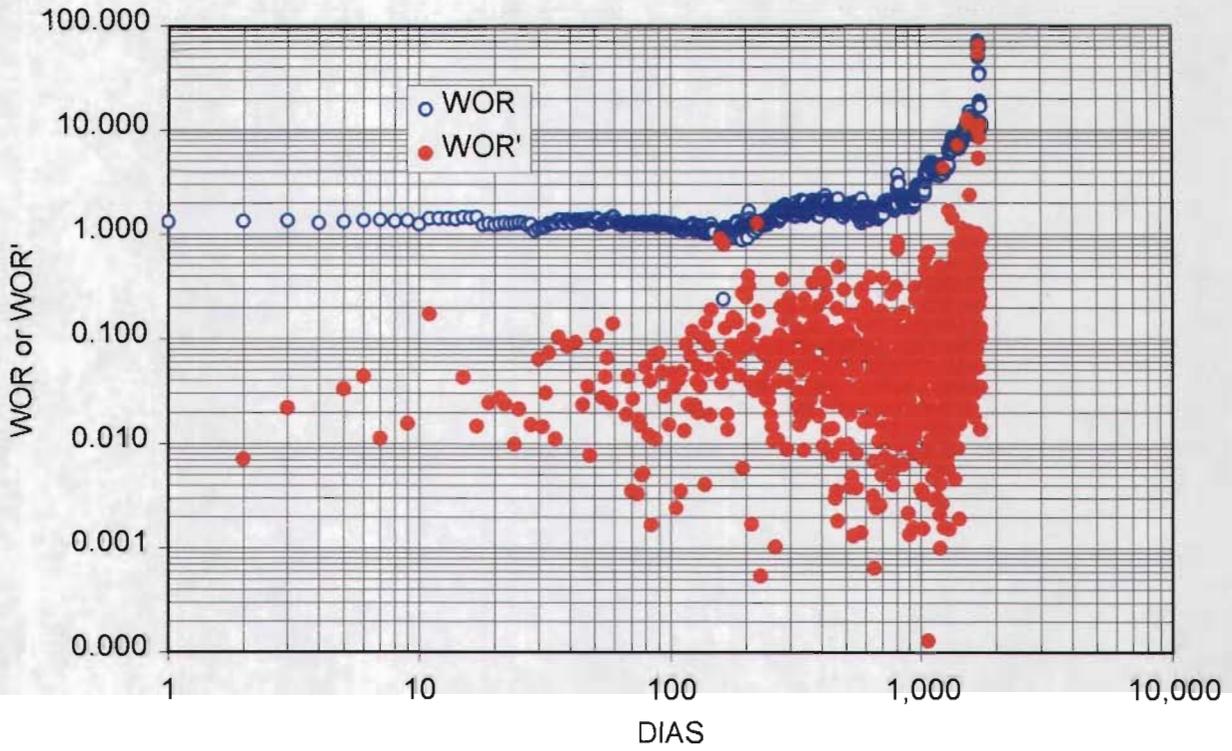


Fig. 5 Flujo en la vecindad del pozo

El comportamiento de flujo, con incremento vertical del WOR, es característico en pozos maduros, que presentan canalización de agua en la vecindad del pozo por efecto de inyección de agua o acuífero cercano.

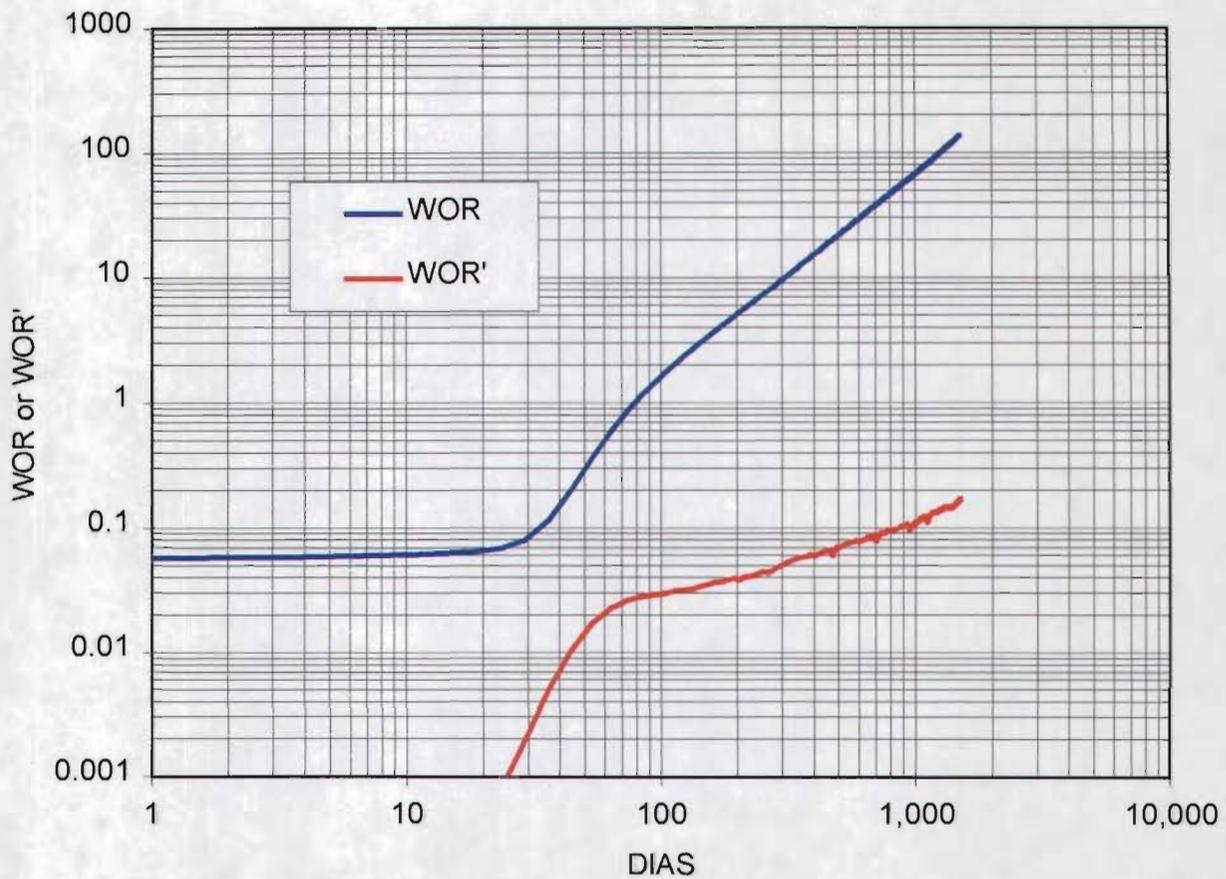


Fig. 6 Estrato de alta conductividad

En yacimientos con capas de alta conductividad, el comportamiento se mantiene constante en los primeros días de producción, hasta el rompimiento del agua donde se dispara en forma ascendente los valores de WOR.

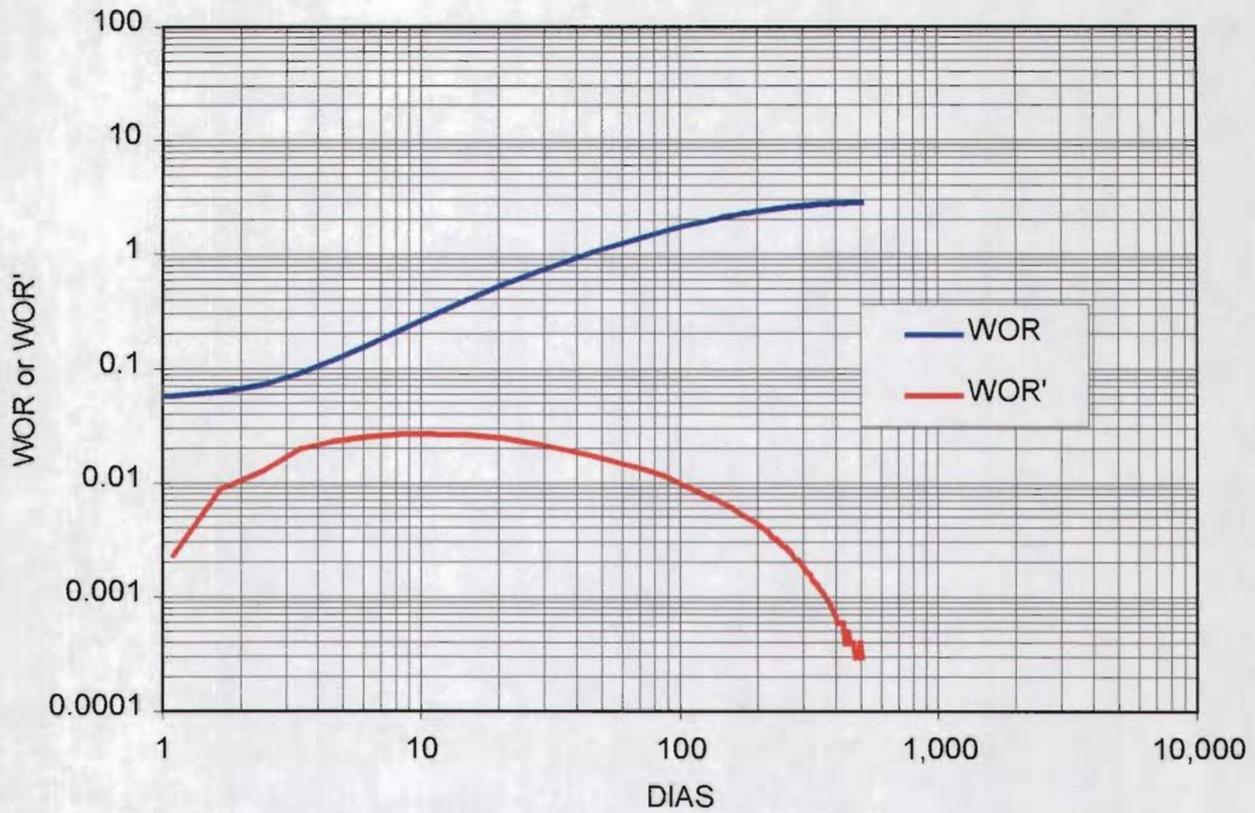


Fig. 7 Conificación de agua

El efecto de Conificación de agua generalmente se observa con incremento gradual del WOR, entre valores típicos de 1 a 10, y al momento del rompimiento de agua la WOR' decrece rápidamente.

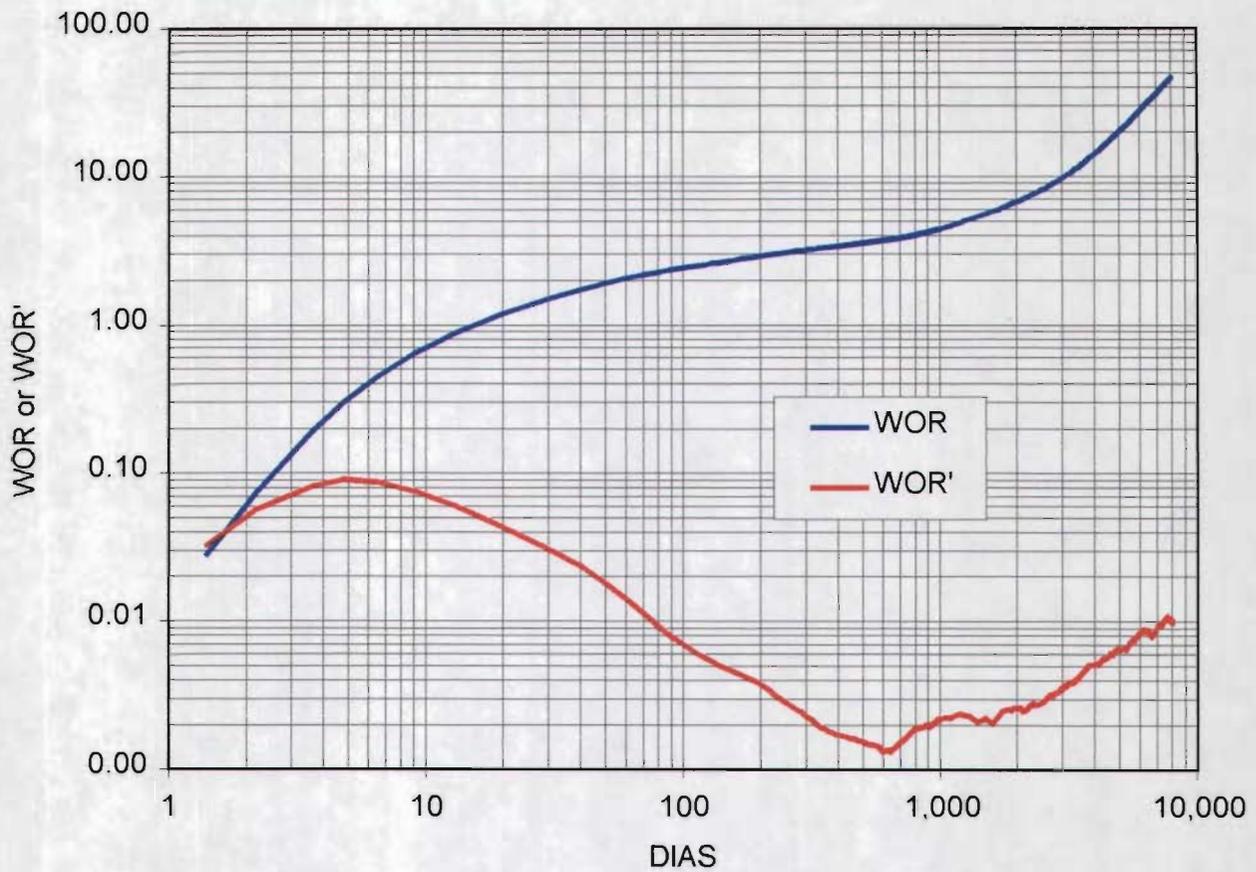


Fig. 8 Conificación madura

Cuando se desarrolla totalmente la Conificación hasta la frontera del yacimiento, la zona de agua actúa libremente en capas de alta conductividad, incrementando la WOR Y WOR' en forma constante.

CAPITULO IV

BLOQUEADORES DE AGUA

IV. 1 Métodos de control de agua

Existen básicamente dos métodos para el control de agua, uno mediante bloqueadores químicos con base en cemento normal y ultrafino (micromatriz), geles poliméricos e inorgánicos. El otro por medios mecánicos usando retenedores y/o tapones.

IV. 2 Tipos de tratamientos

Selectivos:

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

No-selectivo:

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

IV. 3 Sistemas Poliméricos

Existen diferentes sistemas desarrollados para el bloqueo de agua en medios porosos, incluyendo geles poliméricos, precipitados, resinas y cementos. Los sistemas basados en gel están clasificados en orgánicos e inorgánicos. Las reacciones de activación que forman el gel, son dependientes predominantemente en la concentración de polímero y el activador, con la velocidad de reacción que aumenta con la temperatura.

Poliacrilamidas

La tecnología de Poliacrilamidas reticuladas, esta constituida por un compuesto de alta concentración de polímero reticulado de bajo peso molecular, que permite, darle al mismo una estructura elástica de alta resistencia, impermeable al gas y es principalmente empleada para el control de producción de agua. Debido a sus características, puede penetrar en la matriz de la formación, en la vecindad del pozo y reducir su permeabilidad significativamente a cualquier clase de fluido.

Opera en un rango de temperatura de hasta 121 °C, dónde la reducción de la permeabilidad en una zona puede llegar, de acuerdo a las condiciones específicas de cada pozo hasta un 99%. Existe un agente para controlar el tiempo de trabajo cuando las temperaturas son mayores de 52 °C. Gracias a su bajo peso molecular, el agente gelificante hidrata mas rápidamente que otros materiales de cadenas largas, y su forma granular elimina problemas de polvo ó aglutinamiento asociado con finos. El agente reticulador y los aditivos de control de tiempo de trabajo son líquidos, lo que facilita su medida precisa.

Dicromatos

El primer activador con velocidad de reacción controlada, fué el dicromato, su velocidad de gelificación es dependiente de la reacción del agente reductor (trisulfato, bisulfato) con el dicromato, para formar cromo trivalente. El tiempo de gel es dependiente del pH alcanzado, la selección del agente reductor depende de las condiciones del yacimiento, siendo el parámetro más importante la temperatura. Con tiempo y temperatura el dicromato es reducido a cromo trivalente, el cual forma un enlace ionico con el polímero.

Metales quelantes

Existen diversos tipos de activadores que pueden ser utilizados en polímeros orgánicos base agua. Los más comunes son los metales quelados tales como el aluminio y el cromo, estos producen efectos como modificación del pH, salinidad e intercambio de iones metal entre el agente quelante y el polímero. Permitiendo que el polímero reemplace el agente quelante en el ion de metal formando el gel. Acetato de cromo, citrato de cromo, citrato de aluminio, todos pertenecen a esta categoría de agentes activadores.

Los agentes quelantes previenen la precipitación del hidróxido de metal y también actúan reduciendo el intercambio del ion metal, con la roca del yacimiento, por lo tanto reducen la adsorción y pérdida de metal activador.

IV. 4 Sistemas inorgánicos

Otros ejemplos de exclusión de agua incluyen el empleo de silicatos y microcementos, los cuales han sido propuestos con el propósito de formar precipitados en la matriz porosa.

Silicatos

Los geles base silicatos se forman cuando una solución de elevado pH (ejemplo, silicato de sodio), es mezclado con una de varios elementos reactivos. El elemento más popular incluye el cloruro de calcio, ácido clorhídrico y sales de amonio. Usualmente este gel tiende a comprimirse y expeler agua si las cantidades de las partes no son exactamente incorporadas. Las soluciones de silicatos poseen inicialmente un pH de 12 o mayor y gelifican al reducirse a valores de pH 9 a 11. También los silicatos pueden ser gelificados en aguas con alto contenido en sales con cationes multivalentes.

El pH puede ser reducido utilizando un activador, el cual puede ser seleccionado dependiendo de la temperatura de fondo y el retardador deseado. Sin embargo a temperaturas mayores de 121 °C la gelificación es reducida.

IV. 5 Sistema de gelificación retardada

Este sistema utiliza la precipitación del aluminio para reducir la permeabilidad de la formación. Esta compuesto de un agente de obturación y un activador, el cual puede ser mezclado en una gran variedad de salmueras. La solución no desarrolla viscosidad hasta que el activador se descompone térmicamente, causando que el sistema forme un gel rígido.

CAPITULO V

ANTECEDENTES DEL CAMPO SANTA AGUEDA

V. 1 Localización del campo Santa Agueda

El campo Santa Agueda se localiza aproximadamente a 18 km al N 30° E de la ciudad de Poza Rica y a 17 km del Golfo de México (fig. 9).

La formación productora es de edad Cretacica “el Abra”, geológicamente, el campo se ubica en la porción sur-central de la provincia geológica Tampico-Misantla en el trend arrecifal de la Faja de Oro Terrestre.

Con la integración e interpretación de información sísmica y apoyo geológico del área de estudio, se detecto un alto estructural en la porción noroeste del campo Santa Agueda, el cual presenta su propio cierre estructural.

➤ Fecha de descubrimiento	1953
➤ Reserva original (mmbpce)	147.23
➤ Reserva remanente (mmbpce) AL 01/ene/98	19.74
➤ Total de pozos	74
	Productores 69
	Bajo estructural 5
➤ Producción inicial (bpd)	12,943
➤ Producción máxima (bpd)	39,669
➤ Producción actual (bpd)	2,333
➤ Producción acumulada (mmbls)	108.560
➤ Relación reserva/producción (años)	24
➤ Formación productora	Cretacico “el Abra”
➤ Profundidad promedio	1500 m
➤ Aceite API	21
➤ Declinación	6.6 anual = 0.937

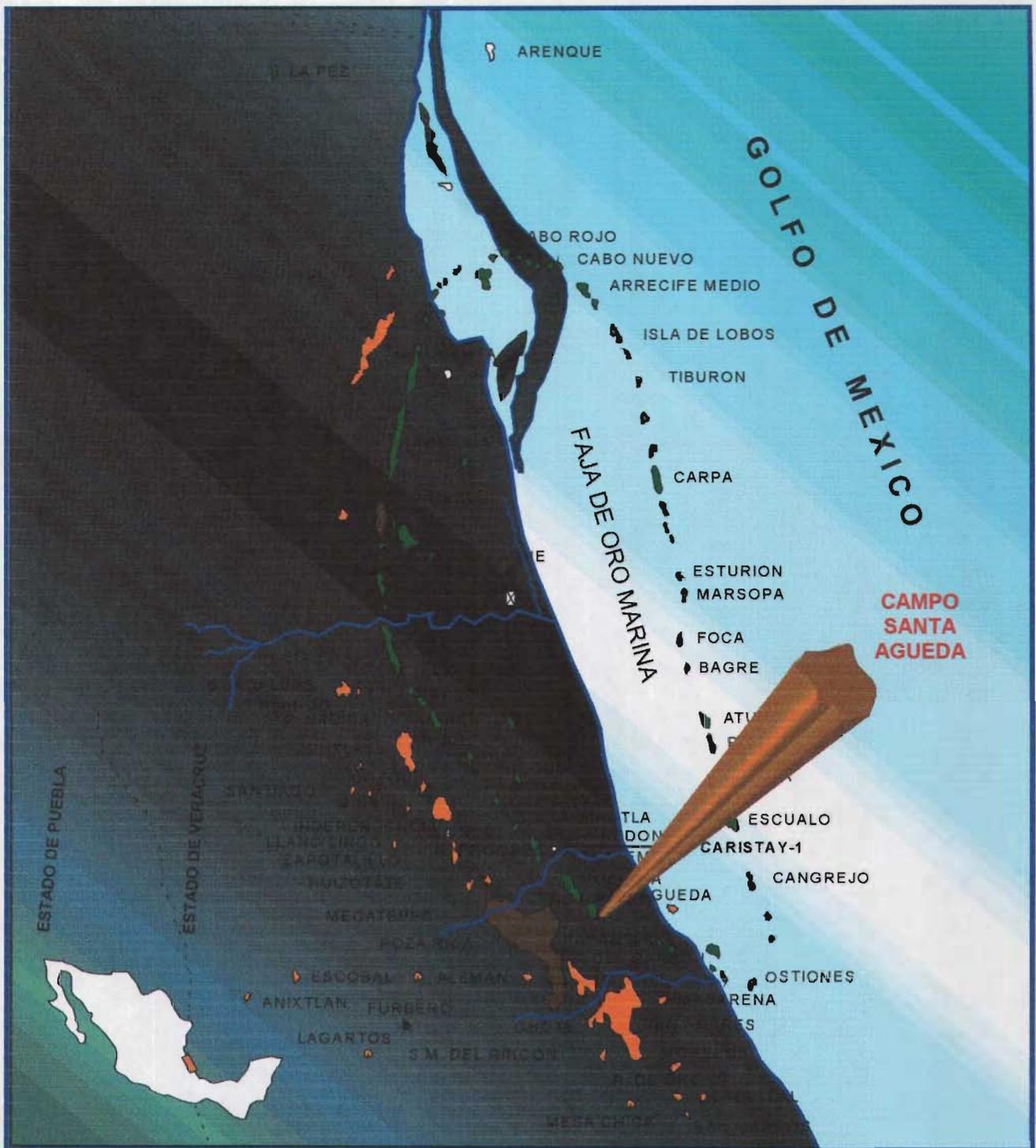


Fig. 9 Localización del campo

V. 2 Antecedentes de explotación del campo

El mecanismo de producción de los pozos del campo Santa Agueda, es de flujo de matriz (baja permeabilidad) hacia las fisuras naturales que se extienden a lo largo del yacimiento. El crudo del campo tiene una gravedad 21° API.

Históricamente tenemos, que para controlar la producción de agua, se han realizado consecutivos tapones de cementos seguidos por disparos en zonas superiores, esta técnica ha tenido éxito por mucho tiempo, manteniendo altas producciones de aceite, minimizando la producción de agua pero, el problema con este método es que algunas zonas fueron abandonadas con bajos porcentajes de agua (10 al 30%), dejando considerables reservas de aceite en las zonas abandonadas.

Una propuesta interesante, sería el reabrir los intervalos que fueron obturados con un bajo porcentaje de agua, donde, si la producción de aceite es substancial, se deberá seguir explotando hasta que el porcentaje de agua comience a ser un problema y luego intentar algún tratamiento de control de agua, de esta manera se podría recuperar las reservas de crudo que fueron abandonadas en el pasado.

Las gráficas de producción muestran, que luego de cerrar un pozo por varios días, la producción de aceite es mucho mayor que la producción promedio del pozo antes del cierre. Este comportamiento se debe a que por inhibición, el aceite fluye de la matriz a las fisuras, pero el gasto de la acumulación de aceite es limitado por la baja permeabilidad en la matriz, que limita el flujo de aceite hacia las fracturas.

V. 3 Historia Presión - Producción del Campo Santa Agueda

Al resultar productivo el pozo Santa Agueda 1, con una producción inicial de aceite de 3,283 bpd y alcanzando en el año de 1955 con 24 pozos, un gasto máximo de 40,130 bpd, se dio inicio a la explotación de este campo.

En el periodo de 1979-1984, se aceleró la explotación del casquete de gas por necesidades de inyectar gas a los aparejos de bombeo neumático en el Distrito Poza Rica. El comportamiento de producción del campo está controlado por la presencia de fracturas de origen carstico y un acuífero muy activo que mantiene la presión original del yacimiento. (Fig. 10)

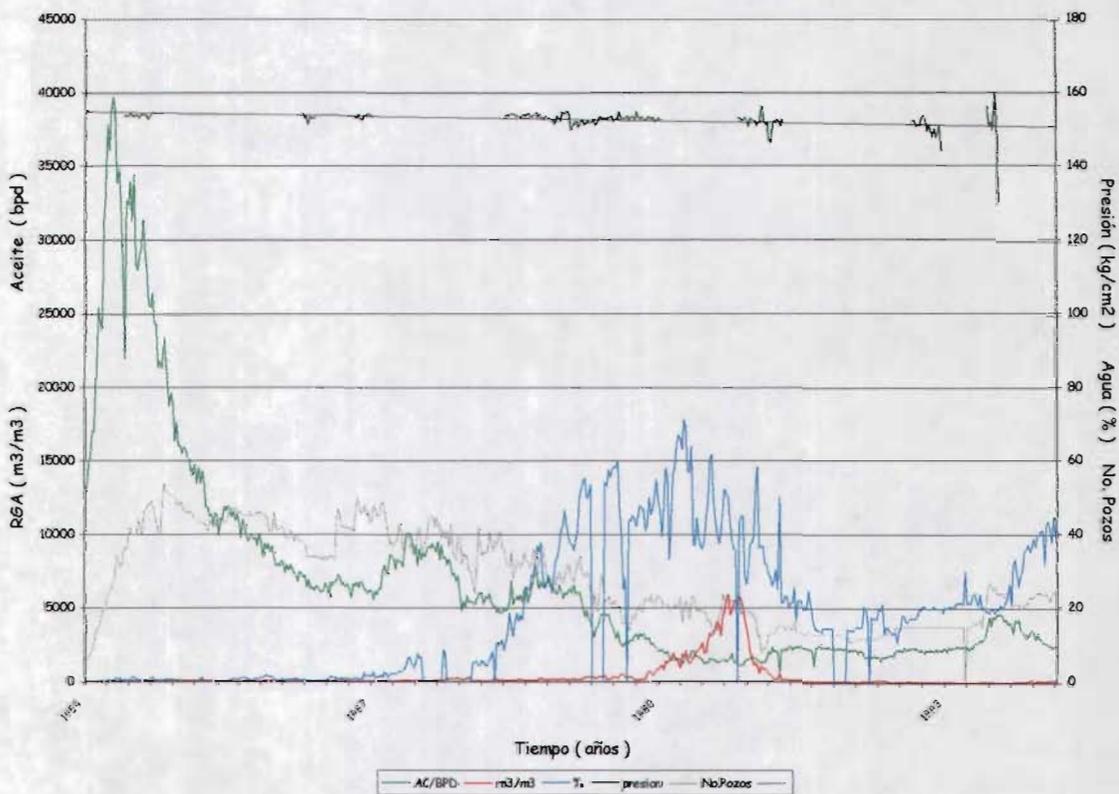


Fig. 10 Historia presión-producción

V. 4 Estado actual del campo Santa Agueda

24 Pozos productores	con porcentajes de agua que varían del 20 al 80% de agua.
40 Pozos cerrados	cerrados por alto porcentaje de agua de 80%.
10 Pozos taponados	
74 Total de pozos perforados	

Actualmente produce 1803 bpd de agua congénita, la cual el 100 % es transportada 40 Km. desde los campos productores hasta la central de almacenamiento y bombeo (CAB) en Poza Rica, donde es tratada y desechada al río, e inyectada a 3 pozos letrina en el campo Poza Rica.

Problema asociado en el Campo Santa Agueda

Las fracturas naturales están conectadas a un acuífero muy activo, alto flujo de agua en fracturas y aceite remanente atrapado por efecto de conificación.

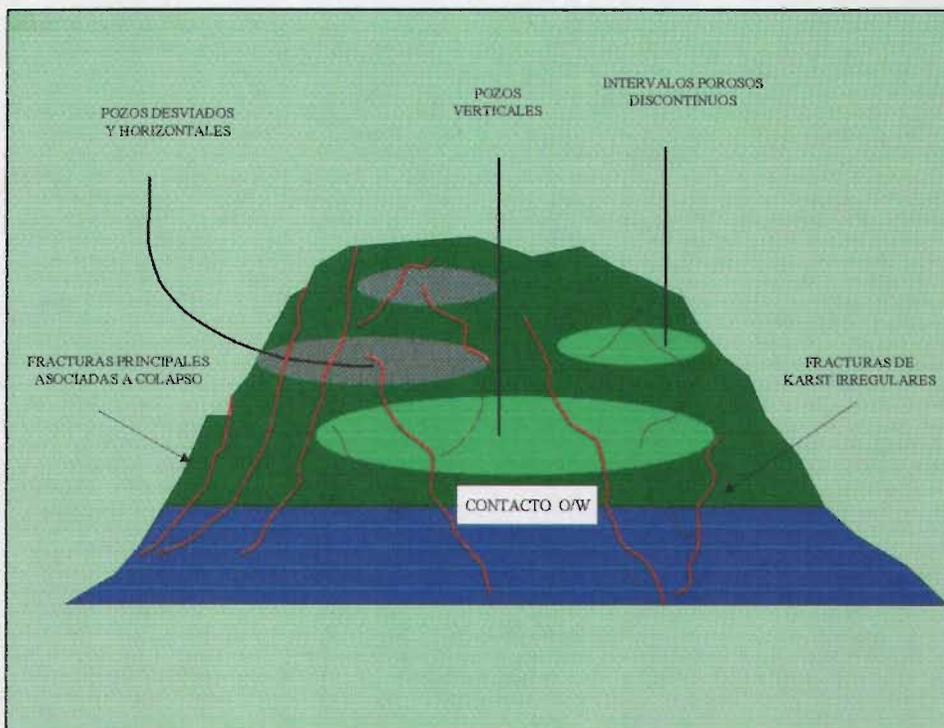


Fig. 11 Gráfica del modelo geológico con problema asociado

V. 5 Ubicación de los pozos Santa Agueda 34 y 45.

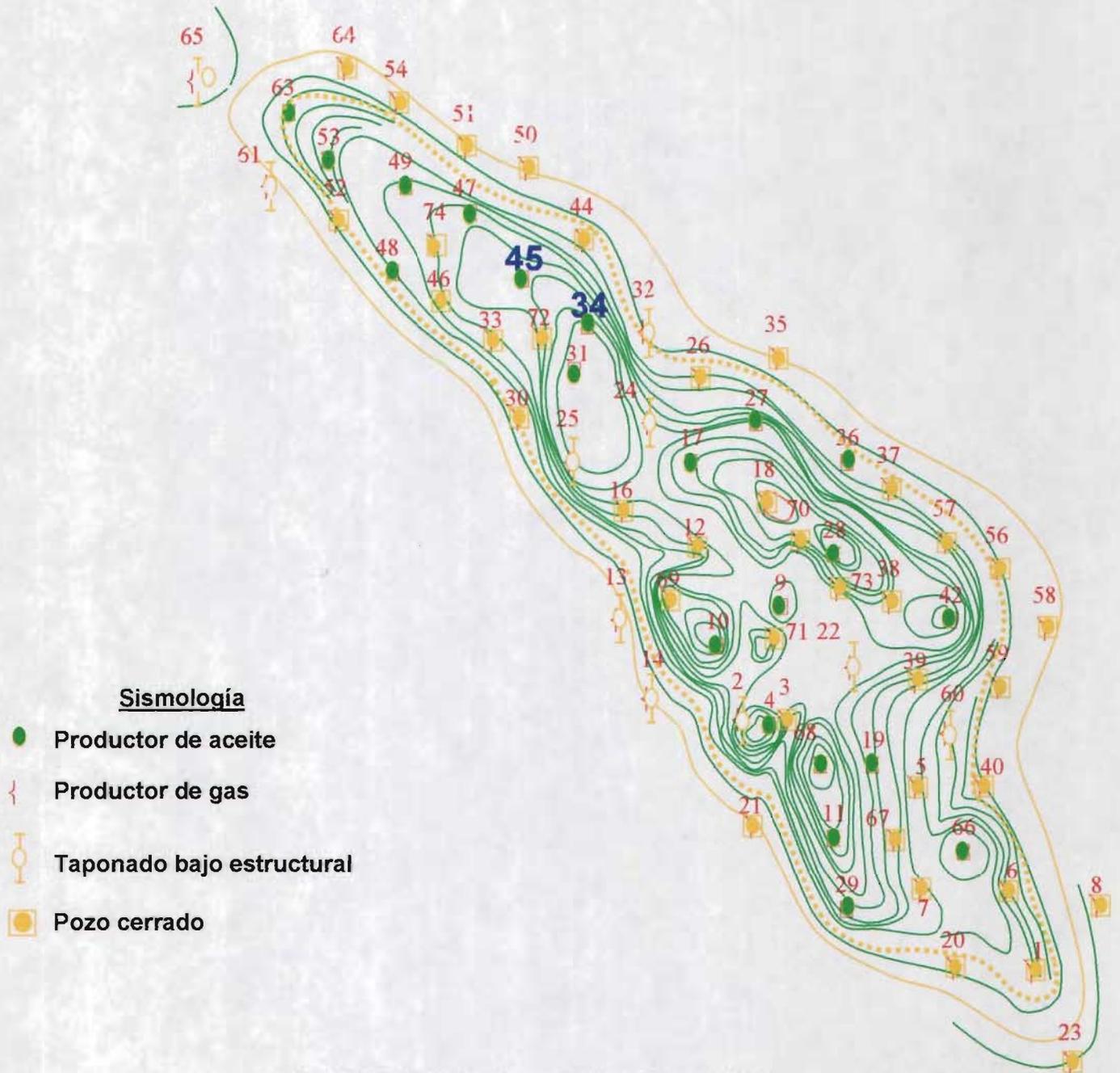


Fig. 12 Ubicación de los pozos Santa Agueda 34,45

CAPITULO VI

ANALISIS DE CASOS PRACTICOS EN EL CAMPO SANTA AGUEDA POZOS 34 Y 45.

Para la aplicación de esta técnica, se eligieron los pozos Santa Agueda 34 y 45, ya que presentaban los parámetros necesarios, como: buen empuje hidráulico, buena admisión, estado mecánico en condiciones, altos gastos de producción antes de la invasión de agua.

VI.1 Información para el diagnóstico del origen de agua, pozos Santa Agueda 34 y 45.

VI.1.1 Información del yacimiento

Longitud total del intervalo de la zona productora incluyendo gas, aceite y agua.

Cima del yacimiento 1397 m

Base del yacimiento 2797 m

Longitud del intervalo con hidrocarburos

Cima intervalo con hidrocarburos 1397 m

Base del intervalo con hidrocarburo 1597 m

Intervalos disparados:	1409-1411 m
Contacto agua aceite:	1418 m
Porosidad:	14 %
Mecanismo de empuje:	Agua de fondo
Litología de la formación:	Caliza
Temperatura de fondo:	85 °C
Presión de fondo fluyendo:	2020 psi

°API:	17
Factor de volumen de la formación:	1.214 m ³ /m ³
Densidad del agua:	1.02 gr/cm ³
Presión de fondo estática:	2134 psi
Viscosidad de aceite a temperatura de yac:	22 cp
Viscosidad de agua a temperatura de yac:	1 cp
Registro de adherencia:	Bueno
Existen barreras de baja permeabilidad:	Si
Hay presencia de H ₂ S.	No
Hay barreras naturales presentes arriba y debajo de la zona de alta K:	No
Presencia de fracturas naturales:	Si

VI. 1.2 Información del pozo

Permeabilidad promedio:	2.5 md
Permeabilidad horizontal:	2.0 md
Permeabilidad vertical:	2.0 md
Diámetro agujero:	5 5/8"
Profundidad vertical Intermedia de los Disparos:	1410 m
Area de drene:	22.22 acres
Tipo de pozo:	Productor
El análisis del agua actual y el original de la formación son similares:	Si
Se probó la tubería de revestimiento para verificar que esté libre de fugas:	Si

VI. 1.3 Historia de intervenciones

Se realizó algún Tratamiento de acidificación:	Sí, con 2 m ³ ácido
Se efectuó alguna Cementación Forzada a los Ints. :	No
Se intentó una solución mecánica del problema:	No

VI. 1.4 Comportamiento del Pozo

Producción inicial de aceite del pozo:	223 m ³ /d
Producción actual de agua:	21.6 m ³ /d
Producción actual de aceite:	2.4 m ³ /d
Producción actual de gas	4800 m ³ /d
Años de producción del ultimo intervalo:	1.42 (del intervalo actual)
Reparaciones y estimulaciones frecuentes incrementan la producción de agua:	No
Se realizo un análisis para determinar la procedencia de agua:	No

VI. 1.5 Datos de la producción de agua

Producción de agua al inicio del intervalo de los pasados 12 meses (m³/dia):

Mar/98	24 m ³ /d
Feb/98	24 m ³ /d
Ene/98	13 m ³ /d
Dic/97	22 m ³ /d
Nov/97	14 m ³ /d
Oct/97	10 m ³ /d
Sep/97	10 m ³ /d
Ago/97	14 m ³ /d
Jul/97	9 m ³ /d
Jun/97	13 m ³ /d
May/97	16 m ³ /d
Abr/97	8 m ³ /d
Mes 13 a 15	13 m ³ /d
Mes 16 a 18	9 m ³ /d

VI. 1.6 Información del estado mecánico del pozo

Diámetro de T.P.:	2.87"
Diámetro interior T.P.:	2.44"
Profundidad de T.P.:	1400 m
Profundidad total:	1488 m
Diámetro de T.R.:	4.50"
Diámetro interno T.R.:	4.00"
Profundidad total T.R.:	1485.60 m
Profundidad empacador:	1360 m
La terminación del pozo es	Disparos (4 disp x pie)
Es posible sacar la tubería de producción para realizar el trabajo:	No

Nota: IDEM Para el pozo Santa Agueda 45 únicamente se cambian los datos del diseño.

VI. 1.7 Resultados de la simulación programa xero

Con base en los resultados obtenidos del programa xero, la causa se define como **conificación de agua**, esto probablemente se debe, al comportamiento de producción desde el inicio de explotación del intervalo, refuerza el hecho de que el pozo presenta buena cementación y que la distancia es corta desde el acuífero a la base de los disparos.

VI. 2 Diseño del tratamiento para los pozos Santa Agueda 34 y 45

El programa xero definió problema de conificación de agua, determino utilizar un sistema base polímero y microcemento.

VI. 2.1 Sistema Polímero

El sistema base polímero, emplea un catalizador interno diseñado para alcanzar penetraciones de intermedia a profunda en la matriz del yacimiento. El catalizador interno, permite bombear una solución de baja viscosidad dentro de la matriz, antes de que el material comience a reticular para formar un gel elástico altamente viscoso. Este gel formado en la matriz reduce, la permeabilidad al agua en la región cercana al pozo, durante un largo periodo de tiempo. Por lo que los principales parámetros a controlar en el diseño, es la formulación del polímero y su tiempo de gelificación, los que dependen fuertemente de la temperatura del pozo y el agua de mezcla.

El propósito básico del polímero, es tratar de sellar el mayor tiempo posible la permeabilidad al agua de la formación o posibles canales detrás de la tubería, extendiéndose en un radio de 20 a 40 pies de penetración alrededor del pozo.

El tiempo de gelificación está en función de la velocidad de hidrólisis del polímero, por lo que la formulación final del sistema será dada en la localización de trabajo (pozo), controlando su tiempo mediante el ajuste de la salinidad y/o pH del agua de mezcla. Este tiempo mínimo de retardo en la gelificación, es calculado en base a geometría del pozo, gasto de inyección y temperatura de fondo. En el caso de que no se logre alcanzar un tiempo de gelificación aceptable (+2:30 hr) para la colocación de tratamiento, se deberá disminuir la temperatura de fondo mediante la inyección de un volumen predeterminado de fluido (colchón de enfriamiento). Como se observa, la calidad del agua para la preparación del sistema es de vital importancia.

VI. 2.2 Sistema Cemento

En pozos productores, diseñar el tratamiento de polímero seguido del sistema cemento (micro matriz) aumenta significativamente las probabilidades de éxito del trabajo, debido a la habilidad del cemento MicroMatrico para introducirse, sellar las micro-fracturas y canales cercanos al pozo. El cemento resultante tiene una alta resistencia comprensiva cerca de los disparos, donde la caída de presión es la más alta.

El diseño del tratamiento se complementa con el uso del microcemento (Micromatriz Oil Cement) mezclado y desplazado con fluido base diesel, mismo que al contactarse con el fluido polimerico ó con el agua de formación se consolida, para de ésta manera formar un sello que reduce el flujo de agua.

La ventaja del cemento Micromatriz, sobre sistemas similares con cemento clase "H" o "G", consiste en su mejor inyección en espacios restringidos, tales como pequeños canales o fracturas, micro-ánulos y engravados de arena malla 80-100, debido a su menor tamaño de partícula. Esto nos permite una penetración más profunda y por ende, mayores probabilidades de éxito para reducir y controlar flujo de agua por las micro-fracturas y/o canales en las cercanías del pozo.

La reacción de hidratación de la lechada microcemento no es instantánea, por lo cual el fluido puede ser inyectado más profundamente en la formación.

La lechada del cemento, no se consolidará mientras no entre en contacto con agua móvil, por lo que el cemento depositado en la zona de aceite retornará a la superficie, empujado por la presión del yacimiento y la producción del pozo con el paso del tiempo.

Si la formación no tiene suficiente energía para desalojar estos sólidos, se tendrá una reducción en la producción, debido al daño ocasionado por las partículas de cemento asentadas en la formación.

Las ventajas que presenta el microcemento para operaciones de control de agua, son las siguientes:

- 1) Se puede realizar en pozos sin equipo de reparación.
- 2) Se utilizan menores cantidades de cemento. La mayoría de las veces es sólo una pequeña fracción del equivalente de una lechada normal.
- 3) Menor daño a la formación.

Como resultado de la información adquirida en la simulación del tratamiento mediante el programa xero, se determinaron las siguientes proporciones para sistemas de polímeros y microcemento.

8 m³ de Salmuera

<u>Descripción</u>	<u>Concentración</u>	<u>Aditivo</u>
Inhibidor de arcillas	2.0 bwow	Kcl
Demulsificante	0.5 %	Lo Surf 259

20 m³ de Polímero

<u>Descripción</u>	<u>Concentración</u>	<u>Aditivo</u>
Fluido Base	996.83 lt/m ³	Agua Fresca (potable)
Sal	2.0 %bwow	Kcl
Polímero para rango medio de temp.	7.19 kg/m ³	Ma-100d
Ajustador de pH	Variable	Hidróxido de Sodio
Ajustador de pH	Variable	Acido Clorhídrico
Catalizador	1.5 lt/m ³	MA-17

3 m³ Diesel + Surfactante

<u>Descripción</u>	<u>Concentración</u>	<u>Aditivo</u>
Fluido Base	99.0 %	Diesel (100 % Libre de Agua)
Surfactante	1.0 %	Hyflo-IV

2 m³ de cemento

<u>Descripción</u>	<u>Concentración</u>	<u>Aditivo</u>
Fluido Base	681 lt/m ³	Diesel (100 % Libre de Agua)
Sellante	40 scs/m ³	Cemento Micro Matriz
Surfactante	14 lt/m ³⁺	Moc-A

Preparación y aplicación del microcemento

Uso de 80 sacos (22.68 kg/sc) de cemento Micro Matriz a una densidad de 1.50 gr/cm³ mezclado con 1.36 m³ y 2 % surfactante (28 lts).

Densidad	1.50gr/cc
Diesel necesario	17.04 lts/saco
Rendimiento	24.92 lts/saco

desplazar baches de diesel antes y después del cemento de 1.5 m³. Ambos baches llevarán el 1% de surfactantes para inducir fluidez al cemento, en el aparejo de producción así como en los disparos dentro del yacimiento.

Deberá existir en el pozo, el volumen necesario de diesel para efectuar toda la operación, más un volumen para limpieza de equipos. (Aproximadamente 10 m³)

VI. 3 Consideraciones generales operativas

1. Efectuar reunión de seguridad
2. Probar conexiones superficiales con 1000 psi sobre la presión de trabajo estimada y probar la efectividad de sello del empacador de producción.
3. Efectuar prueba de admisión con salmuera previamente tratada con un agente inhibidor de arcillas y surfactante.
4. Antes de efectuar la operación de control de agua, garantizar que los disparos se encuentren limpios, libres de obstrucciones y perfectamente comunicados con la formación. En caso de existir alguna obstrucción deberá removerse efectuando una limpieza sobre los disparos.
5. Para cualquiera de las operaciones, los fluidos deberán prepararse sólo hasta estar el pozo listo. El tiempo estimado para la preparación de cada uno de los fluidos es de 1:30 hrs.
6. Para el caso del microcemento, el surfactante deberá ser añadido al diesel antes de mezclarlo con el cemento.
7. Evitar que la presión de bombeo exceda la presión de fractura.
8. Esperar un mínimo de 48 hrs. De consolidación del microcemento y gelatina.

Recomendaciones adicionales:

- a) Tomar registro de adherencia o efectuar prueba con presión a la tubería de revestimiento para verificar la integridad mecánica del pozo.
- b) Tomar un registro de producción para verificar el punto de entrada de agua al pozo, además de la toma de datos actualizados de temperatura, presión y gasto de flujo.
- c) Tomar muestra del pozo para pruebas de compatibilidad con los fluidos de control.

Para evaluar el trabajo se recomienda lo siguiente:

- a) Si la producción de agua no se reduce considerablemente, no debe realizarse otro tratamiento hasta determinar con un análisis cuales fueron las causas.

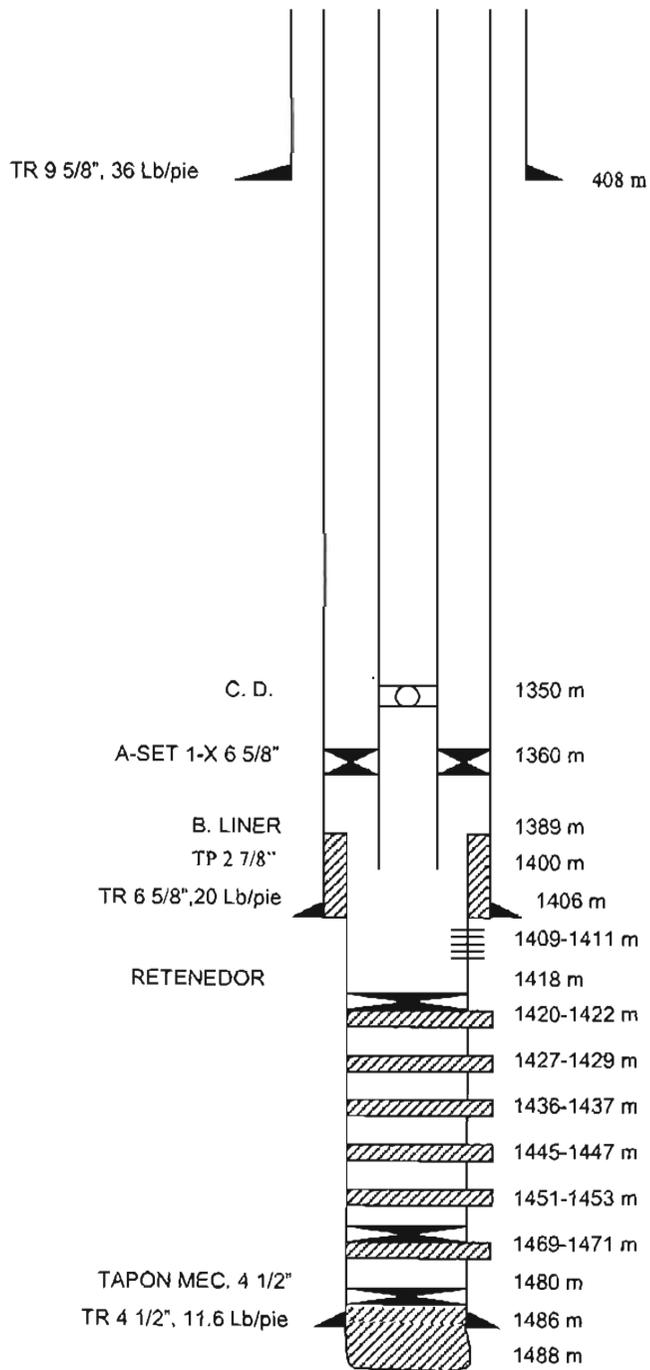


Fig. 13 Estado mecanico pozo, Santa Agueda 34

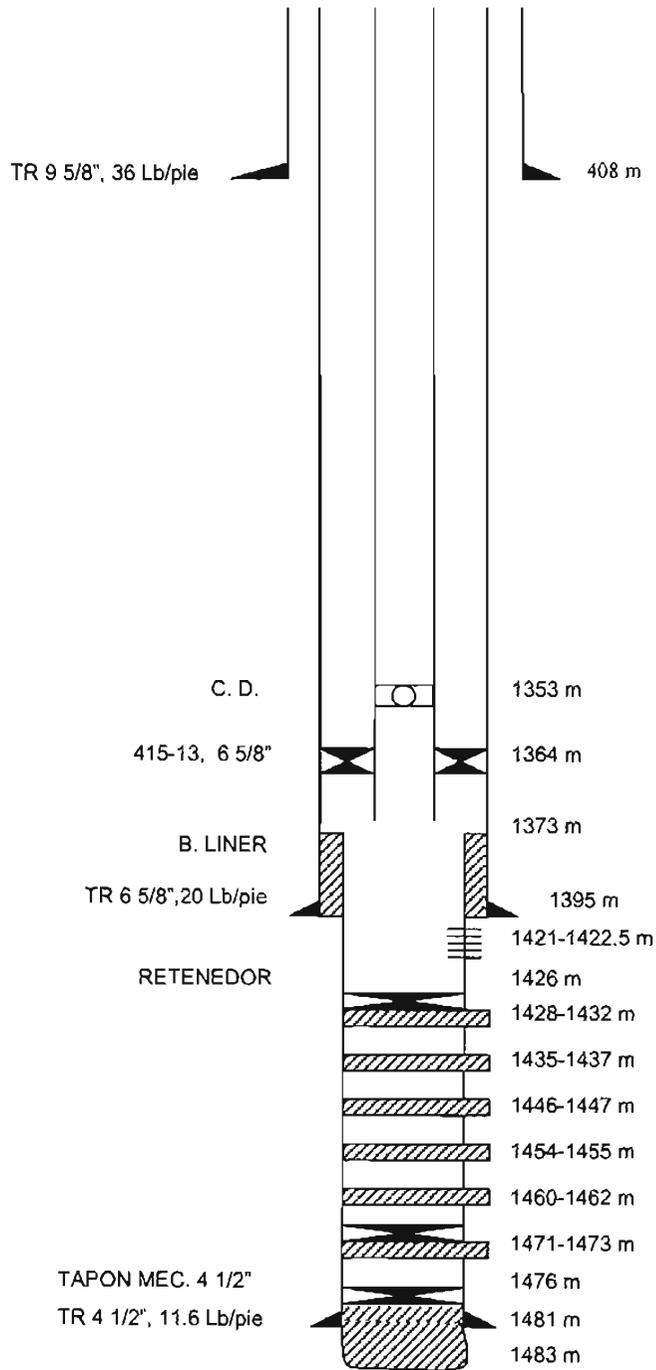


Fig. 14 Estado mecanico pozo, Santa Agueda 45

VI. 4 Ejecución de la operación y tratamiento

Santa Agueda 34

- 08:00 – 10:00 hr. Transporta equipos y materiales a localización.
- 10:00 – 13:00 hr. Instala equipos y prueba c.s.c., depresiona espacio anular de 2800 psi a 500 psi
- 13:00– 13:30 hr Efectuó prueba de admisión con 5 m³ de salmuera potásica al 2% y 0.05% de Surfactante.
- P TR = 500 psi
- P TP = 0
- P iny. = 0 / 400 psi
- Q = 3 bpm
- Pf = 100 psi
- 13:30 – 16:30 hr. Efectuó preparativos para operación, mezcla de agua con polímero para la gelatina, y carga silos con microcemento.
- 16:30 – 17:00 hr. Inyecta 3 m³ de salmuera, 20 m³ de gelatina + 1.5 m³ de diesel hyflo
- P iny = 300 / 400 psi
- Q = 3.5 / 4 bpm
- Inyecta 2 m³ microcemento (den. = 1.5 gr/cm³), 1.5 m³ de diesel hyflo
- P iny = 400 / 550 psi
- Q = 4 bpm
- Desplaza con 4.3 m³ de diesel
- P desp. = 500 / 900 psi
- Q = 3.5 bpm
- Pf = 600 psi
- Se dejó el pozo cerrado en espera de 72 hr de fraguado.

Santa Agueda 45

- 09:00 – 12:00 hr. Instala equipos y prueba c.s.c., represiona espacio anular con 500 psi
- 12:00 – 12:30 hr. Efectuó prueba de admisión con 8 m³ de salmuera potásica al 2% y 0.05% de surfactante.
- P TR = 500 psi
- P TP = 500 psi
- P iny. = 500 / 1500 psi
- Q = 3 bpm
- Pf = 200 psi
- 12:30 – 15:30 hr. Efectuó preparativos para operación, mezcla de agua con polímero para la gelatina, y carga silos con microcemento.
- 15:30 – 16:30 hr. Inyecta 20 m³ de gelatina + 1.5 m³ de diesel hyflo
- P iny = 200 / 1200 psi
- Q = 3 / 2.5 bpm
- Inyecta 2 m³ microcemento (den. = 1.5 gr/cm³), 1.5 m³ de diesel hyflo
- P iny = 1200 / 2400 psi
- Q = 2.5 bpm
- Desplaza con 2.7 m³ de diesel
- P desp. = 2400 / 1600 psi
- Q = 3 bpm
- Pf = 700 psi
- Se dejó el pozo cerrado en espera de 72 hr de fraguado.

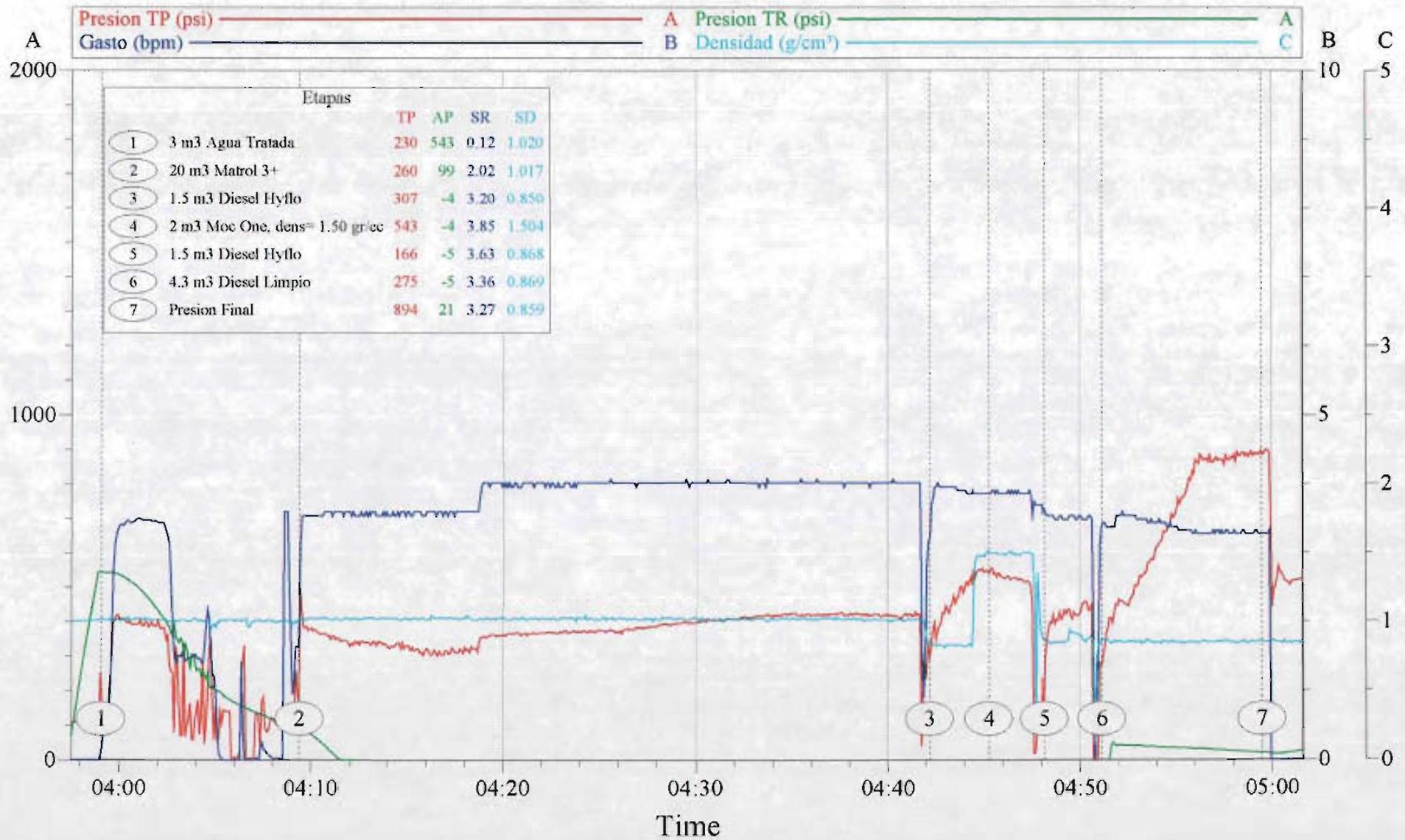


Fig. 15 Grafica del comportamiento de operacion

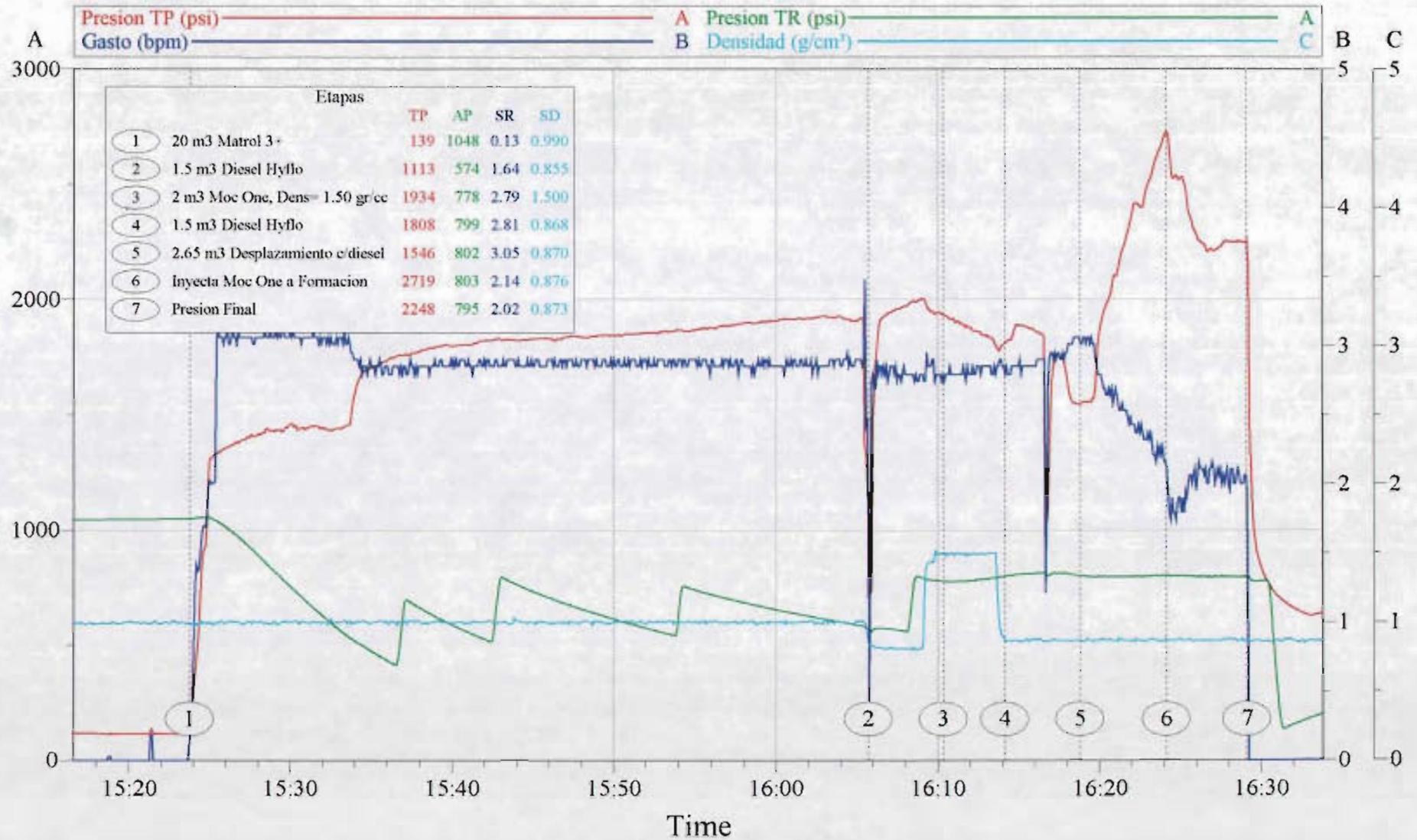


Fig. 16 Grafica del comportamiento de operacion

Equipo utilizado

BASE	LOCALIZACION
Laboratorio de Campo	2 Unidades de Alta Presión
1 Pipa	1 Equipo de medición
1 Mezclador	3 Pipas
	1 Mezclador
	1 Unidad de Contraincendio

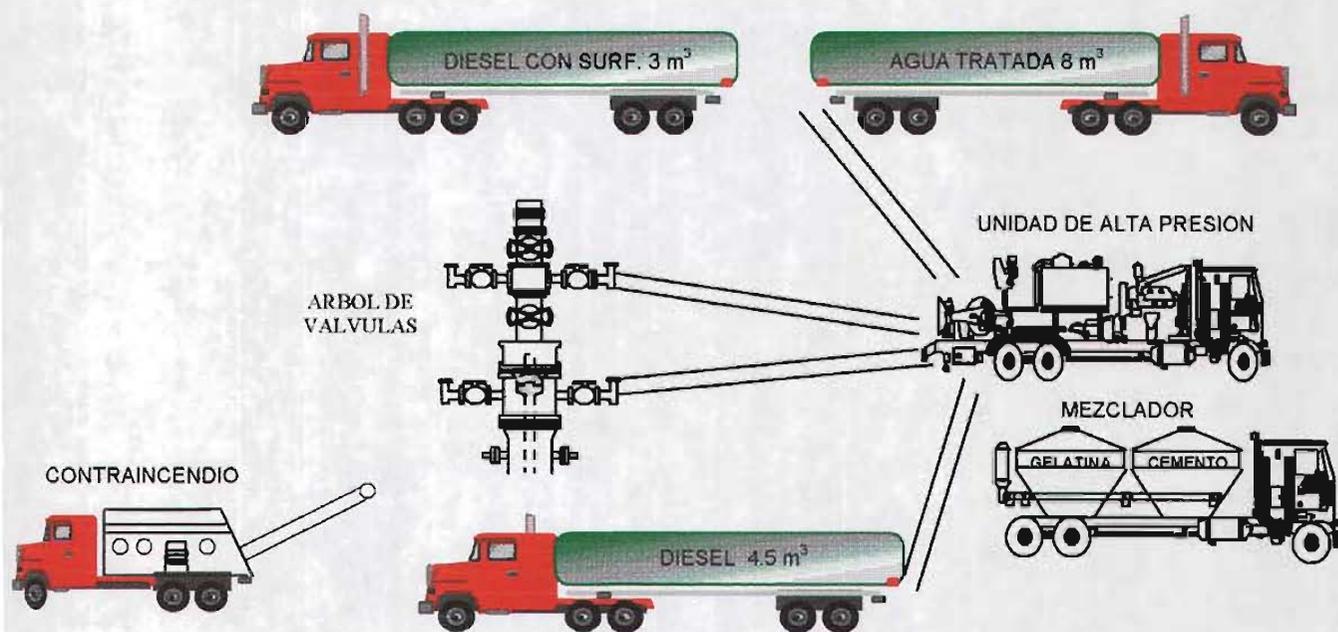


Fig. 17 Distribución de equipos en campo

VI.5 Resultados de aplicación técnica de Control de Agua

Pozo: Santa Agueda 34

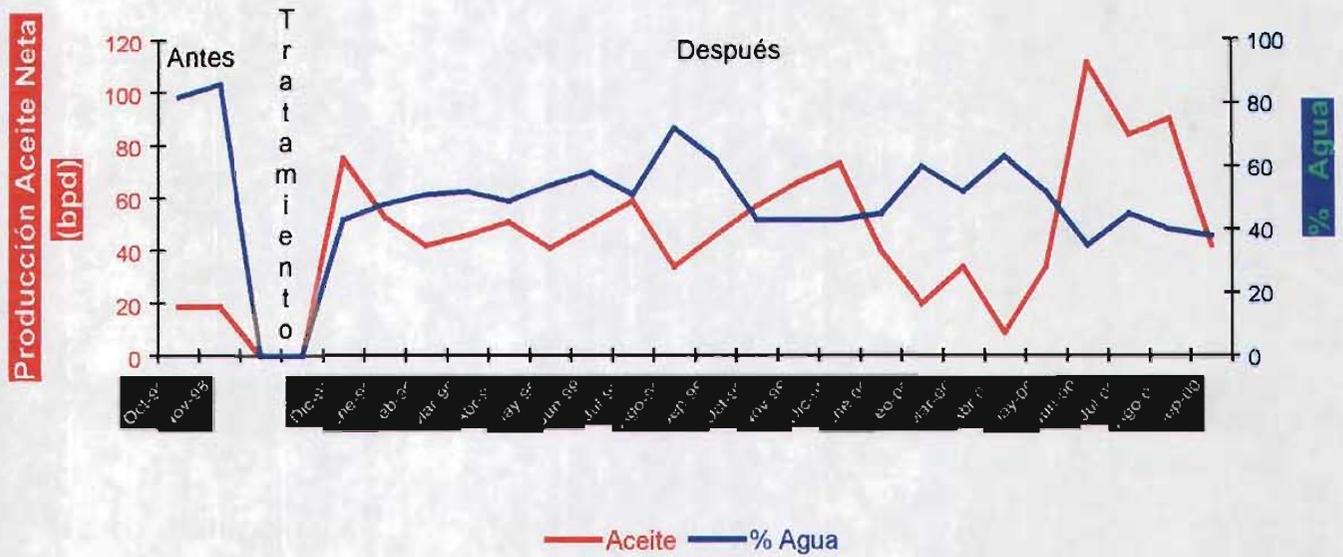


Fig. 18 Produccion previa y postratamiento

En el pozo Santa Agueda 34 (fig. 18), se incremento la producción de aceite de 19 a 75 bpd en los primeros 15 dias, estabilizándose en 61 bpd al mes de sep/00 y un comportamiento de 90% agua producida inicial al 50% de producción a la fecha.

Pozo: Santa Agueda 45

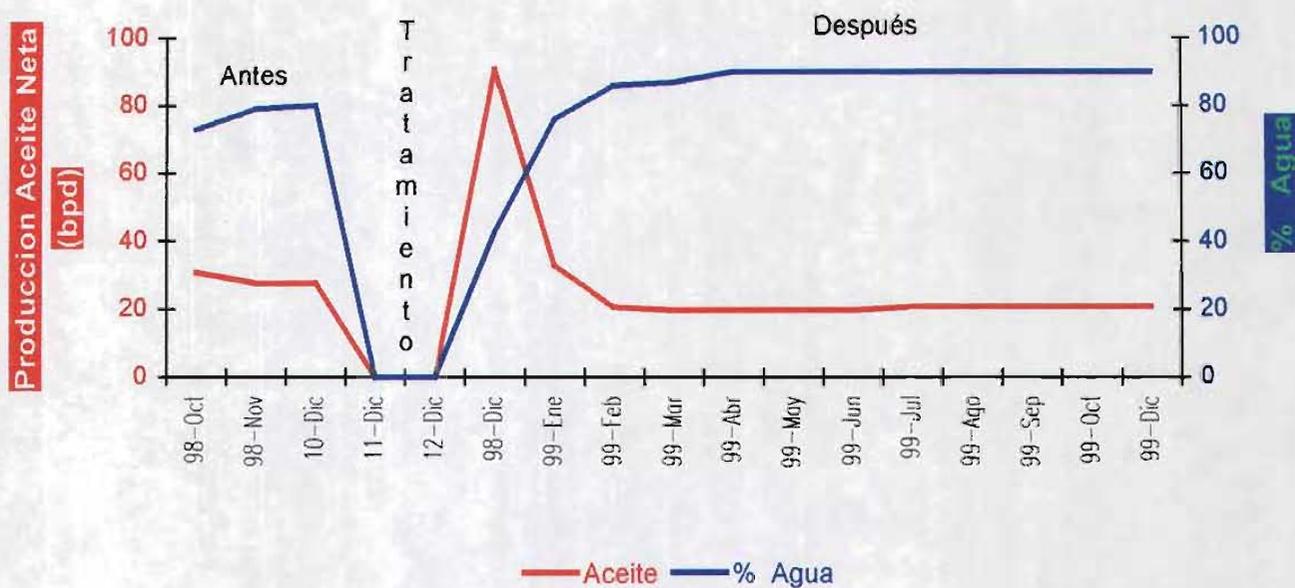


Fig. 19 Produccion previa y postratamiento

En el pozo Santa Agueda 45, se observa en la gráfica (fig. 19) que regresa a su producción original al primer mes después del tratamiento, esto puede ser, debido a que el intervalo productor se encuentra cerca de la cima del yacimiento en la zona de transición.

VI. 6 Conclusiones

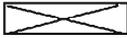
Plano aceite original	236 m	1421	Cima del yacimiento
Plano aceite actual	6 m	1421	Cima disparos
Plano agua	Z = 4.25 m	1422.5	Base disparos
Ret. Cmto.		1426 1428 1432	Contacto agua aceite
		1656	Base intervalos con Hidrocarburos
		2820	Base del yacimiento

Fig. 20 Diagrama del pozo, Santa Agueda 45

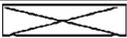
Plano aceite original	200 m	1397	Cima del yacimiento
Plano aceite actual	21 m	1409	Cima disparos
Plano agua	Z = 8 m	1411	Base disparos
Ret. Cmto.		1418 1420 1422	Contacto agua aceite
		1597	Base intervalo con Hidrocarburos
		2797	Base del yacimiento

Fig. 21 Diagrama del pozo, Santa Agueda 34

El plano de agua en el pozo Santa Agueda 45, que es la distancia desde la mitad de los disparos hasta el contacto $Z = 4.25$ m (Fig. 20), es menor que la que se tiene en el pozo Santa Agueda 34, donde su contacto $Z = 8$ m (Fig. 21), por lo que se demuestra con el efecto del plano de agua, que las posibilidades del tratamiento en el pozo Santa Agueda 45 eran menores

También podemos observar en la fig. 20, que el intervalo propuesto se encontraba produciendo en su etapa final de explotación, en la zona de transición, donde el empuje hidráulico es muy intenso, originando con esto invasión de agua en poco tiempo.

VI. 7 ANALISIS DE RENTABILIDAD

VI. 7.1 Costos de operación Control de Agua

Pozo :	Santa Agueda No. 34	Fecha :	13-Dic-98
Operación :	Control de Agua	Contrato :	OTSPI-004/98
Intervalo :	1409-1411 mts	Distancia de Pozo (km):	30

REFERENCIA	MATERIALES	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO DOLARES	COSTO TOTAL DOLARES
------------	------------	----------	----------------------------	------------------------

SALMUERA

70.15302	Cloruro de Potasio	160 Kg	0.98	156.80
516.00009	LO-SURF	40 Lt	5.70	228.00
			Subtotal	384.80

GELATINA

70.15302	Cloruro de Potasio	398 Kg	0.98	390.04
516.00918	MA-100D	144 Kg	5.34	768.96
LOCAL	Hidróxido de Sodio	40 Lt	0.00	0.00
LOCAL	Ac. Clorhídrico	40 Lt	0.00	0.00
516.0092	MA-17	30 Lt	6.72	201.60
			Subtotal	1360.60

MICROCEMENTO

516.00611	Cemento Micro Matriz	1,815 Kg	4.42	8,022.30
516.00646	Moc-A	28 Lt	19.89	556.92
			Subtotal	8,579.22

DIESEL

516.00033	Hyflo - IV	30 Lts	15.22	456.60
			Subtotal	456.60
			Total por productos	10,781.22

No PARTIDA	DESCRIPCION	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO DOLARES	COSTO TOTAL DOLARES
------------	-------------	----------	-------------------------	---------------------

16 SERVICIO DE CONTROL DE AGUA

1 TRANSPORTE

500-306	Transporte de cemento	54.45 ton/km	0.79	43.02
000-117	Transporte de pipa	30 km	0.00	0.00
158-238	Transporte de prod. Químicos	30 km	2.17	65.10
000-117	Transp. eq. mezcla baches	30 km	2.17	65.10
000-119	Transporte de personal	60 km	1.15	69.00
000-117	Transp. de equipo de presión	30 opn.	2.17	65.10
Subtotal				307.32

2 INGENIERIA DE DISEÑO Y ASISTENCIA TECNICA

999-065	Servicio de laboratorio	12 hrs.	137.50	1,650.00
999-060	Cargo de ingeniería	1 opción	414	414.00
Subtotal				2,064.00

3 DOSIFICACION DE CEMENTO

500-363	Dosificación de cemento	1.82 ton	53.36	97.12
500-210	Manejo de Cmto. Micro matriz	1 opción	823.00	823.00
Subtotal				920.12

4 SERVICIO DE EQUIPO DE APOYO (APLICA EN OPERACIÓN)

045-050	Registrador de parámetros	1 opción	759.00	759.00
046-077	Cargo por eq. De mezcla baches	1 opción	1,265.00	1,265.00
Subtotal				2,024.00

5 PERSONAL EN LOCALIZACION

999-052	7 OPERADORES, 1 DIA	7 opn.	220.00	1,540.00
Subtotal				1,540.00

6 SERVICIO DE BOMBEO

000-116	Cargo base por servicio de control de agua, cargo base por operación de 1409 a 1411m.	1 opn.	2,972.75	2,972.75
Subtotal				4,512.75
Total de servicio				9,828.18
Total por aditivos				10,781.22

Gran total				20,609.40
------------	--	--	--	-----------

Nota: para el pozo santa agueda 45 IDEM.

VI. 7.2 Análisis Económico

A partir de la producción estabilizada después del tratamiento, se realizó el análisis económico para evaluar la rentabilidad en cada uno de los pozos, mediante el programa económico oficial de producción MFID.

Para el análisis se utilizaron los siguientes parámetros:

Precio del petróleo \$ 10/bbl dol; costo directo de la operación = \$ 206,090 pesos; Costo operativo del mantenimiento de ductos y personal \$ 3/bbl dol; Considera el incremento de producción de aceite real hasta jun/99 y se proyecta hasta dic/99 con la declinación del campo, la evaluación se hizo a un año.

Pozo: Santa Agueda 34

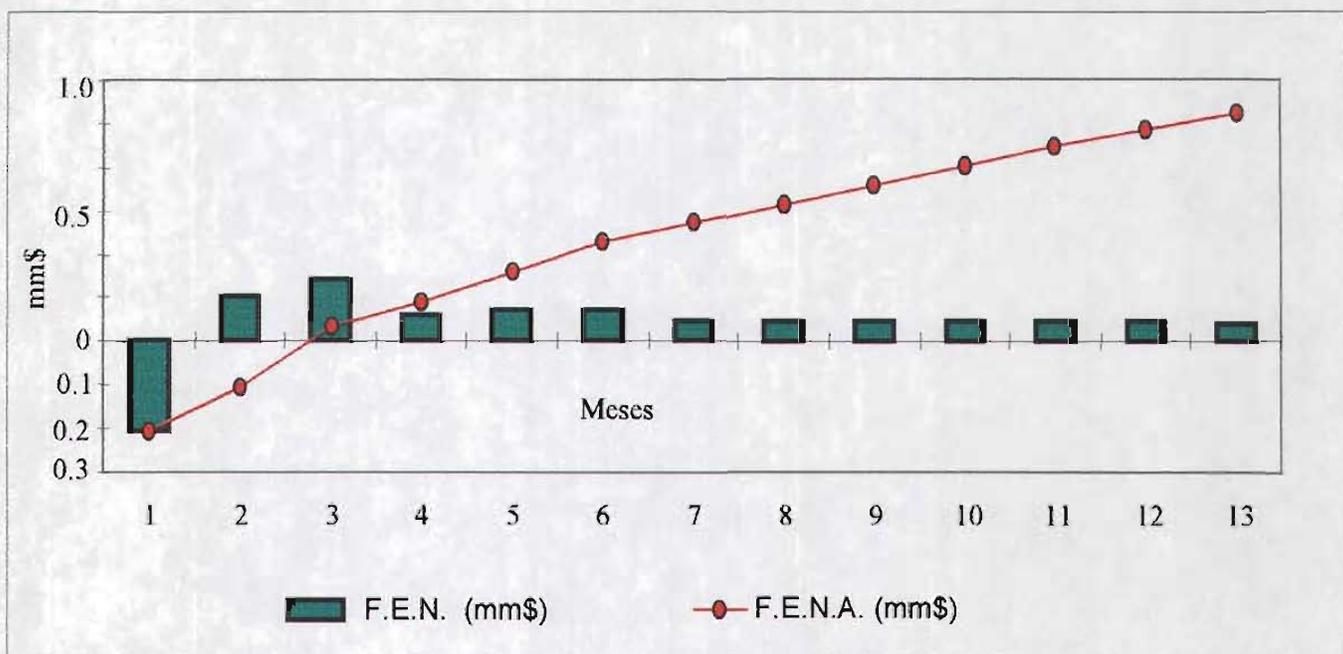


Fig. 22 Tiempo de recuperación de la inversión

Proyecto	VPI	VPN	TIR	P.R.	VPN/VPI	Benef/costo
Santa Agueda 34	0.21	0.93	122.70 %	2	6.55	4.59

Pozo: Santa Agueda 45

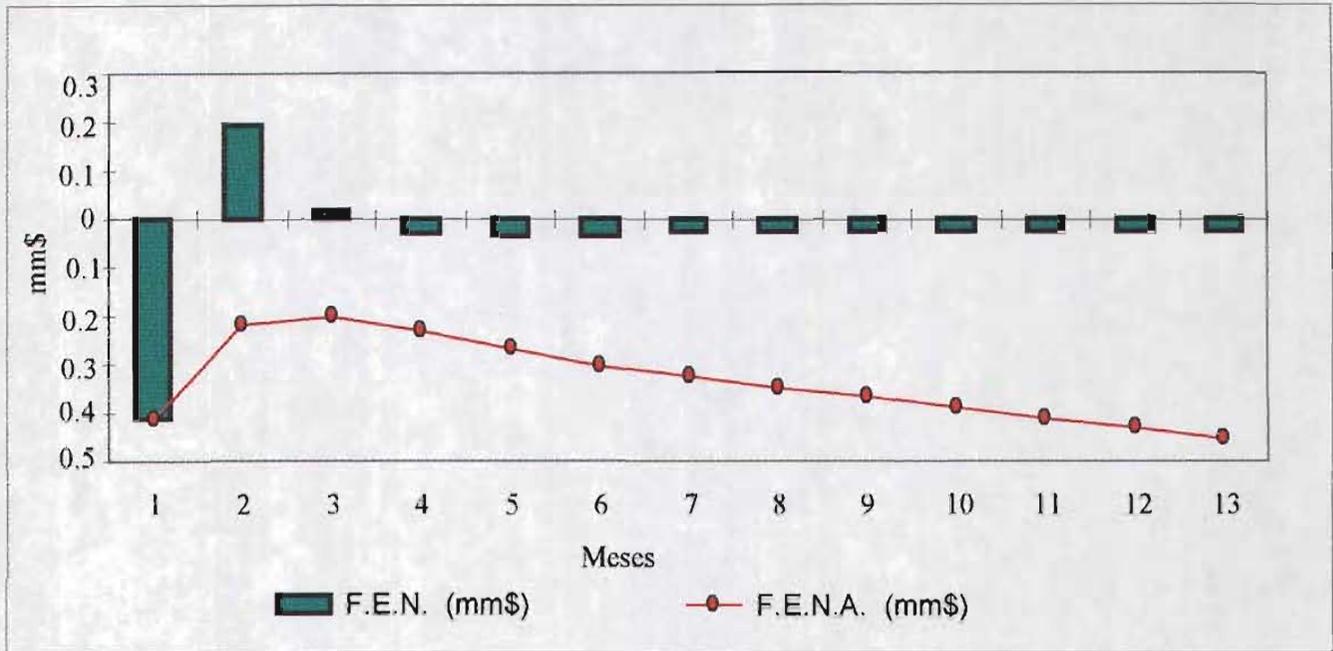


Fig. 23 Tiempo de recuperación de la inversión

Proyecto	VPI	VPN	TIR	P.R.	VPN/VPI	Benef/costo
Santa Agueda 45	0.21	-0.0	0	0	-1.10	-0.16

Del análisis de la gráfica, se observa que en el pozo Santa Agueda 45 no se recuperó la inversión, esto debido a la invasión inmediata de agua, por las condiciones específicas del yacimiento.

CAPITULO VII

PROPUESTA CONTROL DE AGUA, POZO ACUATEMPA 4

VII. 1 Objetivo

Alargar la vida productiva del pozo Acuatempa 4 a través del intervalo 1176-1178 m, disminuyendo el porcentaje de agua con la aplicación de la técnica de control de agua.

VII. 2 Análisis Nodal

Para predecir el incremento en la producción de aceite que se tendrá al utilizar el tratamiento de control de agua, se realizó un análisis nodal con el software well flow.

En el diseño se utiliza la producción del pozo, la capacidad de flujo del yacimiento hasta el separador. Con los datos se crea un modelo, que simula la producción antes del tratamiento, una vez definido el modelo representativo del comportamiento de producción del pozo, se realiza el pronóstico de producción asumiendo que el porcentaje de agua es disminuido a través del tratamiento.

Pozo Acuatega 4

El pozo Acuatega 4 fué terminado como productor en agujero descubierto del intervalo 1255 - 1260 m en julio de 1955, con una producción de aceite inicial de 310 m³/día y de 0% agua. Produciendo hasta mayo de 1957 donde se obtuvo con 18 % de agua. De 1960 a abril de 1997 se probaron 5 intervalos en tubería de revestimiento de 4 ½", obturándose los mismos por alta producción de agua.

En la gráfica se muestra el resultado del análisis nodal, donde se observa que antes del tratamiento el pozo produce con un 60 % de agua y disminuye al 20 % una vez realizado este, y la producción se incrementa de 64 a 186 bpd en el intervalo 1176-1178 m.

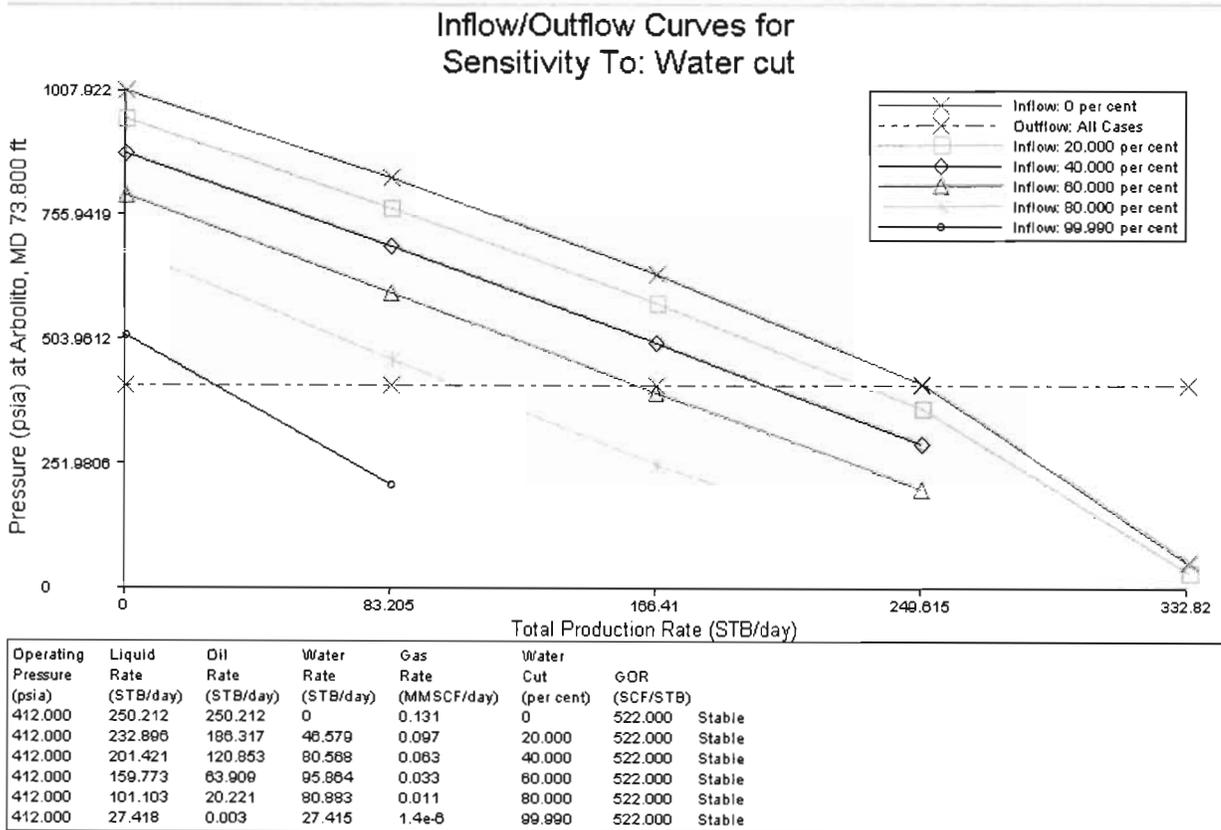


Fig. 24

VII. 3 Información para el diagnóstico del origen de agua, pozo Acuatempa 4

VII. 3.1 Información del yacimiento

Longitud total del intervalo de la zona productora incluyendo gas, aceite y agua.

Cima del yacimiento 1162 m

Base del yacimiento 2500 m

Longitud del intervalo con hidrocarburos

Cima intervalo con hidrocarburos 1162 m

Base del intervalo con hidrocarburo 1656 m

Intervalos disparados:	1176-1178 m
Contacto agua aceite:	1206 m
Porosidad:	12 %
Mecanismo de empuje:	Agua de fondo
Litología de la formación:	Caliza
Temperatura de fondo:	75 °C
Presión de fondo fluyendo:	1562 psi
°API:	20
Factor de volumen de la formación:	1.136 m ³ /m ³
Densidad del agua:	1.018 gr/cm ³
Presión de fondo estática:	2187 psi
Viscosidad de aceite a temperatura de yac:	4.2 cp
Viscosidad de agua a temperatura de yac:	1 cp
Registro de adherencia:	No disponible
Existen barreras de baja permeabilidad:	Si
Hay presencia de H ₂ S.	No
Hay barreras naturales presentes arriba y debajo de la zona de alta K:	No
Presencia de fracturas naturales:	Si

VII. 3.2 Información del pozo

Permeabilidad promedio:	2 md
Diámetro agujero:	5 5/8"
Profundidad vertical Intermedia de los Disparos:	1177 m
Area de drene:	20 acres
Tipo de pozo:	Productor
El análisis del agua actual y el original de la formación son similares:	Si
Se probó la tubería de revestimiento para verificar que esté libre de fugas:	No

VII. 3.3 Historia de intervenciones

Se realizó algún Tratamiento de acidificación:	Sí (con 2 m ³ ácido)
Se efectuó alguna Cementación Forzada al Intervalo:	No
Se intentó una solución mecánica del problema:	No

VII. 3.4 Comportamiento del Pozo

Producción inicial de aceite del pozo:	25 m ³ /d
Producción actual de agua:	15 m ³ /d
Producción actual de aceite:	10 m ³ /d
Producción actual de gas	1100 m ³ /d
Años de producción del ultimo intervalo:	2 (del intervalo actual)
Reparaciones y estimulaciones frecuentes incrementan producción de agua:	No
Se realizo un análisis para determinar la procedencia de agua:	Si

VII. 3.5 Datos de la producción de agua

Producción de agua al inicio del intervalo de los pasados 24 meses (m³/día):

Mar/99	15 m ³ /d
Feb/99	13 m ³ /d
Ene/99	12 m ³ /d
Dic/98	13 m ³ /d
Nov/98	14 m ³ /d
Oct/98	16 m ³ /d
Sep/98	14 m ³ /d
Ago/98	14 m ³ /d
Jul/98	14 m ³ /d
Jun/98	15 m ³ /d
May/98	17 m ³ /d
Abr/98	18 m ³ /d
Mar/Feb/Ene/98	17 m ³ /d
Dic/Nov/Oct/97	20 m ³ /d
Sep/Ago/Jul/97	11 m ³ /d
Jun/May/Abr/97	8 m ³ /d

VII. 3.6 Información del estado mecánico del pozo

Diámetro de exterior T.P.:	2.87"
Diámetro interior T.P.:	2.44"
Profundidad de T.P.:	1173 m
Profundidad total:	1206 m
Diámetro de exterior T.R.:	4.50"
Diámetro interno T.R.:	4.00"
Profundidad total T.R.:	1255 m
Profundidad empacador:	1173 m
La terminación del pozo es	Disparos (4 disp x pie)
Es posible sacar la tubería de producción para realizar el trabajo:	Si

VII. 3.7 Resultados cualitativos de la simulacion programa xero

En base a los resultados obtenidos de la simulación del Programa xero, se define como causa principal la **conificación de agua**, esto probablemente se debió a la sobre explotación del pozo a través de sus Intervalos desde su etapa inicial, así como también el gran Mecanismo de empuje del yacimiento, por un acuífero muy activo.

Se requiere de un equipo convencional de reparación de pozos para efectuar este tratamiento, la operación a realizar es reconocer la Profundidad interior del pozo a 1262 m, posterior con retenedor de cemento a 1248 m se bombeará un gel sellante y cemento normal al agujero descubierto 1255-1262 m para formarle una barrera al agua y evitar temporalmente la conificación de esta (fig.26).

VII. 3.8 Diseño del tratamiento gel sellante y cemento

El tratamiento, mediante sistema inorgánico con geles base silicatos, que se forman cuando una solución de elevado pH (como silicato de sodio) es mezclada con cloruro de calcio. Las soluciones de silicatos poseen inicialmente un pH de 12 o mayor y gelifican al reducir a valores de pH 9 a 11.

El pH, puede ser reducido utilizando un activador, el cual puede ser seleccionado dependiendo de la temperatura de fondo y el retardador deseado. Sin embargo, a temperaturas mayores de 121 °C la gelificación es reducida.

Características:

Rango de Temperatura: El gel puede ser utilizado a un rango de temperatura estática de fondo desde 21 °C hasta 121 °C.

El gel sellante, ha demostrado tener éxito al formar barreras permanentes para el agua en pozos productores, es colocado como un fluido con baja viscosidad, el cual se convierte en un gel sólido dentro de un tiempo controlado.

El cemento normal por ser más resistente se dejará en las cercanías del pozo, donde ocurre la mayor caída de presión.

VII. 3.9 Volumen del tratamiento.

El volumen es calculado en base a los volúmenes asumidos de las fracturas naturales del yacimiento, aproximadamente dos o tres veces mas por experiencia de otros pozos, el cual debe ser bombeado para asegurar que la zona de agua será obstruida. Durante el tratamiento, volúmenes y concentraciones pueden ser ajustadas si es necesario, dependiendo de la respuesta de presión. Esto para optimizar el tratamiento. El gasto de bombeo puede ser variado desde menos de 1 bpm hasta incluso valores bastante altos como 5 bpm, siempre y cuando no se fracture la formación lo que causaría un tratamiento incontrolado en una región de las cercanías del pozo.

Una vez finalizado el trabajo, cerrar el pozo por 1 día para lograr la completa solidificación del gel y cemento. Para pozos de baja temperatura el tiempo de cierre del pozo puede ser de 2 o 3 días, incluso dejar el pozo cerrado por una semana es aceptable.

Previo al tratamiento principal, se recomienda realizar una prueba de admisión con salmuera, para determinar la admisión de fluidos del pozo y tener una idea de los valores de presión y gasto que se van a alcanzar durante la ejecución principal.

Se diseña el volumen para obtener una penetración de 30 ft.

Datos ϕ = porosidad

$h = 1.5$ m intervalo

$r_i = 30$ ft = 9.14 m radio de penetracion

$r_w = 0.234$ ft = 0.07 m radio de agujero 2.81"

$$\text{Vol} = \pi \cdot (r_i^2 - r_w^2) \cdot h \cdot \phi$$

$$\text{Vol} = 3.14 \cdot (9.14^2 - 0.07^2) \cdot 1.5 \cdot 0.12 = 47.28 \text{ m}^3 \quad \text{se usaran } 50 \text{ m}^3$$

Tratamiento

5 m³ de Salmuera

<u>Descripción</u>	<u>Concentración</u>	<u>Aditivo</u>
Inhibidor de arcillas	2.0	Kcl
No emulsionante	0.5	Lo Surf 259

50 m³ de gel sellante

<u>Descripción</u>	<u>Concentración</u>	<u>Aditivo</u>
Silicato	18 %	Injectrol
Catalizador	200 lb/mgal	Activador

La concentración del activador variara de acuerdo a los resultados de prueba de admision, con objeto de mantener el tiempo bombeable en un rango razonable para efectuar la operación.

3 Toneladas de cemento

<u>Descripción</u>	<u>Concentración</u>	<u>Aditivo</u>
Red. Perdida de agua	0.75 lts/saco	Halad 22al
Suspensor	0.10 lts/saco	Econolite L
Dispersante	0.06 lts/saco	Cfr-2L
Antiespumante	0.15 lts/saco	Dair-2L
Retardador de fraguado	0.04 lts/saco	* Hr-6l

Densidad: 1.95 gr/cc

Req. De agua: 20.35 lts/saco

Rendimiento: 36.08 lts/saco

* T.B. solicitado: 3:00 a 3:30 hrs.

VII. 4 Recomendaciones adicionales antes del tratamiento

1. Tomar registro de adherencia, o efectuar prueba con presión a la tubería de revestimiento para verificar la integridad mecánica del pozo.
2. Tomar un registro de producción, para verificar el punto de entrada de agua al pozo, además de la toma de datos actualizados de temperatura, presión y gasto de flujo.
3. Tomar muestra del pozo para pruebas de compatibilidad con los fluidos de control
4. Efectuar prueba de admisión con salmuera.
5. Es muy importante, garantizar que el agujero descubierto 1255-1262 m se encuentre limpio, libre de obstrucciones y perfectamente comunicado con la formación, en caso de existir alguna obstrucción deberá colocarse un bache ácido por delante del tratamiento, la admisión deberá verificarse mediante prueba de inyección.

Para evaluar el trabajo se recomienda lo siguiente:

- a) Si la producción de agua no se reduce considerablemente no se debé realizar otro tratamiento hasta hacer un análisis de cuales fueron las causas.

VII. 5 Programa operativo del pozo Acuatempa 4

No.	Tiempo	O p e r a c i ó n
1	1.5	Transportar e Instalar equipo 100%
2	1.0	Probar conexiones superficiales de control de acuerdo a la serie de cabezal existente en el pozo, depresionar pozo por tubería de producción y espacios anulares, controlar pozo con fluido adecuado de acuerdo con el registro de presión de fondo, (en su última intervención se controló con salmuera sodica 1.25 gr/cm ³). Cambiar árbol de válvulas por preventor.
3	1.0	Desanclar empacador Arrow-Set 4 1/2" y recuperar tubería de producción 2 7/8" (de encontrar la tubería en mal estado solicitar sarta de tubería de producción nueva).
4	4.0	Bajar molino 3 3/4", drill collar 3 1/8", tubería de trabajo 2 7/8", moler cemento y retenedores hasta 1262 m, sacar herramienta a superficie, meter molino y escareador para T.R. de 4 1/2" a 1255 m, recuperar herramienta a superficie, bajar RTTS 4 1/2" y probar boca de liner 6 5/8" con 1000 psi si ok, bajar extremo a 1255 m cambiar fluido de control por salmuera calcica con 50,000 ppm observar fluido limpio a superficie, levantar extremo a 1145 m, tomar registro T.D.T. de 1262 a 1146 m en seno de salmuera (50,000 ppm).
5	2.0	Meter RTTS o similar 4 1/2" a 1248 m y efectuar prueba de admisión si ok, bajar retenedor de cemento 4 1/2" y realizar tratamiento de control de agua al agujero descubierto 1255-1262 m. *Se anexa volumen y gastos de fluidos a desplazar, Sacar RTTS o similar a superficie.
6	0.5	En caso de ser negativa la prueba de admision, se colocara un bache de acido y se continuara con el programa del punto 5.
7	1.0	Bajar tubería de producción con empacador según programa por definir, desmantelar equipo 100 %.
Total	11.0	Dias.

Programa sujeto a cambio durante su intervención
No se consideran tiempos de espera o demoras en servicios

*** Volumen y gastos de fluidos a desplazar para el tratamiento**

1. - Efectuar reunión de seguridad y acuerdos entre todo el personal.
2. - Probar conexiones superficiales acondicion de trabajo.
3. - Probar admisión con 20 m³ de salmuera.
4. - Preparar fluidos (50 m³ de gel sellante y 3 toneladas de cemento)
5. - Inyectar al pozo 50 m³ de gelatina a gasto según parametros de la prueba admisión.
6. - Inyectar al pozo 1 m³ de agua natural
7. - Inyectar al pozo 3 toneladas de cemento, densidad 1.95 gr/cm³ (gasto de acuerdo acondición pozo).
8. - Desplazar todo contra formación, hasta el agujero descubierto con 4 m³ agua natural (en caso de incrementar la presión levantar el soldador y circular por inversa el cemento que aun estuviera en la tubería de producción).
9. – Evitar que la presión de bombeo exceda la presión de fractura
- 10.- cerrar pozo 24 horas de fraguado

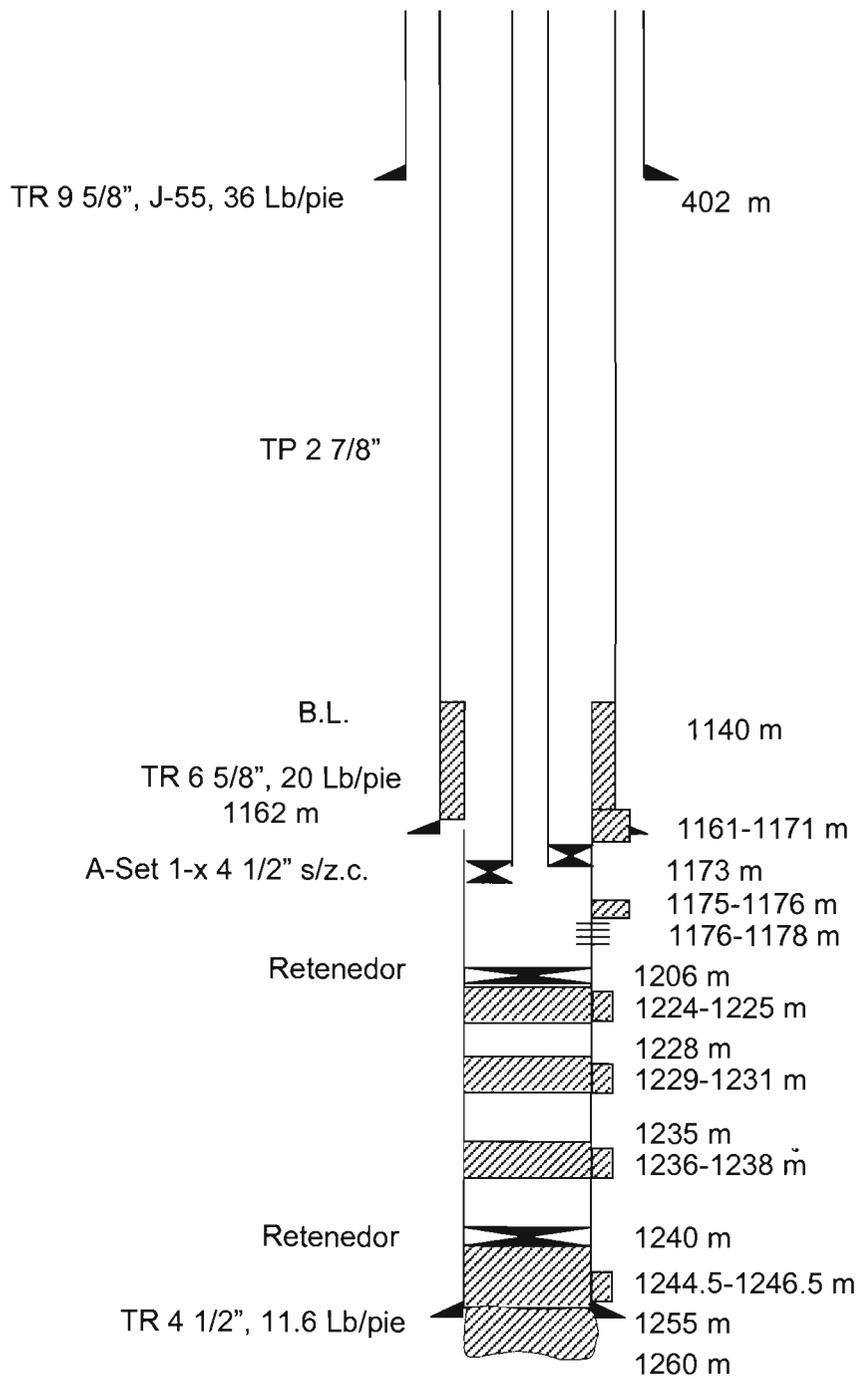


Fig. 25 Estado Mecánico Actual, Pozo Acuately 4

ESTA TESIS NO SE
DE LA BIBLIOTECA

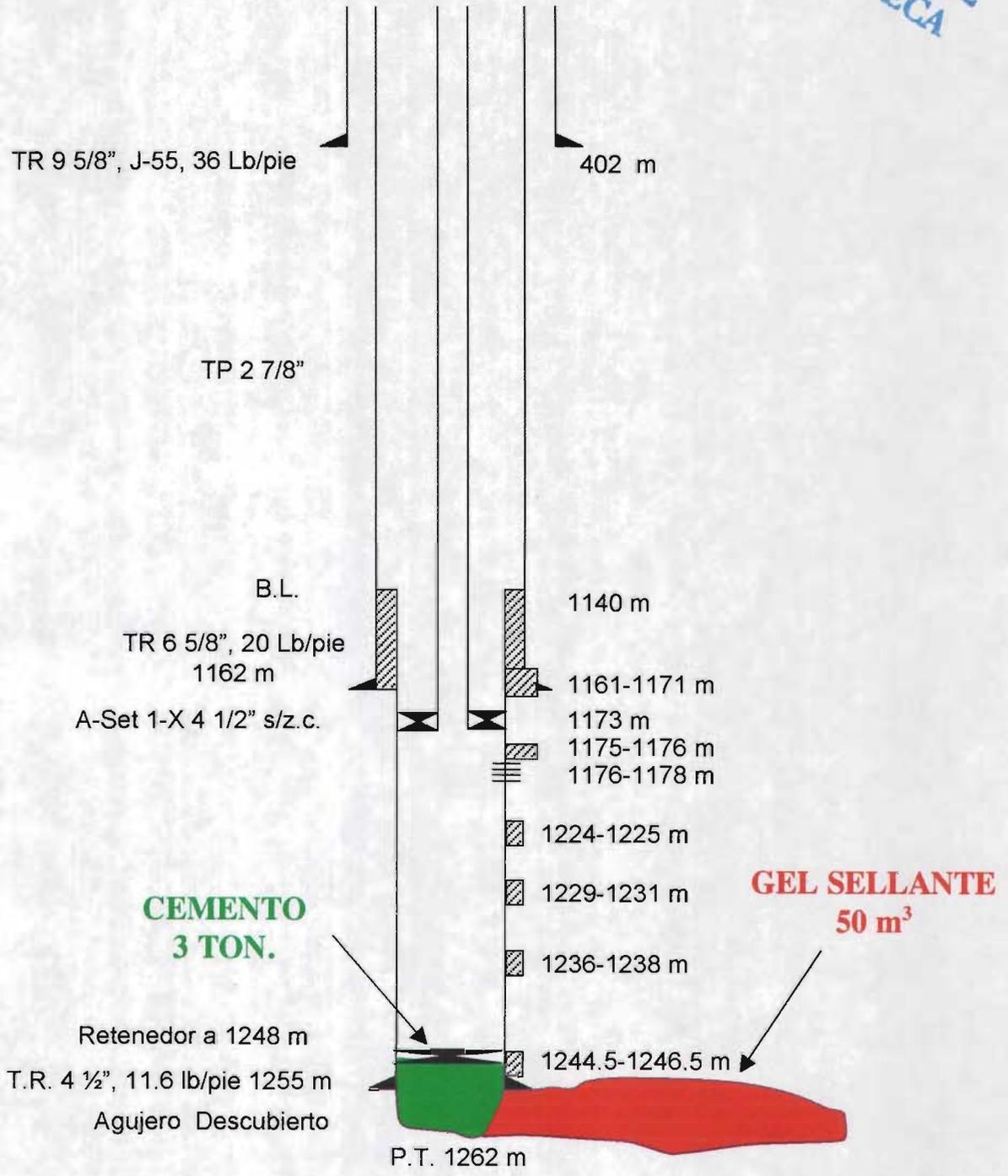


Fig. 26 Estado Mecánico Propuesto, Pozo Acuately 4

VII. 6 Evaluación Económica

A partir de la predicción de producción arrojada por el análisis nodal del pozo luego del tratamiento, se realizó un análisis económico para evaluar la rentabilidad del pozo propuesto. La predicción de la producción del pozo tratado a diferentes tiempos es usada para realizar el análisis económico mediante el uso del Programa MFID.

Para el análisis económico, se usarán los siguientes parámetros: precio del petróleo 12 \$/bbl, costo directo de la operación 977,923 \$, costo de Mantto. Ductos y personal 3\$/bbl, se proyecta el incremento de producción a un año con el factor de declinación del campo 0.94.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

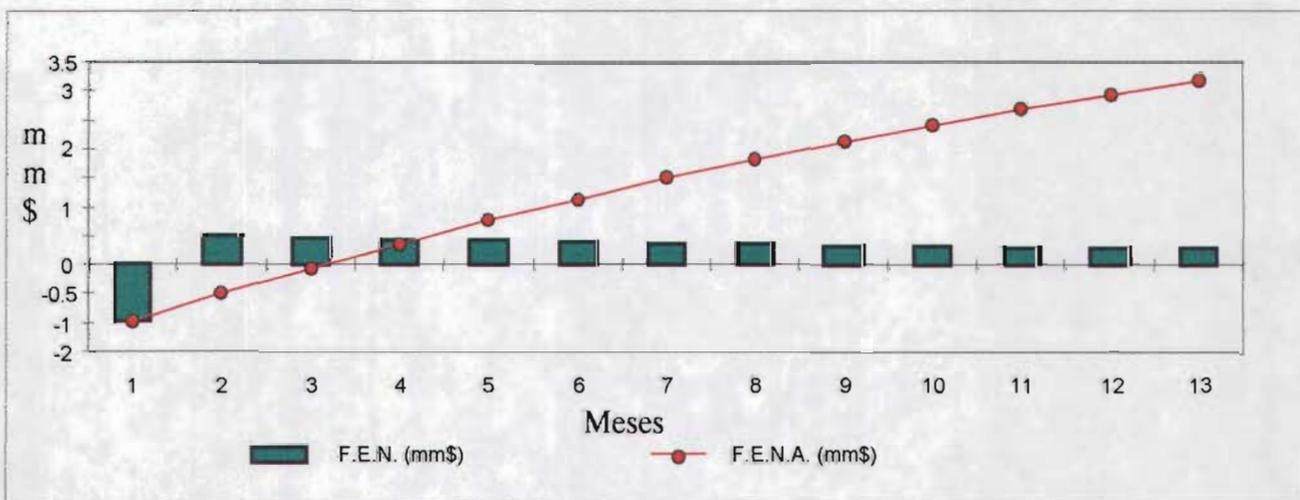


Fig. 27 Tiempo de Recuperación de la Inversión

Proyecto	VPI	VPN	TIR	P.R.	VPN/VPI	Benef / Costo
Acuatempa 4	0.97	3.2	43.78%	3	3.29	2.26

CAPITULO VIII

RECOMENDACIONES

En la identificación del problema de invasión de agua, la recolección de la información debe incluir todos los aspectos que pudieran influir: desde datos geológicos y petrofísicos, así como datos de terminación y/o reparación.

Se recomienda en el área Faja de Oro del Distrito Poza Rica que antes de cambiar el intervalo de abandono, invadido de agua, se aplique un gel sellante, microcemento y/o cemento, posteriormente disparar el nuevo intervalo superior para extender la vida productiva, sin entrada de agua.

Para evitar la conificación de agua, en los pozos del área de Faja de Oro del Distrito Poza Rica, se recomienda el uso de estranguladores fondo en los aparejos fluyentes, para no exceder el gasto crítico de producción.

Se recomienda no realizar tratamientos de control de agua en la cima de formaciones con empuje hidráulico intenso, en los intervalos que se encuentren en su etapa final de explotación.

Considerar realizar una prueba de admisión previa en yacimientos donde se presenten fracturas naturales, ya que el programa Xero solo hace un cálculo volumétrico, en base a la porosidad y longitud del intervalo disparado.

CONCLUSIONES

Una solución efectiva y económica para la invasión de agua en yacimientos y la vecindad del pozo, es realizar tratamientos de control de agua utilizando polímeros, silicatos y microcemento.

Se obtiene mayor penetración al yacimiento con la inyección de geles polímeros y/o base silicato en comparación con el cemento normal o microcemento base diesel (20 a 100 pies).

Cuando se diseñe un control de agua debe tenerse especial cuidado en considerar el propósito de la operación y el programa a seguir, esto es debe tenerse en cuenta que las características fisico-químicas de las soluciones, no interfieran con los planes inmediatos o futuros para el yacimiento.

La técnica de control de agua puede realizarse sin requerir de un equipo convencional de reparación de pozos, únicamente forzando el tratamiento desde el cabezal del pozo o con tubería flexible.

El éxito de un tratamiento de control de agua y el tiempo de recuperación de la inversión depende de la identificación del problema, selección del tratamiento y aplicación de manera adecuada.

Nomenclatura

bpd = Barriles por dia

bpm = Barriles por minuto

C.D. = Camisa deslizable

C.S.C. = Conexiones Superficiales de Control

F.E.N. = Flujo efectivo neto

F.E.N.A. = Flujo efectivo neto acumulado

K = Permeabilidad

K_{rw} = Permeabilidad relativa del agua

mmbls = Millones barriles

mmbpce = Millones barriles petroleo crudo equivalente

m.d. = Milidarci

P. Desp. = Presion desplazamiento

P.R. = Periodo de recuperacion

P_f = Presion final

PH = Potencial hidrogeno

P_{tp} = Presion en tuberia de produccion

P_{tr} = Presion en tuberia de revestimiento

Q = Gasto

TIR = Tasa interna de retorno

T.R. = Tuberia de revestimiento

VPI = Valor presente de la inversion

VPN = Valor presente neto

WOR = Relacion agua-aceite

WOR' = Derivada de la relacion agua-aceite

YAC = Yacimiento

BIBLIOGRAFIA

Conformance Technology

Identification and treatment of water-control problems for improved reservoir recovery efficiency
Halliburton energy service publication 1996

Petroleum Production Systems

Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides

SPE/IADC 37622

Applications of polymer gel for establishment of zonal isolations and water shut-off in carbonate formation.

D. Perez, SPE, and F.E. Fragachan, SPE Schlumberger Dowell; A. Ramirez, Petroleos Mexicanos; and J.P. Feraud, SPE, Schlumberger Dowell.

SPE/28571

Development of Optimal Water Control Strategies

S.I. Chou, J.H. Bae, and Francois Friedmann, Chevron Petroleum Technology Co., and J.D. Dolan, Chevron USA Inc.

SPE/36615

Improving Hydrocarbon/Water Ratios in Producing Wells-An Indonesia Case History Study

Frederick O. Stanley, SPE, BJ Services, Hardianto, BJ Services, Ewen Mamoch, SPE, BJ Services, and patemus Syukur Tangu, PT Caltex Pacific Indonesia.