

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA



**“APLICACION DE SOLUCION DE SILICATO DE SODIO CON
CATALIZADOR PARA CONTROLAR LA PRODUCCION DE
AGUA EN POZOS DE PETROLEO DE LA SELVA NORTE
DEL PERU”**

Titulación por Examen Profesional

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETROLEO

MANUEL ANTONIO QUEVEDO ZAVALA

LIMA – PERU - 2000

APLICACION DE SOLUCION DE SILICATO DE SODIO CON CATALIZADOR PARA CONTROLAR LA PRODUCCION DE AGUA EN POZOS DE PETROLEO DE LA SELVA NORTE DEL PERU

I. SUMARIO

II. INTRODUCCION

III. FUNDAMENTO TEORICO

III.A. Revisión de aspectos de ingeniería de reservorio para el control de agua.

III.B. Características de la solución

III.C. Diseño del tratamiento

III.D. Procedimiento de mezcla en el campo

III.E. Manipuleo y seguridad

IV. ANÁLISIS TECNICO

IV.A Aplicación en un pozo de petróleo en la selva norte

1. Historia del pozo

2. Programa

3. Resultados

V. EVALUACION ECONOMICA

V.A. Costo del tratamiento

V.B. Tiempo de retorno de la inversión

VI. CONCLUSIONES y RECOMENDACIONES

VII. BIBLIOGRAFIA

I.-SUMARIO

El presente tema ha sido desarrollado con la finalidad de encontrar una manera efectiva de controlar, reducir o bloquear la producción de fluidos no deseados en pozos de petróleo.

La producción de fluidos no deseados, es un factor limitante en la vida efectiva del pozo.

El costo de tratar el agua producida llega a ser un gran problema para las compañías petroleras, así mismo nuevas regulaciones gubernamentales referente al medio ambiente también impactan en la vida efectiva del pozo.

El tratamiento realizado es indicado en reservorios a los cuales previamente se les ha estudiado y definido cual es realmente su problema. Los pozos candidatos donde puede aplicarse esta solución deben ser reservorios con mecanismo de recuperación por empuje de agua de fondo. Es por eso que mediante el uso de este silicato de sodio el cual al ser completamente diluido en agua es mezclado luego con un catalizador que por efecto de temperatura va a permitir una completa precipitación, creando un disco impermeable alrededor de la vecindad del pozo porque lo que consigue desarrollar un daño en la formación bloqueando con ello la permeabilidad efectiva al agua.

El trabajo que se presenta ha sido aplicado en la selva norte del Perú con resultados favorables.

II.-INTRODUCCION

Es un problema actual en los campos de la Selva Norte del Perú la producción no deseada de agua en los pozos de petróleo, ubicados en yacimientos de alta permeabilidad con mecanismos de producción por empuje de agua de fondo y de flanco.

Por tal motivo se puso en marcha diferentes tipos de remedios para sellar, controlar o reducir la alta producción de agua que conllevaría al hecho de solucionar problemas asociados a esto (emulsión, escamas, corrosión) y costos operativos (alta frecuencia de servicio de pozos, etc) e indirectamente mejorar la contribución de petróleo, así como reducir los costos en el tratamiento de los fluidos no deseados antes de ser vertidos en las pozas contribuyendo a la conservación del medio ambiente.

Este estudio reseña un tratamiento con silicato de sodio, urea y solución acuosa (**sellante**); realizado en la selva norte del Perú “Pozo 1”, empleando el método de “Inyección Dual”.

El silicato es activado internamente por medio de catalizadores los cuales se clasifican en tres grupos de acuerdo a la temperatura en la que van a trabajar.

<u>Servicio</u>	<u>BHT (°F)</u>
Silicato 1	60 a 150
Silicato 2	120 a 180
Silicato 3	180 a 300

Para condiciones de fondo de pozo de la selva norte del Perú, donde las temperaturas están por encima de los 250 °F - profundidades mayores de 10,000 pies - se debe de mezclar al silicato de sodio con un activador que es el catalizador (urea) mas el agua, para obtener la solución de tratamiento.

Esta solución es permanente y no removible por lo que si es colocado dentro del intervalo productor inadecuadamente podría causar daño irreversible.

En tal sentido para la colocación del sellante químico, se usa la técnica de inyección dual; que consiste en inyectar la solución por directa y un fluido compatible por el espacio anular.

Este sellante es recomendado a ser usado con una cola de mezcla de cemento, lo cual causa un efecto sinérgico en el tratamiento. La reacción del silicato con el cemento causa una gelificación del primero y deshidratación del segundo casi inmediatamente. El cemento resultante tiene un alto esfuerzo compresivo cercano a la vecindad del pozo donde la presión diferencial es la más alta.

Los resultados obtenidos después del tratamiento en el "Pozo 1", son satisfactorios, consiguiéndose reducir la producción de agua de 5,200 bwpd a 750 bwpd y la producción de petróleo aumento de 160 bopd a 525 bopd después de un período de seis meses de evaluación.

Ver figura N° 1.

III.- FUNDAMENTO TEORICO

III.A REVISION DE ASPECTOS DE INGENIERIA DE RESERVORIO PARA EL CONTROL DE AGUA

El control de agua empieza con la identificación del problema. Esto requiere de una completa investigación de todos los aspectos del pozo y los parámetros del reservorio, tales como:

- Permeabilidad y porosidad del reservorio
- Permeabilidad relativa al petróleo, agua o gas
- Saturación de agua connata y saturación de petróleo y gas irreducible
- Altura de formación neta
- Mecanismo de recuperación
- Inclinación del reservorio
- Tazas de producción de petróleo, gas y agua respecto al tiempo
- Original contacto agua petróleo
- Período de tiempo antes que el agua empiece a ser producida
- Localización de todos los perforados
- Fracción de intervalo productivo completado
- Identificación de la localización y tipo de fluidos que entran a la vecindad del pozo
- Localización y continuidad de algunas capas de lutitas
- Evaluación de registros de adherencia del cemento al revestimiento

Identificación del Problema

El control de agua debe empezar con el entendimiento del problema desde el punto de vista de la ingeniería del reservorio.

Irrupción Temprana

Si la irrupción del agua es experimentada tempranamente en la vida del pozo, entonces la historia (WOR) del pozo debe ser examinada para seguir la fuente de problema los cuales podrían ser:

Producción no deseada de un canal detrás del revestimiento.

Este tipo de problema puede ocurrir alguna vez en la vida del pozo, pero es más notable después de iniciar la completación o estimulación del mismo. La producción de agua no deseada en el tiempo es una fuerte indicación que un canal existe. Registro de temperatura, ruido y adherencia pueden verificar éste problema.

Perforaciones dentro de la zona de agua o muy cercana a ella.

Los registros, datos de recortes y reportes diarios de perforación deben ser examinados para poder determinar el punto de cambio de agua movable.

Fracturamientos fuera de zona de interés

Tratamientos de estimulación los cuales podrían haber entrado en una zona de agua ubicada a alguna distancia lejana del pozo o conectar un pozo inyector a un pozo productor. La detección de éste problema puede ser hecho usando un registro de producción, revisión detallada

del tratamiento de fractura y por prueba de pozos tales como restauraciones de presión (build up), interferencia o pruebas de pulso.

Irrupción Lenta

Si la entrada de agua es experimentada a un tiempo considerable de producción en la vida del pozo, se puede esperar uno o mas de los siguientes factores:

Canal de un flujo de agua o empuje natural de agua

Las capas de alta permeabilidad causan prematura irrupción de agua, quedando atrás petróleo sin mover en las zonas de baja permeabilidad. Simulación de reservorio de los campos, pruebas de pulso de interfase, detalle de control del pozo y mapeo, registros de producción y registros de pozos son varios pasos para que el canal pueda ser detectado.

Conificación de agua de fondo

La conificación es un caso de movimiento vertical de agua a través de una fase de hidrocarburos alrededor de la vecindad del pozo. La conificación es siempre una posibilidad cuando la formación es localizada encima de la zona de agua. Cambios en la densidad de fluidos, registros Pulsed Neutron Spectroscopy (PSG - Pulsos de Neutrones Espectroscópicos) y Thermal Multigate Decay (TMD - Decaimiento Termal en Multi-ventanas), prueba de pozos y monitoreo del comportamiento del campo pueden ser usados para detectar la invasión del agua de fondo.

Goteo (Leaking) de revestimientos

Los goteos de revestimientos son normalmente detectados por un inesperado incremento en la producción de agua. Registros de temperatura o análisis de comparación de agua con todas las formaciones cercanas, pueden ser usados para localizar la fuente de goteo.

Reservorios depletados

Si el problema es el resultado de un reservorio depletado, hay muy poco que puede ser hecho por las cantidades de hidrocarburos presente a ser producido. Simulación de reservorios, análisis volumétrico, análisis de curvas de declinación y comparaciones con campos cercanos pueden ser usados para determinar la extensión deseada.

Mecanismos de recuperación

Entender correctamente el comportamiento del reservorio provee una base para determinar si excesiva producción de agua o gas es una preocupación posible en el futuro y determinar si la actual producción de agua o gas es excesiva. Los caudales de producción y últimas recuperaciones de hidrocarburos y otros fluidos no deseados de un reservorio depende altamente de los mecanismos de conducción, propiedades de roca, propiedades de fluidos, relieve estructural, localización del pozo y técnicas de gerenciamiento de reservorios.

Sin una base sólida sobre las cuales se pueda hacer un juicio de ingeniería, las expectativas del control de agua pueden ser demasiado optimistas y el diseño puede tener errores intrínsecos.

Recuperación Primaria

Los principales mecanismos que conducen la recuperación son: *procesos por depletación, agua, segregación y gravedad*. De acuerdo al Boletín API D-14, las recuperaciones mas bajas son asociadas con empuje por gas en solución y la mas alta por empuje de agua natural².

Específicamente, un mecanismo por empuje de gas en solución provee de 15 a 27 % de recuperación mientras que un mecanismo por empuje de agua se espera que provea de 35 a 70 % de recuperación de reservas de hidrocarburos. Ubicándose en algún lado entre estos dos extremos son mecanismos combinados que involucran agua limitada y/o empuje por capa de gas, segregación y proceso de drenaje por gravedad.

Slider clasifica las metodologías para mejorar la recuperación primaria en dos categorías de control de pozo y de control de reservorio³.

El mejoramiento de la recuperación primaria a través del control de pozo involucra estimulación, control de parafina, apropiado colocación y espaciamiento, intervalos de completación control del caudal y tubulares.

El control del reservorio se centra en la preservación del mecanismo de conducción original o la mejora de éste. A diferencia del control del pozo, el control del reservorio requiere un comprensivo entendimiento de todo lo que involucra al reservorio, esto es; esfuerzos, movimiento de fases, heterogeneidad, mecanismos de producción, fallamiento, inclinación y patrones de drenaje.

Las figuras 2⁴ y 3 muestran el comportamiento de presión de la recuperación de petróleo esperado y el desempeño gas-petróleo para diferentes mecanismos de conducción.

Investigaciones del comportamiento tales como éste, da la evidencia cuantitativa de ingeniería de reservorios para discernir un mecanismo de conducción sobre otro.

Conducción por depletación (gas en solución)

El mecanismo de empuje por depletación es caracterizado por la expansión de gas y petróleo como su fuente de energía para mover los fluidos. En un reservorio bajo saturado, la expansión de petróleo y gas disuelto son responsables por la producción de fluidos. Cuando la presión disminuye debajo del punto de burbuja, el reservorio llega a ser

saturado. Inicialmente, el gas liberado reemplaza al petróleo en igual base de volumen. Cuando una capa de gas se desarrolla, la fase gaseosa llega a ser móvil y más expansión de gas por unidad de volumen de petróleo producido es requerido. Esta capacidad del gas para fluir libremente con el petróleo reduce drásticamente al gas como fuente de energía.

La permeabilidad relativa al petróleo es reducida y la relación gas petróleo producido, aumenta rápidamente.

La figura 4 detalla el desarrollo de una capa de gas y la evolución del gas dentro del pozo cuando procede el proceso de depletación.

Mecanismo de empuje por segregación (Sin flujo en dirección opuesta).

En una estructura geológica de alto relieve conteniendo reservorios con petróleo y gas, no es común encontrar el petróleo y gas en estado estratificado (de capas) o fases segregadas; esto es, una zona de petróleo que yace encima de una capa de gas. En este tipo de reservorios la presencia de barreras de lutitas, permeabilidad vertical baja, u otras zonas impermeables suprimen el flujo cruzado de petróleo y gas asociado con el proceso de drenaje por gravedad.

El principal mecanismo de empuje es por expansión de capa de gas y es a menudo un candidato para mantenimiento por presión por inyección de gas dentro de la capa de gas.

Drenaje por gravedad (Empuje por segregación con flujo en dirección opuesta)

El desarrollo y expansión de una capa de gas sobre una zona de petróleo puede resultar de un activo proceso de segregación de fluidos donde el petróleo que migra descende debido a las fuerzas de gravedad y el gas migra hacia arriba debido a los efectos de flotación. En éste tipo de reservorio, la permeabilidad vertical debe favorecer el movimiento de hidrocarburos y volumétricamente, debe ser tanto movimiento de gas hacia arriba como petróleo hacia abajo. El caudal de segregación de fluidos aumenta cuando la movilidad del petróleo llega a estar cerca que la del gas.

Este tipo de reservorio no es usualmente un buen candidato para inyección de gas dentro de la capa de gas. La depletación de la capa de gas a través de conificación es específicamente perjudicial al desempeño del reservorio.

Mecanismo por empuje de agua

Los reservorios con mecanismos por empuje de agua natural se desarrollan como el resultado de una capa de petróleo que soporta empotramiento dentro de un acuífero o cuando una conexión hidráulica existe entre el reservorio y un afloramiento donde el agua puede filtrar. Cuando la fuente de agua es lo suficientemente extensa para reemplazar volumétricamente al petróleo producido, entonces, es considerado que el reservorio tiene un mecanismo por empuje de agua activo. Si el movimiento principal de agua es de desde el borde interno, mas o menos paralelo al plano de sedimentación, el reservorio se

dice que tiene un empuje de agua subyacente. Si el movimiento de agua principal es desde abajo hacia arriba, es denominado un reservorio de empuje de fondo de pozo.

La determinación de un óptimo caudal de producción para mantener un balance volumétrico entre el petróleo y el agua es esencial en prolongar la vida a un reservorio por empuje de agua.

La figura 5 muestra como un contacto agua petróleo se mueve hacia la vecindad del pozo durante la producción. Notar que el reservorio tiene un ángulo o inclinación, que no es del todo raro para entrapar estructuras productivas

La entrada de agua dentro de un reservorio desde un acuífero subyacente es a menudo un dilema. La existencia de agua casi siempre provee un fuerte mecanismo de soporte de energía, el cual mejora la producción; sin embargo, esto tiene un costo.

Muchas veces, dependiendo de la permeabilidad vertical, longitud del intervalo completado, distancia de los perforados al contacto agua petróleo, viscosidad del petróleo, y a las densidades agua, petróleo, el agua puede empezar a formar un cono y moverse dentro del pozo causando el fenómeno de conificación.

La predicción de éste comportamiento ayuda a minimizar el daño de la formación causado por el cono de agua. Además, determinando el caudal de producción óptimo de petróleo que minimizará la conificación de agua mientras al mismo tiempo optimiza la economía es una consideración importante a lo largo de la vida de la producción del pozo.

Numerosos modelos han sido desarrollados para predecir la conificación.

Al contrario que en los reservorios de gas donde la movilidad del gas es rápida, la mayoría de los reservorios de petróleo se benefician de la entrada de agua cuando el caudal de petróleo movable esta cercano que a la del agua.

Recuperación secundaria

En recuperación primaria, la producción de petróleo se da por la energía natural del reservorio. Cualquier método que mejora la producción de petróleo más allá de la recuperación primaria es llamado recuperación mejorada de petróleo.

La recuperación secundaria se refiere a cualquier proceso de recuperación mejorada que no involucra reacción química entre el fluido inyectado y el petróleo-en-lugar.

Técnicas de mantenimiento de presión como inyección de agua o gas y bombes de tratamientos con polímeros, están entre los procesos de recuperación secundarias ampliamente aplicados.

- Mantenimiento de presión por inyección de agua.
- Mantenimiento de presión por inyección de gas.
- Inyección de polímeros.

Estudio de conificación de agua

La conificación de agua y la canalización son de los principales problemas de agua en un reservorio.

El movimiento de agua ocurre cuando una gradiente de presión es aplicada a una fuente continua de agua donde la saturación de agua esta por encima de la saturación de agua connata o inmóvil y existe favorable permeabilidad relativa.

La conificación es un caso de movimiento vertical de agua donde la fase de agua se mueve hacia arriba a través de una fase de hidrocarburos en la dirección de una gradiente de presión negativa alrededor de la vecindad del pozo hacia el intervalo perforado.

La figura 6, muestra una idealización común de un cono de agua en un reservorio de petróleo.

En un reservorio donde es esperada la existencia de cono de agua es a menudo completado solo el 20% de la parte superior del espesor total de la arena neta para colocar la fuente de caída de presión lo mas lejos posible del contacto agua petróleo. Incluso con esta precaución, en circunstancias donde la permeabilidad vertical es alta, y existe suficiente caída de presión, el agua se moverá dentro de la vecindad del pozo y reducirá la producción de hidrocarburos.

Volumen del tratamiento

El volumen de polímero inyectado por espesor de arena neta y porosidad, $Q_p/\phi h$, puede ser relacionado a un frente de invasión, r_p , asumiendo una invasión uniforme dentro de la formación.

Las ecuaciones 1 y 2 pueden ser usadas para calcular el volumen de inyección requerido para alcanzar una cierta distancia dentro de una formación dada. Alguna reducción de movilidad resultante de invasión por inyección de polímero puede ser relacionada a un daño como se muestra en la ecuación 3.

$$Q_p = \pi r_p^2 \phi h \quad (1)$$

$$Q_p/\phi h = \pi r_p^2 \quad (2)$$

$$S = \frac{(\kappa/\mu)_{res} - (\kappa/\mu)_p}{(\kappa/\mu)_p} \ln(r_p/r_w) \quad (3)$$

La Tabla 1 presenta volúmenes de química y valores de daño equivalente para flujo radial, calculados con las ecuaciones 2 y 3 para varios radios de penetración de polímeros que reducen la movilidad por un factor de 100.

Los datos de la tabla 1 graficados en las figuras 7A y 7B muestran las relaciones entre el volumen de tratamiento y el daño equivalente contra el radio de penetración de la química inyectada.

r_p ft	$Q/\phi h$ gal/ft	S_e
10	2,350	318.7
25	14,687	409.4
50	58,748	478.0
100	234,991	564.6

Tabla 1. - Radios de penetración, volúmenes de tratamiento, y daño equivalente para una reducción de la permeabilidad de 100 veces.

III.B. CARACTERISTICAS DE LA SOLUCION DE SILICATO DE SODIO CON UREA

Descripción Química

La solución sellante es un material inorgánico, el cual ha demostrado tener éxito al formar una barrera permanente que impide la entrada de agua tanto en pozos productores como inyectores.

La solución es colocada como un fluido de baja viscosidad, la cual se convierte en un gel sólido dentro de un tiempo controlado.

Generalmente, el proceso toma ventaja del hecho que la solución de silicato fragua hasta un gel rígido cuando el PH sube por la reacción que sufre ante ambientes básicos.

La llave para el éxito del tratamiento con ésta solución, está en su profunda penetración dentro de la formación. Para conseguir esto, la viscosidad de la solución de tratamiento debe permanecer baja hasta que el tratamiento es colocado.

Al tratar pozos de producción o inyección será necesaria un aislamiento de la zona.

Las técnicas de empleo incluyen empacaduras, tratamientos de perforación e inyección dual y métodos de separación de flujo.

Comentarios Generales

Las propiedades físicas son:

SiO ₂ /Na ₂	3.22
Gravedad Específica	1.4 ± 0.02
Viscosidad	200 ± 20 cp.

Durante trabajos a ser realizados en locaciones frías, el almacenamiento debe ser cuidadoso dado que el punto de congelamiento del silicato es de 32 °F. Si el material es permitido que se congele, los silicatos son probablemente precipitados de la solución, dejando inútil la misma

El sellante puede ser quebrado o roto completamente en contacto con soda cáustica (NaOH), pero solo si éste es alcanzado. El contacto dentro de la formación es muy poco probable por lo que el tratamiento se considera irreversible.

No es recomendable incluir ningún surfactante, inhibidor, etc. en la solución.

Es extremadamente importante que el agua de mezcla para las soluciones con silicatos no sean más frías que de 60 a 70 °F.

El gel esperado; al tiempo para silicatos a temperaturas debajo de éstas llega a ser más corto cuando la temperatura disminuye.

El esfuerzo de los geles de silicato es inversamente proporcional al tiempo de gelificación. A menor tiempo requerido para la gelificación, mas fuerte es el gel resultante.

Mezcla en laboratorio

1. Colocar un vaso de mármol dentro de un contenedor sellado de por lo menos 100 ml.
2. Mezclar completamente los siguientes materiales en orden indicado:

Agua destilada 84 ml.

Silicato de Sodio 16 ml.

Urea 6 gr.

3. Colocar a la solución a un baño maría de 180 °F
4. Después de 5 horas, inclinar suavemente la solución para chequear su gelificación. Si la solución no ha gelificado, el vaso de mármol se moverá libremente; considerar que no debe haber tal movimiento cuando se ha alcanzado la gelificación
5. Si la gelificación no ha ocurrido, repetir el paso cada quince minutos hasta que la solución gelifique. Un aceptado tiempo de gelificación de la solución es de 5 1/4 a 6 horas.

Nota: La agitación puede interferir con la reacción de gelificación y/o con la calidad final del gel.

Examinación de la solución de silicato de sodio con urea y prueba de compatibilidad con muestra de la solución con agua de locación y agua de formación del “Pozo 1”

El propósito es determinar la cantidad de urea que necesita el silicato de sodio para obtener un tiempo de bombeabilidad adecuado, así como realizar pruebas de compatibilidad a presión y temperaturas tanto de superficie como de reservorio.

I Procedimiento

1. Se procedió a filtrar la muestra de agua del “Pozo 1” - Selva Norte del Perú
 - 1.1 Se preparó 1,000 cc de solución
 - 1.2 Se tomaron las lecturas de la solución en el reómetro Fann 35 a temperatura y presión de laboratorio (Tabla I).
 - 1.3 Se controló el tiempo de gelificación de la solución a temperatura y presión del laboratorio (Tabla II).
 - 1.4 Se realizó la prueba de gelificación a las 48 horas a temperatura del reservorio (260 °F) y presión inicial de laboratorio, en el consistómetro (Tabla III).
 - 1.5 Se realizó la prueba de gelificación a temperatura y presión del reservorio (260 °F y 3800 psi) en el consistómetro presurizado a 48 horas; se tomó su viscosidad y el tiempo de bombeabilidad (Tabla IV y V).

II Prueba de compatibilidad

- 2.1 Se procedió a preparar la solución tal como se realizó en el procedimiento anterior con agua de formación y para ello se usó 12 y 48 gr. de Urea (Tabla VI y VII).
- 2.2 Se realizó prueba de compatibilidad a presión y temperatura (3800 psi y 260 ° F) de la solución, con el agua formación

Resultados

I

- 1.1 Mezcla : 1000 cc de solución
840 cc agua - 160 cc Silicato de sodio
- Temperatura : 80 ° F
- Condiciones : Estáticas
- Observaciones : Esta mezcla se realizó con 12 y 48 gr. de urea. Obtuvo un color azul claro después de 6 horas y formó precipitados en forma de cristales en poca proporción.
- 1.2 Viscosidad
- Equipo: Viscosímetro Fann 35

TABLA I

REHOLOGY - FANN READINGS

<u>°F</u>	<u>600</u>	<u>300</u>	<u>200</u>	<u>100</u>	<u>6</u>	<u>3</u>
80	5	4	3	2	1	1

VISCOSIDAD PLASTICA = 1 CP

Observaciones : La viscosidad se tomó tanto para la mezcla con 12 gr. como para la de 48 gr. de urea. En ambos casos las lecturas fueron las mismas.

1.3 Tiempo de gelificación de la solución

Temperatura : 80 ° F

Condiciones : Estática

TABLA II

<u>Mezcla</u>	<u>Catalizador (Urea)</u>	
	<u>Gelificación</u>	
<u>No</u>	<u>Gr</u>	
	<u>Horas:Minutos</u>	
1	12	192:00
2	48	120:00

1.4 Prueba de gelificación

Temperatura : 260 ° F
Condiciones : Estáticas
Equipo : Consistómetro presurizado

TABLA III

Mezcla	Catalizador (urea)
<u>N°</u>	<u>Gr</u>
	<u>Horas:Minutos</u>
1	12 05:00
2	48 04:00
Observaciones:	Esta prueba se realizó en el consistómetro presurizado, en el cual solo se puso temperatura pero no presión

1.5 Prueba de gelificación a las 48 horas.

Temperatura : 260 °F
Presión : 3800 psi
Equipo : Consistómetro presurizado

TABLA IV

Mezcla	Catalizador	Rehology	Fann	Reading	(rpm)			
Viscosidad								
<u>N°</u>	<u>(Urea)Gr</u>	<u>°F</u>	<u>600</u>	<u>300</u>	<u>200</u>	<u>100</u>	<u>6</u>	<u>3</u>
<u>Plástica</u>								
1	12	*200	45	34	29	24	10	3 11
2	48	*200	45	35	30	27	10	7 10

(*)

Observaciones: La prueba se realizó a 260 °F y se tomaron las lecturas del reómetro a 200 °F.

TABLA V

Tiempo de Bombeabilidad

Mezcla N° 1		Mezcla N° 2	
<u>Tiempo Hr</u>	<u>Bc</u>	<u>Tiempo Hr</u>	<u>Bc</u>
00:00	25	00:00	10
24:00	30	24:00	35
48:00	35	48:00	40

II 2.1 Prueba de Compatibilidad

Temperatura : 80 °F

Condiciones : Estáticas

TABLA VI

Urea : 12 gr.

<u>N°</u>	<u>Solución de Silicato (cc)</u>	<u>Agua (cc)</u>	<u>Gelificación</u>
1	10	90	Gelificación instantánea - parcial, con precipitados en forma grumosa.
2	20	80	Gelificación instantánea - parcial en forma de grumos.
3	30	70	Gelificación inmediata - parcial, con precipitados en forma de grumos, pero en poca proporción.
4	40	60	Gelificación inmediata
5(*)	50	50	Gelificación inmediata
6	60	40	Gelificación inmediata
7	70	30	Gelificación inmediata - parcial, con precipitados en forma de grumos, pero en poca proporción.
8	80	20	Gelificación inmediata - parcial, con precipitados en forma de grumos
9	90	10	Gelificación inmediata

(*) Observaciones: La mezcla número cinco es compatible totalmente.

TABLA VII

Urea : 48 gr.

<u>N °</u>	<u>Solución de Silicato (cc)</u>	<u>Agua (cc)</u>	<u>Gelificación</u>
1	10	90	Gelificación inmediata
2	20	80	Gelificación inmediata
3	30	70	Gelificación inmediata
4	40	60	Gelificación inmediata
5	50	50	Gelificación inmediata
6	60	40	Gelificación inmediata
7	70	30	Gelificación inmediata
8	80	20	Gelificación inmediata
9	90	10	Gelificación inmediata

II 2.2 Prueba de Compatibilidad

Temperatura : 80 °F
Presión : 3800 psi
Urea : 12 gr.

Rehology Fann Reading (RPM)							Viscosidad
°F	<u>600</u>	<u>300</u>	<u>200</u>	<u>100</u>	<u>6</u>	<u>3</u>	Plástica
80	23	17	14	12	10	9	6

Observaciones: Esta mezcla gelifica instantáneamente, por lo que no se pudo poner en el consistómetro atmosférico. Es compatible.

De acuerdo a los resultados obtenidos en los ensayos de gelificación, compatibilidad y bombeabilidad, se debe de tener mucho cuidado al momento de realizar el trabajo puesto que a la temperatura circulante de fondo, la solución de silicato entra en contacto con el agua de formación, obteniéndose una gelificación instantánea.

III.C. DISEÑO DEL TRATAMIENTO

Como se ha podido comprobar con los resultados de las pruebas de laboratorio ensayado para ésta solución, a mayor concentración del catalizador (urea), la gelificación se consigue con mayor rapidez que a menores concentraciones. Es por ésta razón que para el tratamiento es recomendable bombear a la zona de interés, volúmenes de menor a mayor concentración del catalizador.

Trabajos típicos realizados con ésta solución sugieren volúmenes de tratamiento capaces de penetrar dentro de la formación la mayor distancia posible con la finalidad de crear un disco radial en la zona de agua con la idea de causar un sello, dependiendo para ello del tiempo de bombeabilidad que tiene que ver con la concentración del catalizador (escogido en función de la temperatura de fondo) y de la tasa de penetración con que el fluido va a ingresar a la zona de tratamiento.

Generalmente se empieza a bombear grandes volúmenes de solución con concentraciones bajas de catalizador para terminar bombeando menores volúmenes pero con concentraciones mayores de urea.

Para el caso que del “Pozo 1” de la Selva Norte del Perú que se presenta, se utilizó la siguiente composición:

Solución (Bbls)	Silicato sodio (gal.)	Agua (glas.)	Urea (lbs. lb/Mgal)
190	1277	6703	400 - 50
160	1075	5645	673 - 100
40	269	1411	504 - 300
40	269	1411	673 - 400

Para la concentración de urea la representación es la siguiente:

50 lb/Mgal Es en el laboratorio 6 gr. de Urea en 1000 cc de solución.

100 lb/Mgal Es en el laboratorio 12 gr. de Urea en 1000 cc de solución.

300 lb/Mgal Es en el laboratorio 36 gr. de Urea en 1000 cc de solución.

400 lb/Mgal Es en el laboratorio 48 gr. de Urea en 1000 cc de solución.

Se usó también agua con 2 % KCl como fluido inicial y después de inyectar la solución de silicato se bombeó una mezcla de cemento separada con pequeños volúmenes de agua con 2 % KCl delante y detrás.

Así mismo se bombeó petróleo ligero en el tope de los perforados a través del anular a una presión por encima de la presión de tratamiento con la solución de silicato, con la finalidad de mantener un “camino

libre” para el recorrido del petróleo en el momento de la vida productiva del pozo.

III.D. PROCEDIMIENTO DE MEZCLA EN EL CAMPO

La solución de agua, silicato de sodio y urea, puede ser mezclada por dos métodos:

Solución simple en un mezclador.

Método de solución doble usando un “El Bar mixer”.

Para nuestro caso por las condiciones de logística de la selva peruana se trabajo con la primera opción:

Método de solución simple

El método de solución simple es solo preparado en un mezclador con paletas.

Agua Fresca	840 gl
Silicato de Sodio	160 gl
Activador (Urea)	X* lb

* La cantidad del activador depende de la temperatura y del tiempo de bombeo requerido.

Medimos 840 galones de agua fresca en un compartimiento simple. Se empieza a rotar el mezclador y se adicionan los 160 galones de silicato de sodio. Se continúa mezclando hasta que se consiga una solución uniforme. Dependiendo de la temperatura del agua, 10 a 15 minutos debería ser el adecuado. Asegurarse que la temperatura del agua sea de 60 °F a 80 °F. Adicionar el catalizador directamente a la solución a 100 libras por minuto y continuar mezclando por un mínimo de 15 minutos después que el activador haya sido adicionado.

III.E. MANIPULEO Y SEGURIDAD

Se debe de considerar que como se está trabajando con un Silicato de Sodio grado 40 puede causar severas quemaduras en los ojos y la piel por lo que de inmediato se debe de lavar con abundante agua por lo menos unos 15 minutos y retirándose de inmediato la ropa de trabajo.

Si por alguna razón es ingerido, no se debe de inducir al vómito. Tomar agua o leche para la dilución y recibir atención médica lo mas pronto posible. Se debe de usar un apropiado equipo de protección para evitar la inhalación y el contacto con ojos y piel.

La urea puede irritar los ojos y la piel si éstos son expuestos y se debe de lavar plenamente con agua por 15 minutos. Si es inhalado se debe de salir a un lugar fresco y si es ingerido, como en el caso anterior, no se debe inducir al vómito sino mas bien tomar agua y si la irritación persiste, recibir atención médica.

IV.- ANÁLISIS TECNICO

La aplicación de la solución de agua, silicato de sodio y urea está dando un buen resultado en el control de agua en los pozos de petróleo en la Selva Norte del Perú.

Se deduce que grandes volúmenes de solución hacen un buen sello al acuífero permitiendo la mayor recuperación de petróleo.

La técnica de colocación de Inyección Dual utiliza el revestimiento del pozo para la inyección de los fluidos por la tubería así como por el anular. Esta técnica ofrece un eficiente control de colocación.

IV.A. APLICACIÓN EN UN POZO DE PETROLEO EN LA SELVA NORTE DEL PERU

1. Historia del “Pozo 1”

Este es un pozo direccional que fue completado en Diciembre de 1978 teniendo como objetivo principal la arena Vivian, la cual se produjo mediante inyección de gas como sistema de levantamiento artificial.

En Noviembre de 1982 el pozo fue convertido al sistema de producción por bombeo electro sumergible.

El último servicio al pozo para reemplazar la bomba electro sumergible fue hecho en Enero de 1993.

Los intervalos a producción son los siguientes:

1. < 12,195 - 12,227 >

2. < 12,234 -12,250 >
3. < 12,257 - 12,273 >
4. < 12,287 - 12,289 >

La producción a Marzo de 1994 es 5,413 BFPD, 174 BFDD, 96.8 % WC, 35 °API A 70 Hz.

2. Programa

Diagrama del pozo (figura N° 8)

Profundidad:	13,140 pies.
Revestimiento intermedio:	9 5/8" & 40 lb/pie @ 9775 pies.
Laina:	7" & 29 lb/pie @ 13,140 pies.
Tubería de trabajo:	3 1/2" DP, 9.5 lb/pie & 13.3 lb/pie.
Tipo de tapón:	Retenedor de cemento perforable (EZ-SV)
Fecha de Trabajo	Abril de 1994

Dadas las consideraciones económicas el trabajo se diseño para ser operado solo cuando la bomba electro sumergible fallara, por tal motivo se esperó hasta la fecha mencionada que se pudo empezar el trabajo.

- Se recuperó el ensamblaje con la bomba electro sumergible.
- Bajó sarta de 3 1/2" con broca de 6" y rascador de 7" hasta 12,600 pies
- Circula por 4 horas con agua tratada (Agua filtrada, KCl, Surfactante, Bactericida y Secuestrante de Oxígeno). Retira sarta.

- Se bajó con cable tapón puente de abandono, sentándolo a 12,230 pies para aislar el intervalo de la formación Lower Vivian (12,234'-12,250', 12,257'-12,273', 12,287'-12,289').

- Armó y probó líneas de superficie con 4,000 psi y luego se presurizó revestimientos para determinar la tasa y la presión de admisión en el intervalo: 12,195' - 12,197'.

Prueba de inyección: 1.8 bpm con 750 psi.

- Bajó retenedor de cemento con cable y sentó a 12,220'.

- Con sarta de 3 1/2" y conector (stinger) de 7" y se realizó prueba de inyektividad tanto por tubos y por revestimiento.

Los resultados fueron los siguientes:

Inyección por tubería Q = 1.0 bpm a 900 psi.

Inyección por revestimiento Q = 1.3 bpm a 600 psi.

- Levantó el conector y se desplazó el fluido tratado del hueco con petróleo ligero mas surfactante.

- Introduce conector al retenedor y bombea:

200 bls. de KCl al 2% en peso de agua como colchón.

190 bls. de solución (1277 gal. silicato de sodio + 6703 gal. agua) con 400 lbs. urea (50 lb/Mgal).

160 bls. de solución (1075 gal. silicato de sodio + 5645 gal. agua) con 673 lbs. urea (100 lb/Mgal).

40 bls. de solución (269 gal. silicato de sodio + 1411 gal. agua) con 504 lbs. urea (300 lb/Mgal).

40 bls. de solución (269 gal. silicato de sodio + 1411 gal. agua) con 673 lbs. urea (400 lb/Mgal).

5 bls de agua fresca con 2 % KCl.

6 bls. de mezcla de cemento aditivada de 16.1 lb/gl

5 bls de agua fresca con 2 % KCl.

- Desplazó 40 bls de petróleo.

Simultáneamente se bombeó 950 barriles de petróleo través del espacio anular, manteniendo casi la misma presión de inyección que por tubos durante todo el trabajo.

3. Resultados

Como se puede apreciar en la figura N° 9 (corte de agua), el control de la producción de agua usando el tratamiento (solución de silicato de sodio con urea) es satisfactorio.

La producción de petróleo tiene un significativo incremento como lo demuestra la Figura N° 10.

El resumen de la producción del pozo se indica en la siguiente tabla.

Producción	Antes del tratamiento	Después del Tratamiento		
		1 Mes	1.2 Años	2.5 Años
BWPD	5,239	251	567	322
BOPD	174	585	378	271
Corte de agua	96.6 %	30.0 %	60.0 %	54.3 %

V.- EVALUACION ECONOMICA

V.A.- Costo del tratamiento

Para los cálculos de la inversión no se ha considerado lo que representa el gasto en el cambio de la bomba electro sumergible, pues se ha aprovechado el desgaste o falla natural de la misma para poder realizar el tratamiento. Estos costos adicionales al gasto propio de la bomba electro sumergible estarán referidos al caso en que se emplee el silicato de sodio con catalizador bajo el método de “Inyección Dual”. Los costos genéricos son los siguientes:

A.1.- Costo por equipo de servicio de pozo.

HORA	DESCRIPCION	\$/HR	TOT	ACUMU
10	Bajar broca/ rascador	320	3200	3200
12	Circular, cambiar fluido sacar broca/ rascador	320	3840	7040
6	Bajar calib. Sentar tapón	320	1920	8960
4	Presurizar	320	1280	10240
6	Bajar retenedor de cemento	320	1920	12160
12	Tratamiento	320	3840	16000
24	Esperando fragüe	320	7680	23680
6	Sacar cañería	320	1920	25600
8	Bajar broca/ rascador	320	2560	28160
6	Circular. Sacar broca/ rascador	320	1920	30080

A2.- Costo por servicios y materiales.

Cantidad	Descripción	\$Unitario	Total	Acumulado
2 Bajadas	Compañía de perfilaje	6000	12000	12000
1	Compañía de bombeo	15000	15000	27000
1	Tapón tipo puente	1200	1200	28200
1	Tapón retenedor de cemento	1200	1200	29400
2890 gal.	Silicato de sodio	4.0	11560	43450
2250 lbs.	Urea – Catalizador	1.0	2250	45700
	Total			75780
	Misceláneos			4220
	Costo total.			U\$ 80,000

V.B. Cálculo del tiempo de retorno de la inversión (Pay Out).

El tiempo de retorno de la inversión (PAY OUT), se calculará tomando en cuenta el incremento en la producción de petróleo y la disminución del agua producida.

Se considerará que, a raíz del tratamiento, la producción de petróleo se incrementa en por lo menos 50 BOPD por un periodo mínimo de 3 meses.

Así mismo, al producir menos agua, se instalará una bomba electro sumergible mas pequeña y se gastará menos en tratamiento químico, cuyo costo esta estimado en 0.08 \$/bbl de agua.

Estos “ahorros” respecto a los gastos que implicarían producir el mismo pozo si es que no se hubiese hecho el tratamiento, serán considerados en el costo del Retorno de la Inversión.

Considerando una reducción del 40 % en el agua producida se tendrá que para un pozo que produce 5000 BWPD antes del tratamiento:

Costo adicional por el tratamiento de Silicato de sodio: \$ 80,000.

Ingreso por incremento de Petróleo.

$$50 \text{ BOPD} * \$10/\text{BO} = \$500/\text{D}.$$

Ahorro por menos cantidad de agua producida.

$$5000 * (100\% - 40\%) \text{ BWPD} * \$0.08/\text{BW} = \$ 240/\text{D}.$$

$$\text{Retorno de la Inversión: } \$ 80000 / (\$ 500/\text{D} + \$ 240/\text{D}) = 108 \text{ días}.$$

Nota :

En el caso mas critico que no se incrementase la producción de petróleo, el Retorno de la Inversión solo por reducción de agua producida para el mismo pozo sería:

$$\text{Retorno de la Inversión: } \$ 80000 / (\$ 0 + \$240/\text{D}) = 333 \text{ días}.$$

El caso real después de 3 años como se indica en la figura 11, sería:

Tratamiento de Silicato de sodio: \$ 80,000.

Ingreso por incremento de Petróleo.

$$200 \text{ BOPD} * \$10/\text{BO} = \$ 2000/\text{D}.$$

Ahorro por menos cantidad de agua producida.

$$400 \text{ BWPD} * \$0.08/\text{BW} = \$ 32/\text{D}.$$

$$\text{Retorno de la Inversión: } \$ 80000 / (\$ 2000/\text{D} + \$ 32/\text{D}) = 40 \text{ dias.}$$

VI.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Para el uso del tratamiento con silicato de sodio, se debe inicialmente identificar la causa del problema del reservorio.
2. No todos los pozos con irrupción temprana de agua son candidatos para el tratamiento con Silicato.
3. Es recomendable correr inicialmente un registro de temperatura para determinar exactamente bajo que parámetros vamos a trabajar en el fondo del pozo.
4. Programas de cálculo de temperatura hacia el interior de la vecindad del pozo, deben ser corridos para poder usar la adecuada concentración de catalizador.
5. El esfuerzo de gel del silicato de sodio es inversamente proporcional al tiempo de gelificación.

A menos tiempo requerido para la gelificación, es más fuerte el gel resultante.
6. Es recomendable que el activador se vaya incrementando durante el tratamiento. Esto ayudará a aumentar el esfuerzo de gel del silicato más cerca a la vecindad del pozo.
7. El costo del tratamiento con el silicato de sodio es económico.

VII.- BIBLIOGRAFIA

- Conformance Technology – Halliburton Energy Services
- Reservoir Engineering Applications to Control Excess Water and Gas Production – Mehdi Azari and Mohamed Soliman
- Water Control Manual – Halliburton Energy Services
- Water Control Laboratory – Halliburton Energy Services

² Arps, “ A statistical Study of Recovery Efficiency”

³ Slider, Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods

⁴ Adams, Workover Well Control

ANEXOS

DIAGRAMA DE BOMBEO

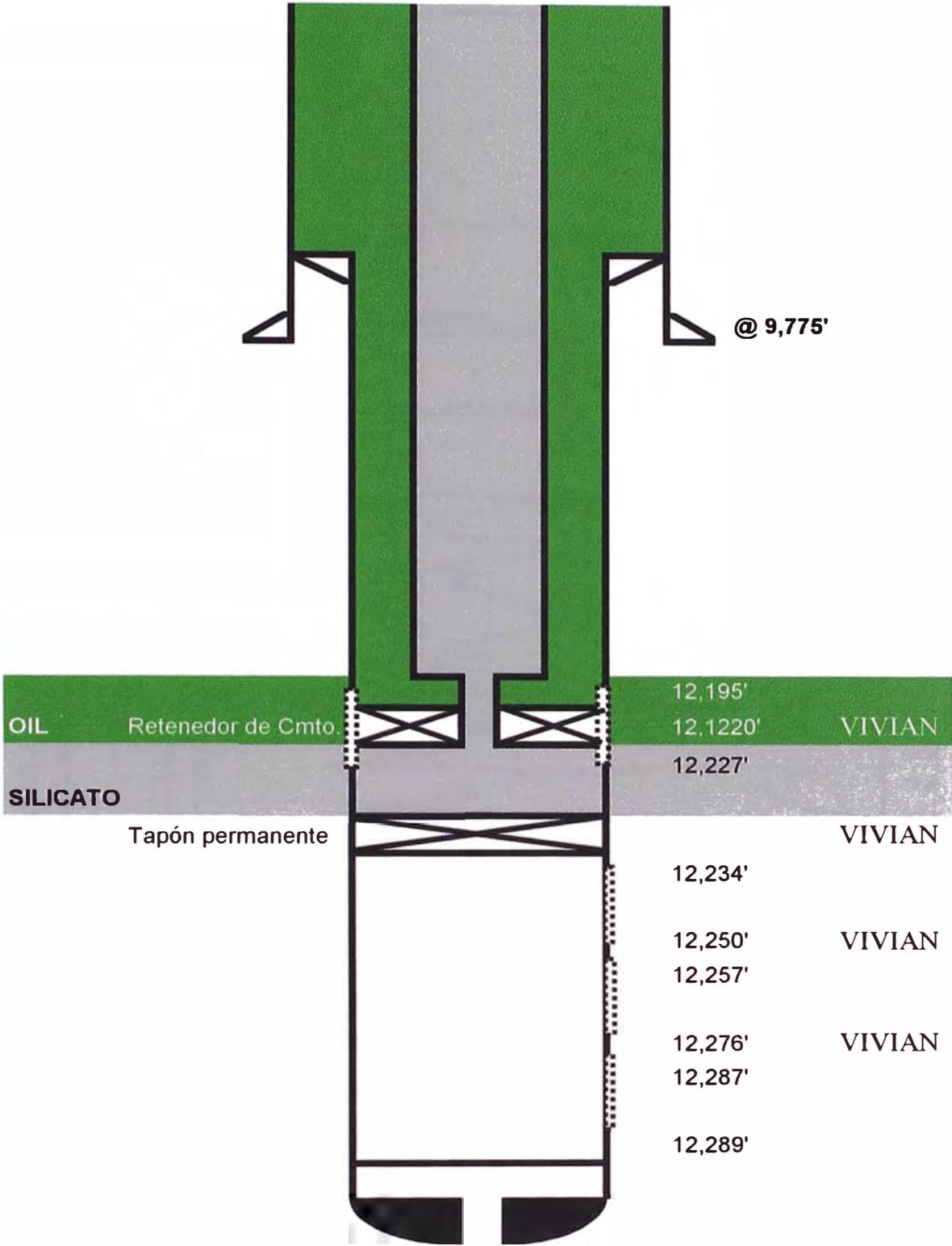


Figura 1
HISTORIA DE PRODUCCION POZO "J"

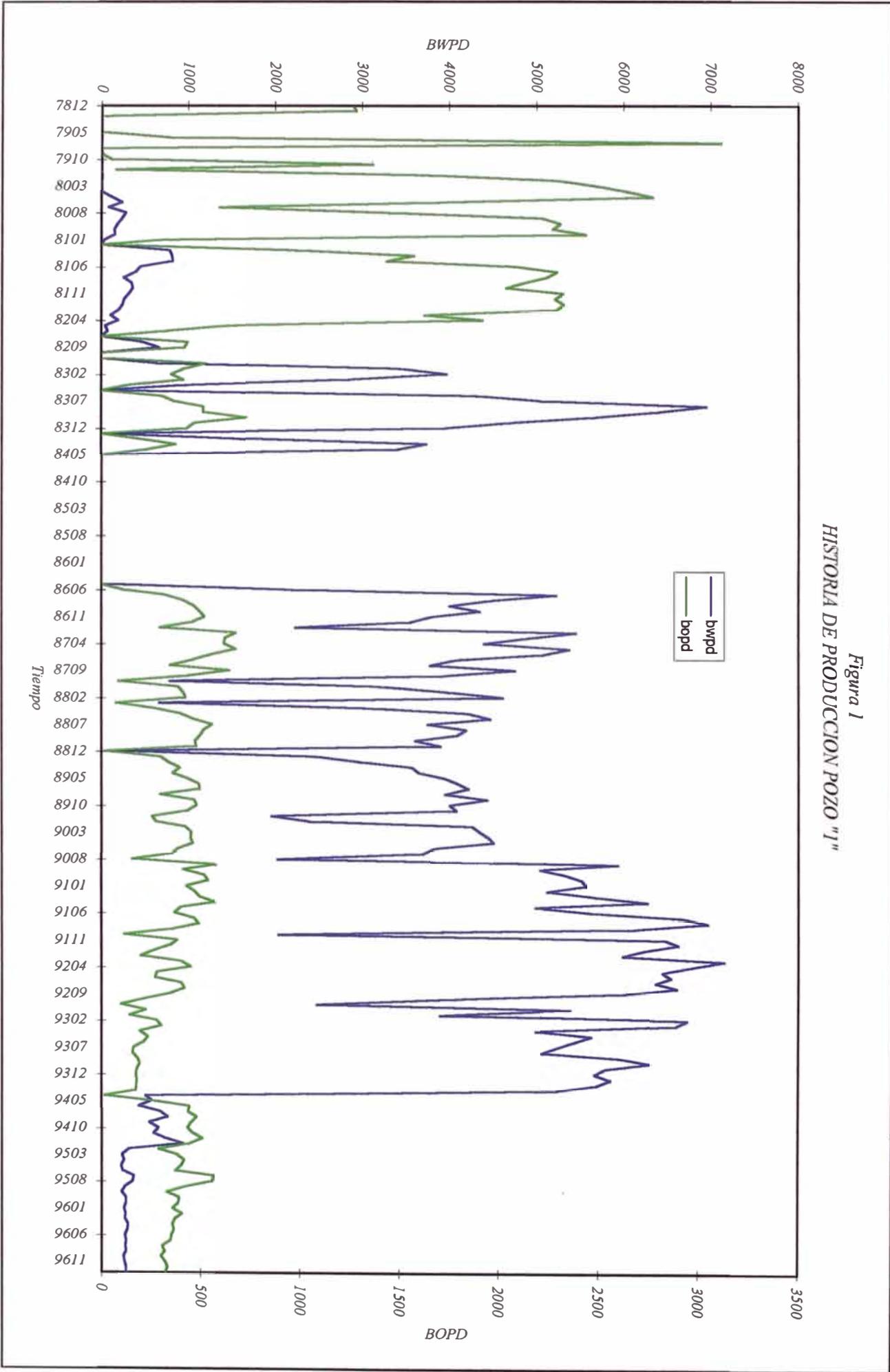


Figura 2

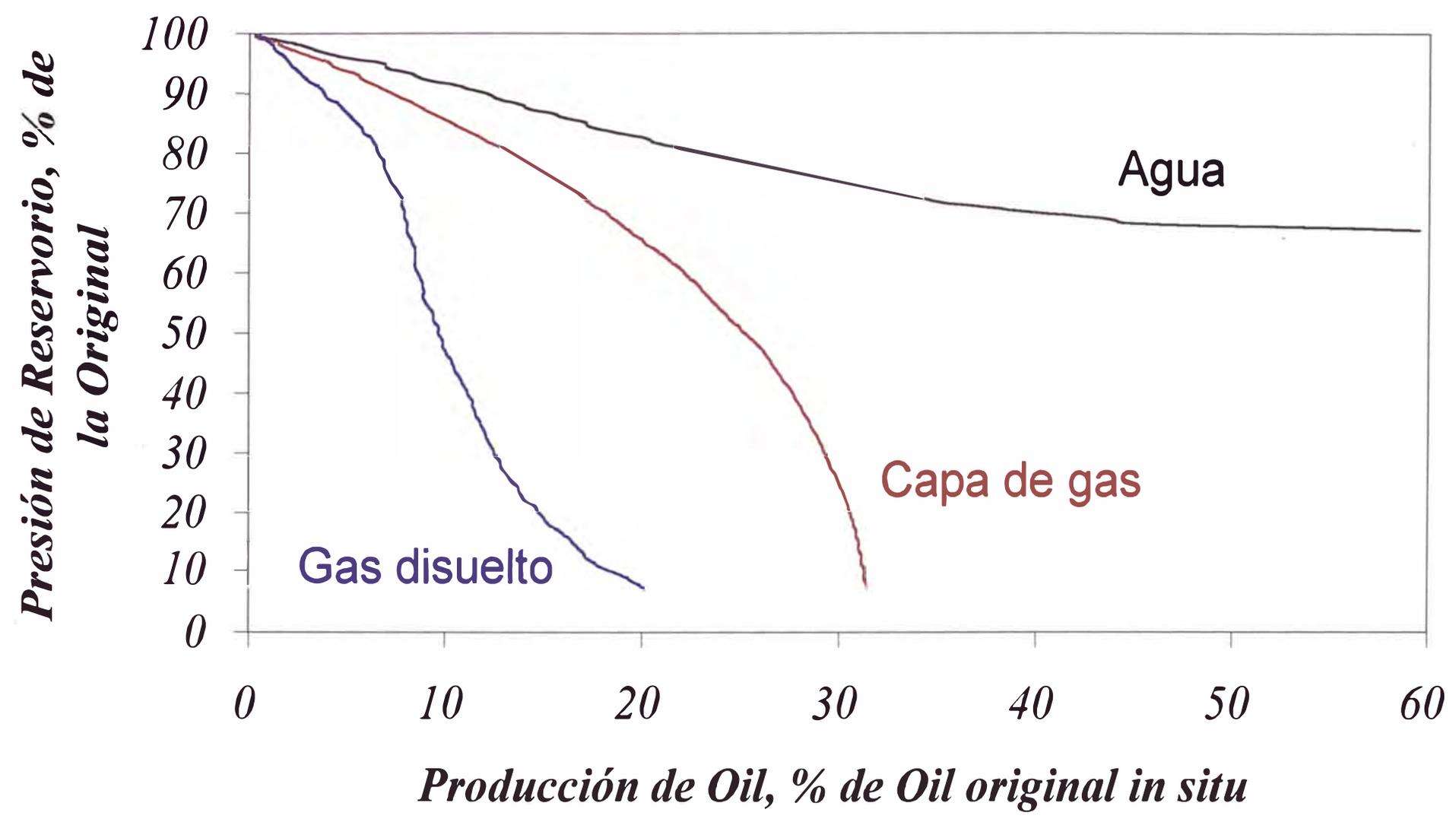
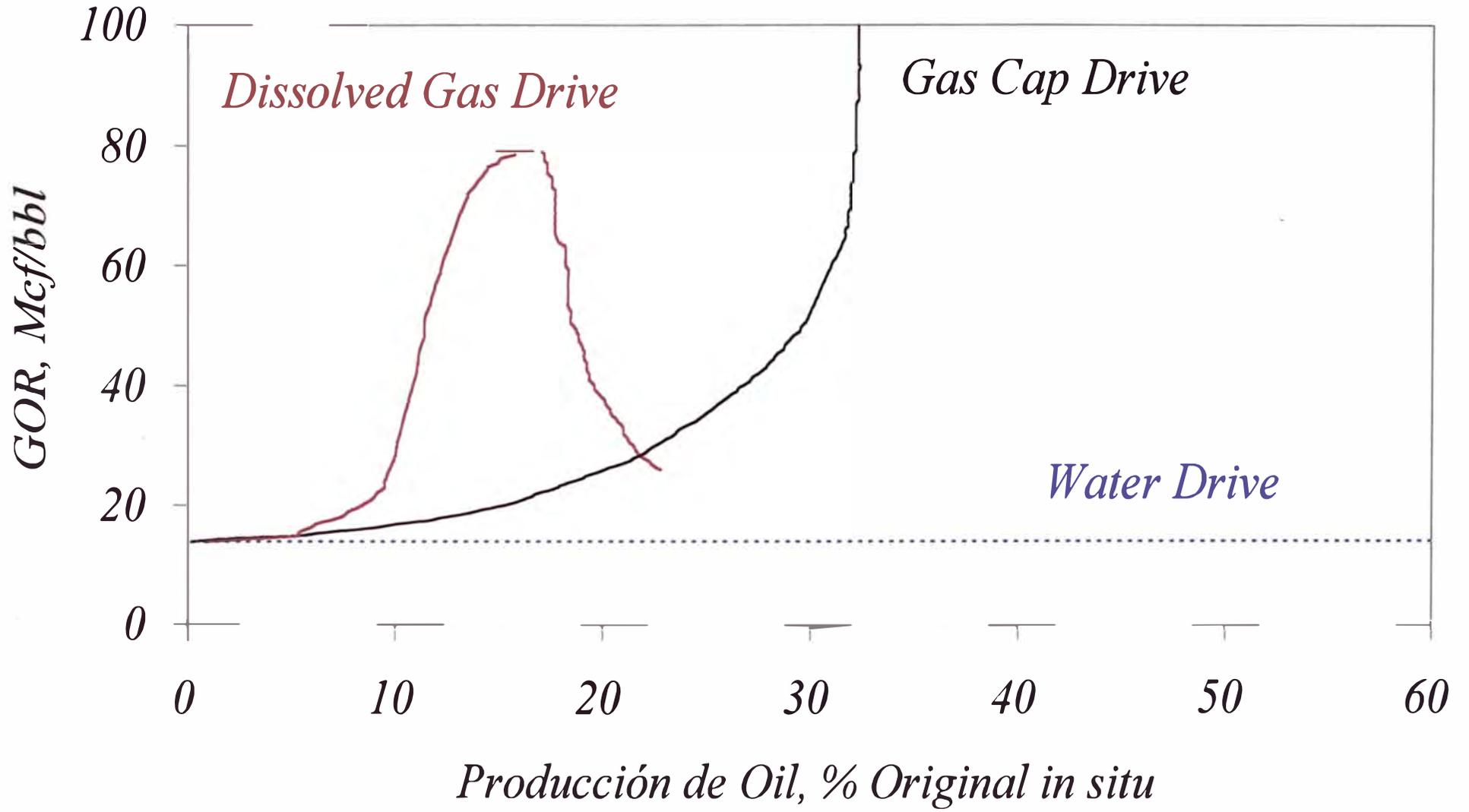


Figura 3



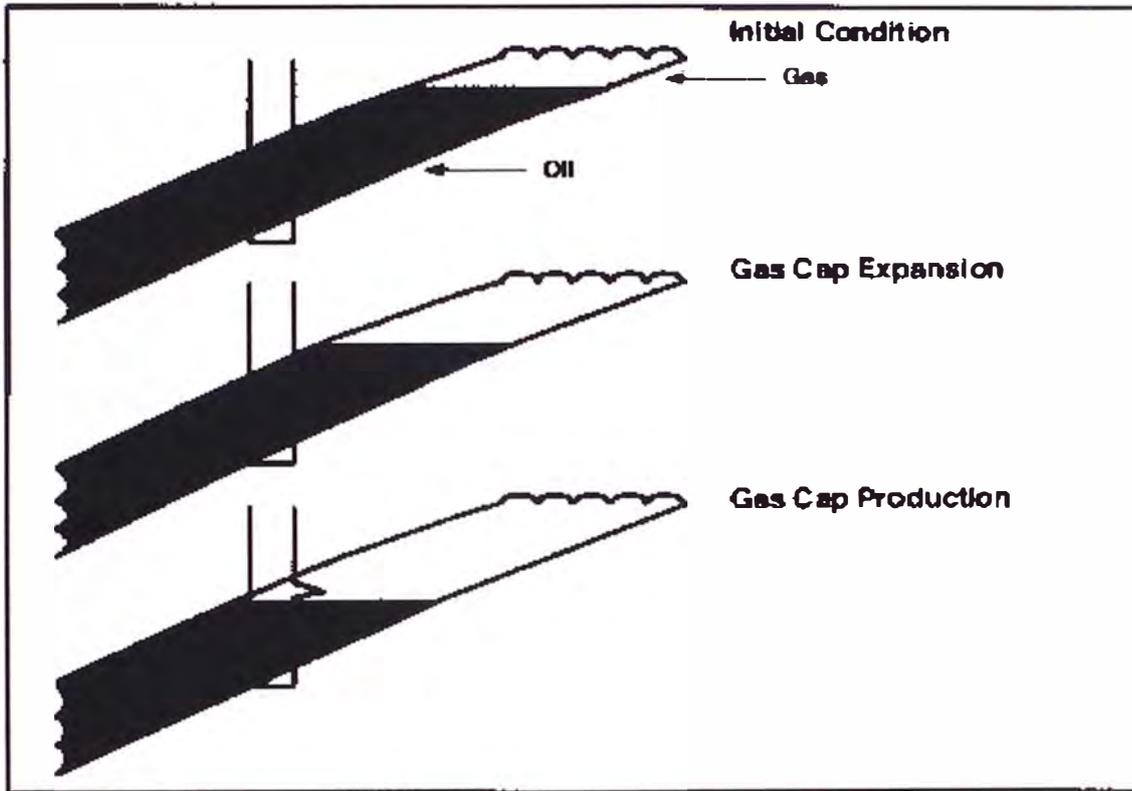


Figura 4

Expansión y producción de capa de gas con producción de petróleo

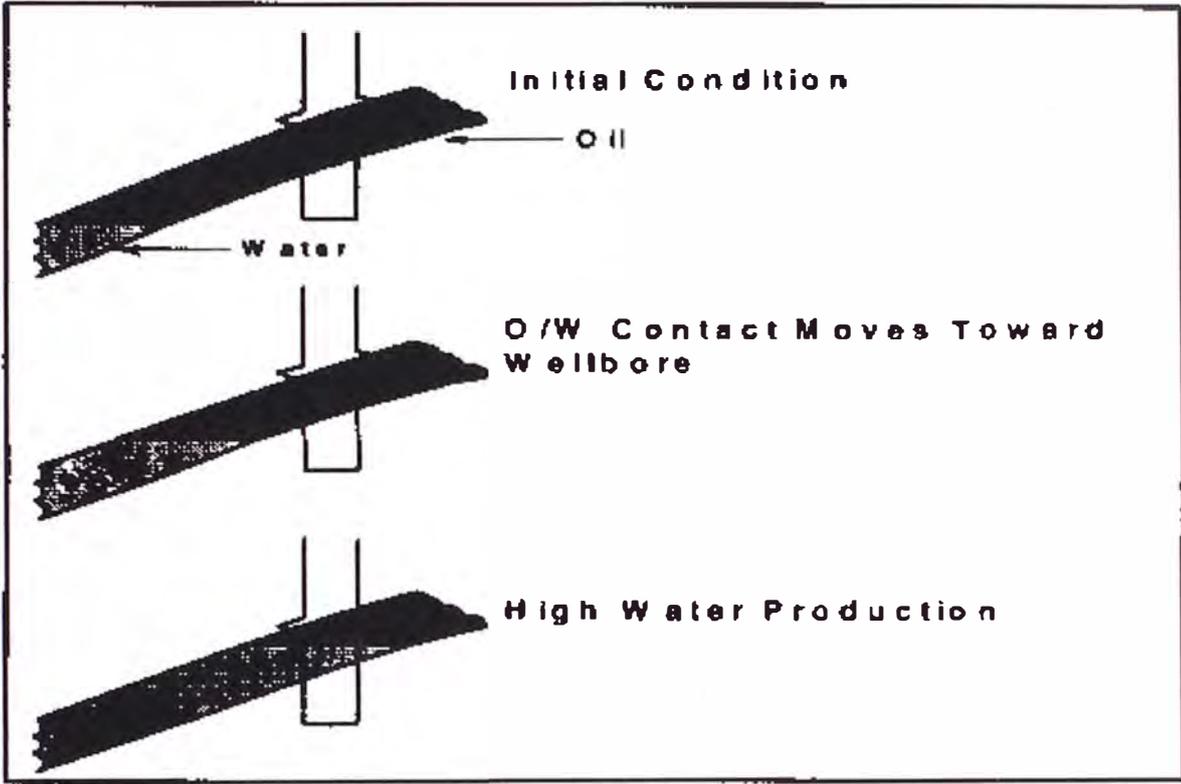


Figura 5

Avance del contacto agua-petróleo y subsecuente producción de agua con petróleo

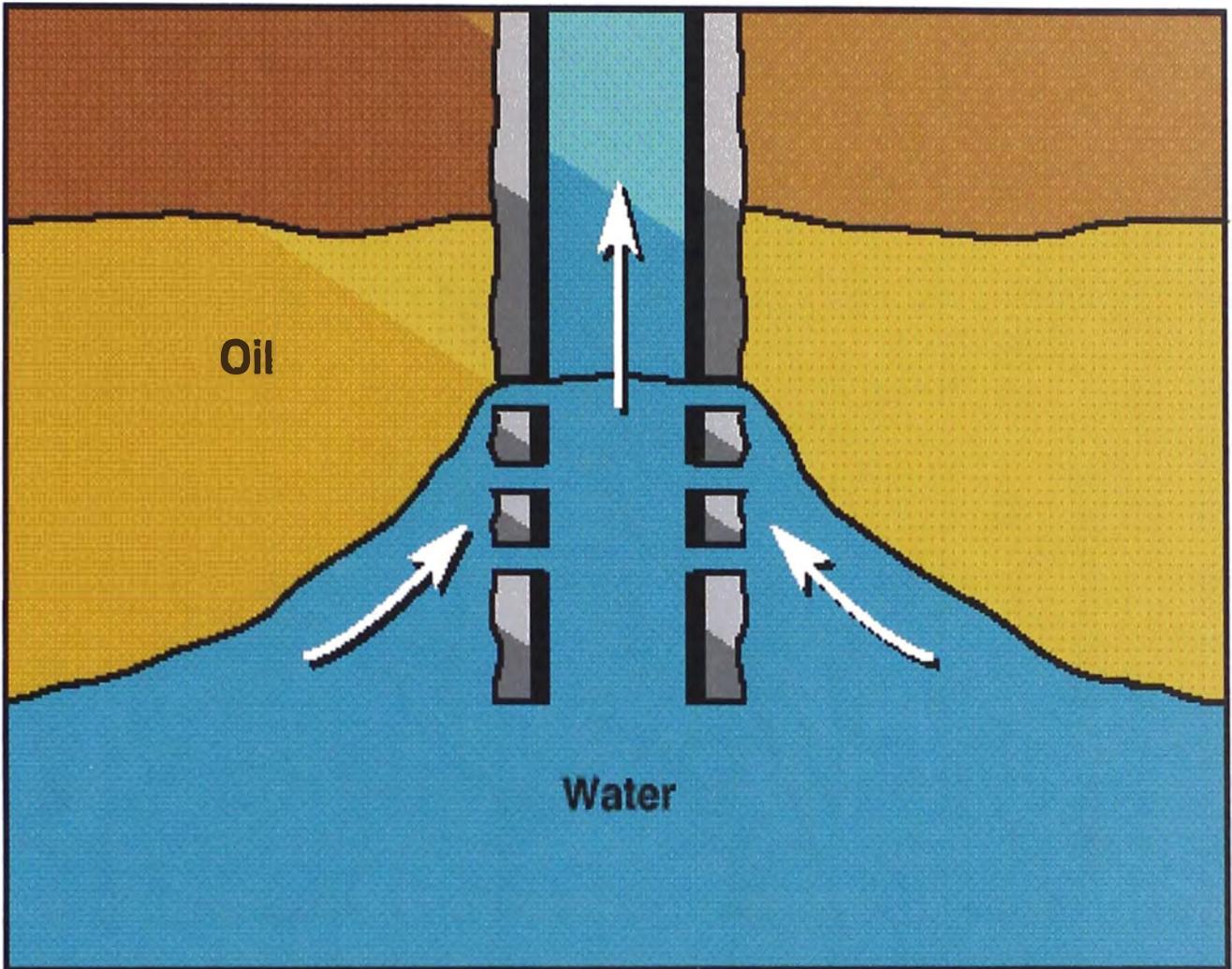


Figura 6
Cono de Agua

Figura 7A

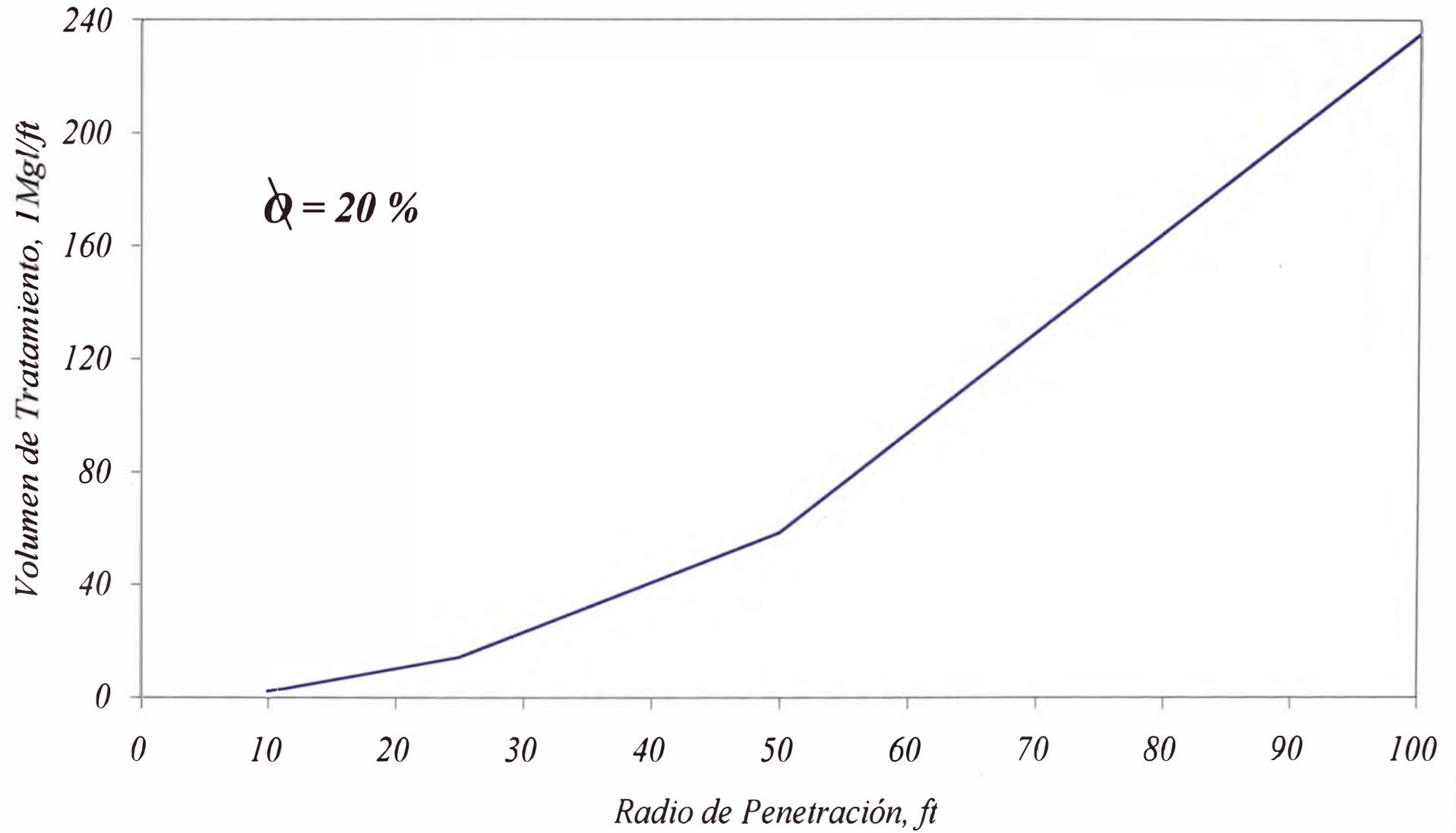


Figura 7B

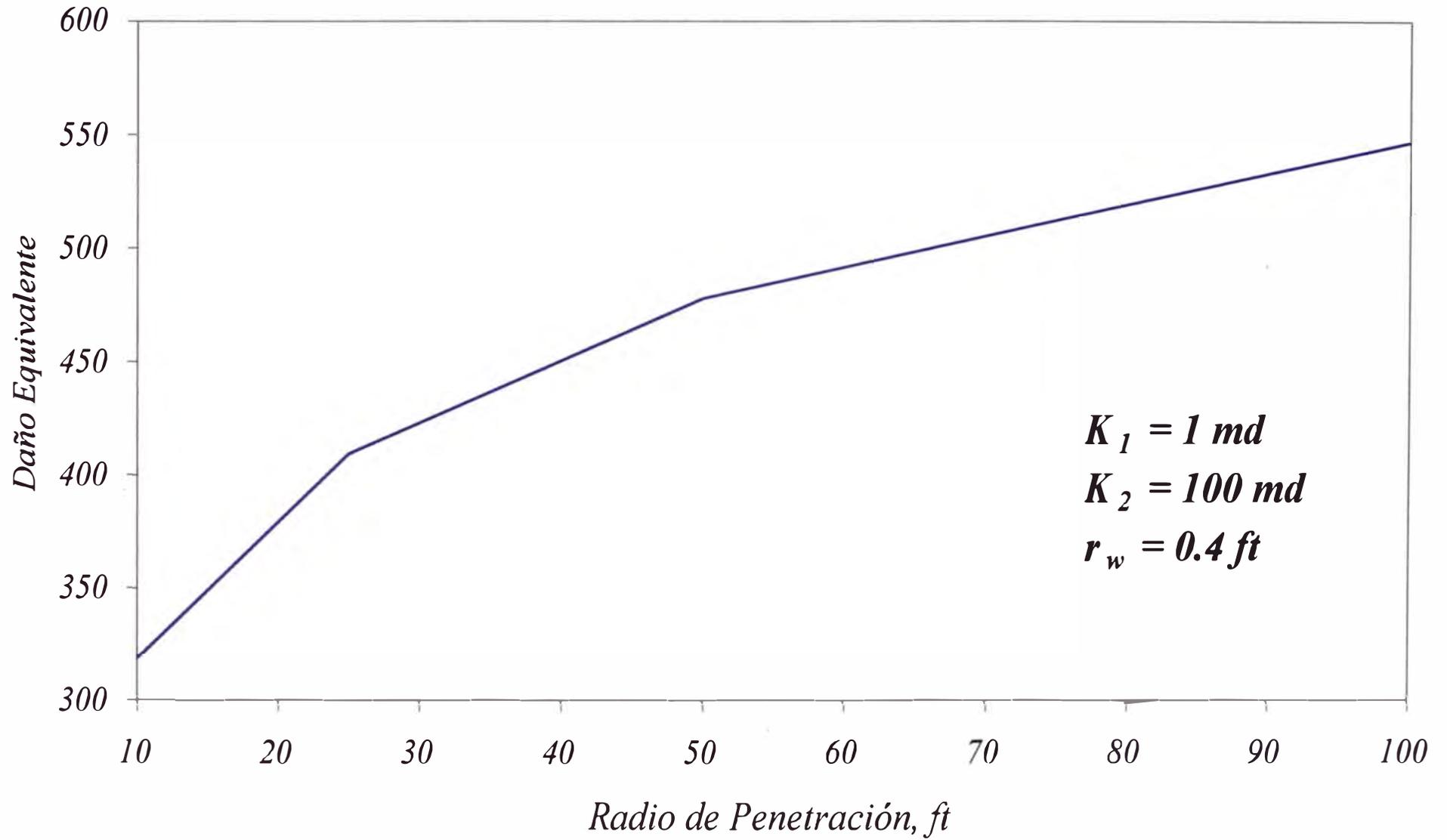


Figura 8
Diagrama de Pozo

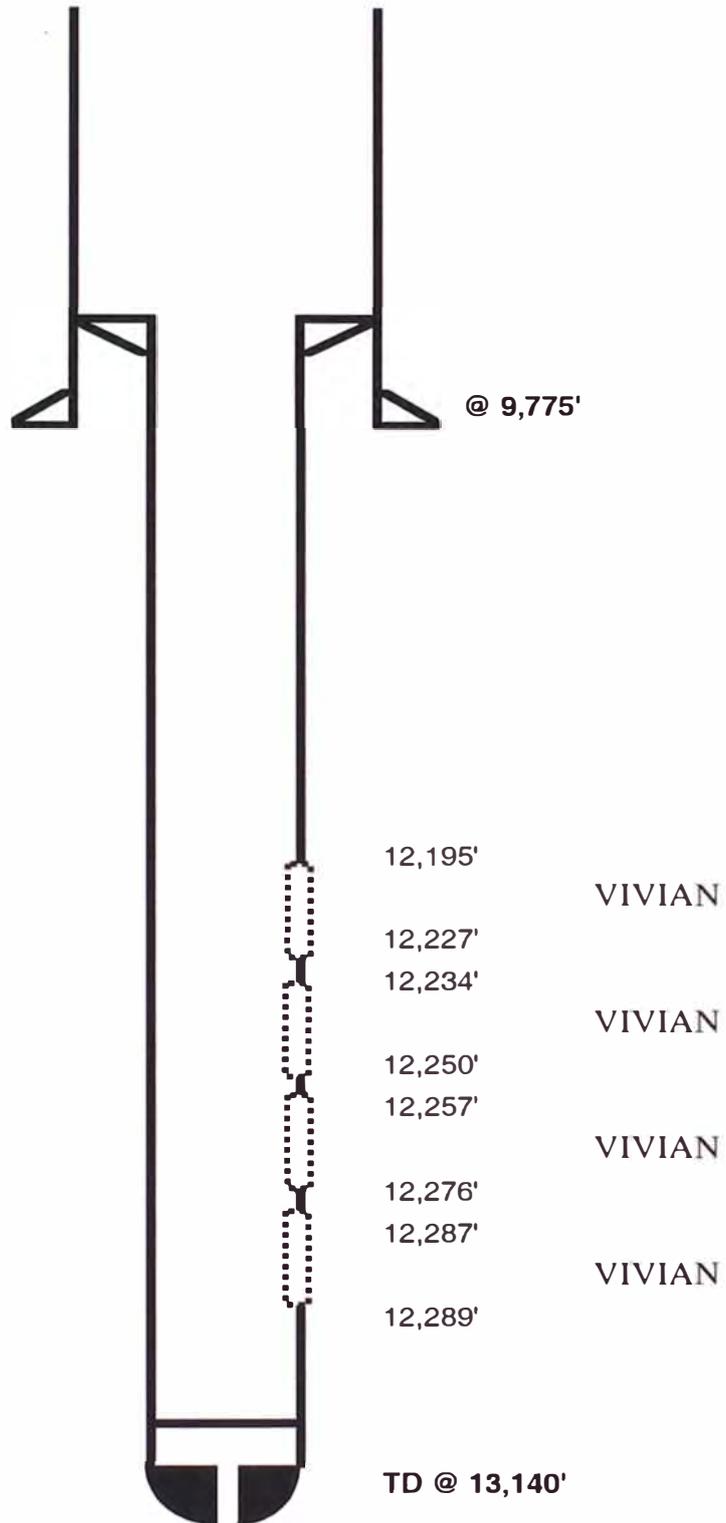


Figura 9
CORTE DE AGUA

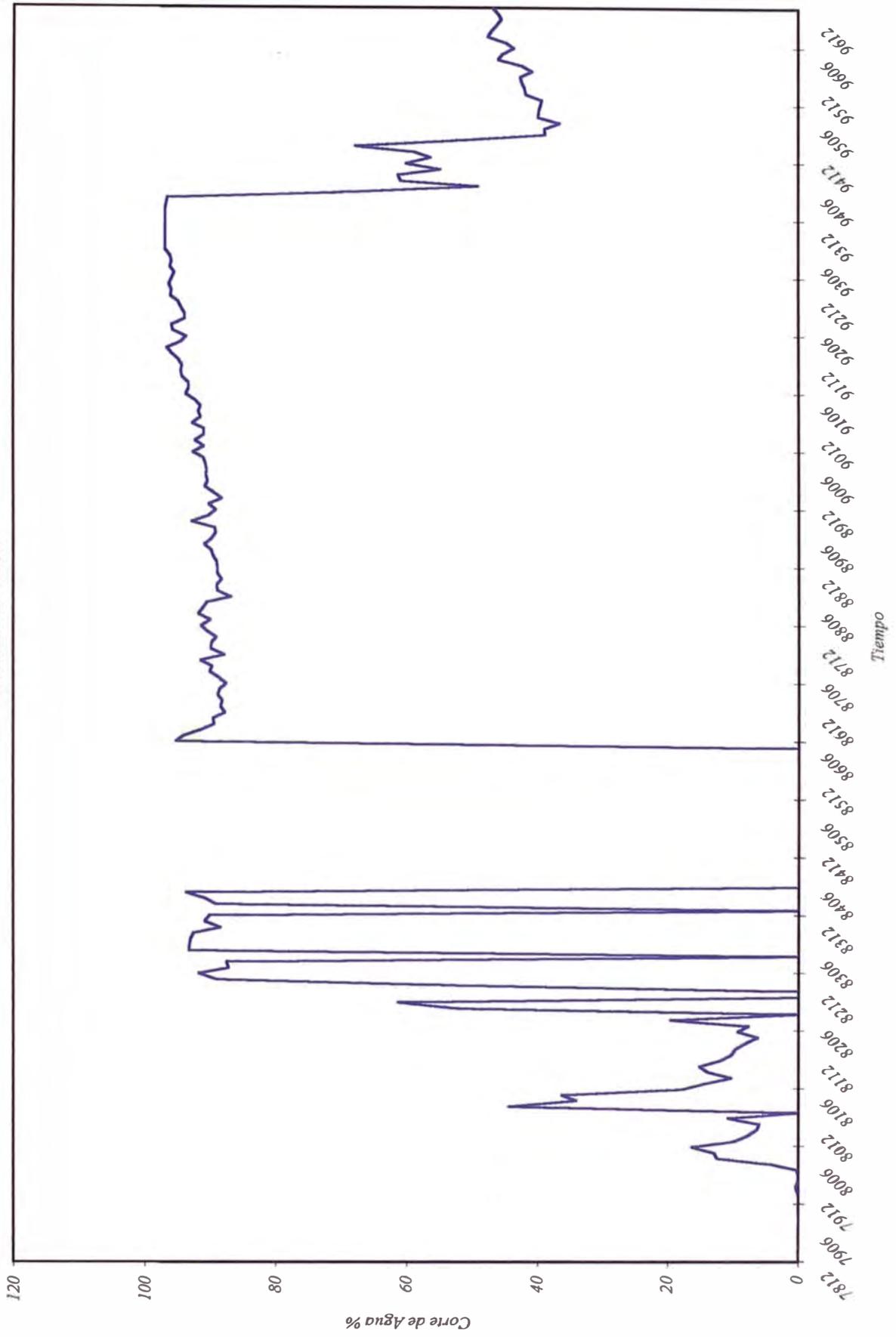


Figura 10
CORTE DE OIL

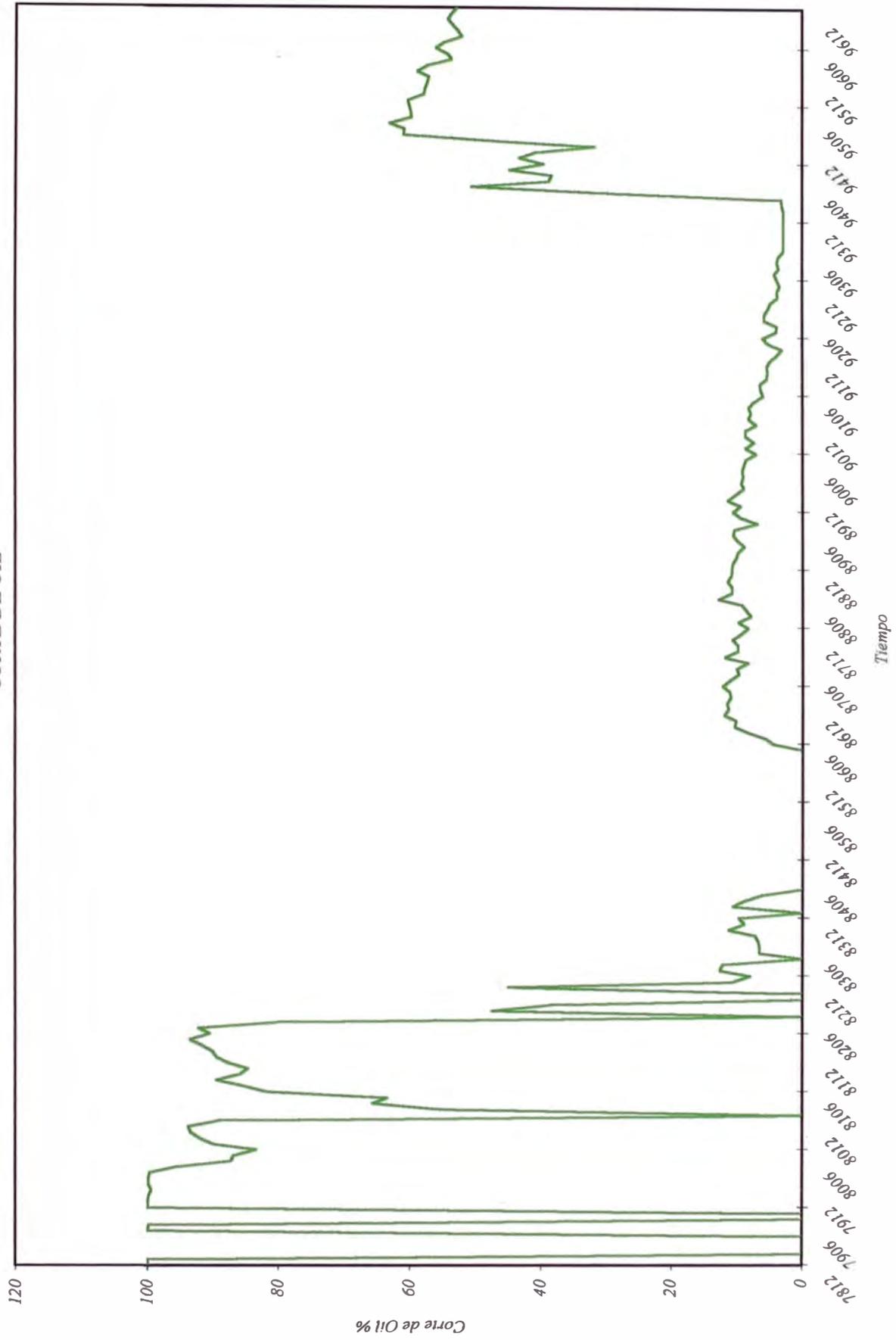


Figura 11
Incremento de producción de petróleo

