

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**“COMPATIBILIDAD DEL AGUA COMO FLUIDO
FRACTURANTE CON LOS FLUIDOS Y ROCA
RESERVORIO EN TRABAJOS DE
FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.
YAC. REVENTONES-FM. ARENISCAS TALARA”**

TESIS:

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO DE PETROLEO**

ELIZABETH ANA MATEO SALAZAR

Promoción 92 - 0

*LIMA - PERU
1997*

Con mucho amor y cariño para mis
padres Candelaria y Juan que me
enseñaron a luchar en la vida.

Agradezco, a mi gran hija Pamela
Candy por su confianza y comprensión.
Y a toda mi familia querida.

Doy gracias a cada una de las personas
que me dieron su tiempo en ayudarme.

Gracias porque sin la ayuda de nadie
nada se puede lograr.

Gracias Ingenieros

***COMPATIBILIDAD DEL AGUA COMO FLUIDO
FRACTURANTE CON LOS FLUIDOS Y ROCA
RESERVORIO EN TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO
HIDRAULICO
YACIMIENTO REVENTONES FM. ARENISCAS TALARA***

CONTENIDO

1. Sumario
2. Introducción
3. Discusión
 - 3.1. Fracturamiento Hidráulico.
 - 3.1.1. Definición y principales características.
 - 3.1.2. Selección de pozos candidatos.
 - 3.1.3. Evaluación de resultados.
 - 3.2. Arcillas y su relación en la producción de pozos.
 - 3.2.1. Definición.
 - 3.2.2. Clasificación.
 - 3.2.3. Propiedades físicas.
 - 3.2.4. Daño de formación por arcillas.
 - 3.2.5. Arcillas hinchables.
 - 3.2.6. Arcillas migrables.
 - 3.2.7. Métodos de inhibición.

3.3. Fluidos de Fracturamiento.

3.3.1. Propiedades de los fluidos de fracturamiento.

3.3.2. Fluidos de fracturamiento disponibles.

3.3.3. Fluido de fractura base petróleo.

3.3.4. Fluido de fractura base agua.

3.3.5. Selección del fluido base Agua.

3.3.6. Clases del fluido base Agua.

3.3.7. Propiedades del fluido base Agua

3.3.8. Diseño del fluido base agua.

4. Aplicación

4.1. Descripción de reservorios.

4.1.1. Estratigrafía.

4.1.2. Propiedades de roca reservorio y fluidos.

4.1.3. Contenido de arcillas.

4.1.4. Mineralogía.

4.2. Evaluación de trabajos efectuados.

4.2.1. Aspecto operativo en el campo.

4.2.2. Diseño del fluido de fracturamiento.

4.2.3. Selección del fluido de fractura base agua.

4.2.4. Agente empaquetante.

4.2.5. Resultados obtenidos.

4.3. Metodología propuesta.

4.3.1. Planificación.

4.4. Compatibilidad de fluidos.

4.4.1. Análisis de Laboratorio.

4.4.2. Fluido fracturante con la Formación.

4.4.3. Fluidos fracturante con el fluido del reservorio.

5. Evaluación Económica

5.1 Reservas.

5.2 Inversiones.

5.3 Resultados.

6. Conclusiones.

7. Referencias Bibliográficas

8. Anexos

9. Tablas

10. Figuras

1. SUMARIO

OBJETIVO

El presente trabajo se ha realizado con la finalidad de determinar los factores que permitan minimizar el daño a la formación ocasionado por el fluido fracturante (base acuosa) y obtener respuestas favorables con dicho fluido de tratamiento.

Para obtenerlo se han realizado las acciones siguientes:

- Determinar la compatibilidad del agua como fluido fracturante con la roca reservorio.
- Determinar la compatibilidad del agua como fluido fracturante con los fluidos de la formación.
- Determinar la factibilidad técnico-económica para efectuar trabajos de fracturamiento con fluido base agua.
- Aportar técnicas de análisis y/o procedimientos a emplear en el futuro para este tipo de tratamiento en la estimulación de pozos del Lote X.

Lo anterior permitirá incrementar la producción de petróleo con respecto a la natural declinación de la producción actual, así como incrementar la recuperación final de petróleo en los Yacimientos estudiados.

METODO DE TRABAJO

La Evaluación de los Reservorios de Petróleo del Noroeste tiene como base la información que brindan los pozos perforados en el área y constituyen la fuente de datos más importante.

El presente trabajo se centró en el Yacimiento Reventones perteneciente al Lote X (Figura N°1), en el reservorio Areniscas Talara por las siguientes razones:

- Es uno de los reservorios en actual desarrollo.
- Es el reservorio donde se han efectuado el mayor número de trabajos de fracturamiento con fluido base agua reticulado.
- Es el reservorio con mayor información de Análisis Mineralógico, Prueba de Succión Capilar (CST), y Análisis de Fluido.

Se tomó como base la reinterpretación Geológica del Yacimiento Reventones efectuada por el Dpto. de Geología - PETROPERU S.A.

La evaluación de la compatibilidad del agua como fluido fracturante con el fluido y roca reservorio en trabajos de fracturamiento, comprendió las siguientes fases:

Recopilación de la Información Básica consistente en: propiedades de roca reservorio y fluido, pozos donde se efectuaron trabajos de fracturamiento usando agua, pozos donde se efectuaron pruebas de análisis mineralógicos, CST, y fluido.

- Evaluación de los resultados obtenidos después de los tratamientos con agua en términos de compatibilidad, mineralogía, productividad, y rentabilidad.
- Evaluación de las razones técnicas-operativas como parte de la “no respuesta” de la formación al diseño de fluido y desarrollo operativo.
- Determinación del fluido y diseño del tratamiento mediante evaluación de las pruebas de laboratorio disponibles.

RESULTADOS OBTENIDOS

La recuperación del fluido base acuosa después del fracturamiento es en promedio para la formación Areniscas Talara el 36% del fluido total inyectado.

El caudal inicial de producción al fracturar con fluido base agua es el 38% del caudal inicial que se obtendría al fracturar con petróleo crudo.

La relación, caudal de producción inicial por espesor neto al fracturar con fluido base acuosa es menor (0.515 BOPD/pie) en comparación al utilizar el fluido base petróleo (1.34 BOPD/pie)

En los pozos donde se ha empleado agua como fluido fracturante en comparación a los fracturados con petróleo, se ha observado lo siguiente: menor volumen de reservas y mayor tiempo de vida productiva; ello posiblemente a que no se ha logrado la geometría de fractura óptima.

Los niveles de reservas alcanzados en los pozos fracturados con agua son en promedio 0.48 MBO/pie de espesor neto, a los logrados empleando petróleo crudo (0.51 MBO/pie) como fluido fracturante

El fluido base agua tratada se hace compatible con el reservorio Areniscas Talara mediante la adición del catión potasio al agua que reduce u ocasiona menor daño a la formación (dispersión e hinchamiento a las arcillas). El porcentaje óptimo de KCl en el reservorio Areniscas Talara es entre 1.5% y 2%. Adicionalmente el uso del 1% de KCl requerirá un inhibidor comercial de arcilla necesariamente para inhibir al reservorio.

El fluido base agua se hace compatible con el petróleo crudo del reservorio Areniscas Talara mediante la adición de un surfactante que reduce la viscosidad de la mezcla, evitando la formación de emulsión cuando se degrada el polímero por el agente ruptor. El tiempo promedio de rompimiento de gel recomendable para una etapa es de 4 horas

Sí se considera que el petróleo perdido en el reservorio durante un trabajo de estimulación hidráulica es del orden de 28 % del volumen total empleado para una misma cantidad de sacos de arena; la inversión total del fracturamiento con fluido base agua es menor que si se fractura con fluido base petróleo.

Los costos por servicios al fracturar con fluido base acuosa es en promedio 70% del costo al fracturar con fluido base petróleo.

Los VAN de los proyectos son mayores que cero indicando que se recupera toda la inversión.

2. INTRODUCCION

En el año 1949, la mayoría de compañías de petróleo y de servicio que operaban en Operaciones Noroeste (ONO) creían que era poco práctico fracturar una formación petrolífera con un fluido acuoso. Estudios de permeabilidad en laboratorio usando agua, y experiencias de campo con lodos de agua fresca, condujo a la mayoría de personas a creer que el fracturamiento con agua estaba fuera de toda discusión. Posteriores estudios de laboratorio y desarrollos de nuevas técnicas comprobaron que esta conclusión era falsa. En muchos casos, podían incorporarse aditivos para reducir los efectos perjudiciales que el agua pudiese tener sobre las arcillas presentes en la formación estimulada.

El primer pozo perforado en el área de estudio (yacimiento Reventones) fue el pozo 1933 (Fracturado con petróleo), el mismo que alcanzó la profundidad de 4754 pies y fue completado con Casing de 4 1/2" en Noviembre de 1965. Los resultados de producción fueron:

$$RPI = 715 \text{ BOPD} \times 0 \text{ BWPD} \times 3/8'' \times SF \times NR \times -/300$$

Fms.: Ostrea-Echino-Hélico Rep. Intervalo: (4623'-3058').

El primer pozo Fracturado con Agua fue el pozo 1570 en Marzo 1966, siendo los resultados de producción los siguientes:

$$RPI = 227 \text{ BOPD} \times 0 \text{ BWPD} \times WO \times SF \times NR \times 1465$$

Fms.: Basal Salina-Mogollón-Ostrea. Intervalo: (6362' - 5152').

El estado Actual de explotación a Mayo de 1996 del Yacimiento Reventones es el siguiente:

YACIMIENTO	PROD. ACTUAL BOPDxBWPDxMSCF/Dx*GOR	PROD. ACUMULADA MBOxMBWxMMPCG
Reventones	1642 x 279 x 3,580 x 2180	20,310.99 x 1,184.56 x 23,953.778

A la fecha se han perforado 151 pozos, de los cuales 142 fueron productores y 9 pozos resultaron sin producción (secos). Actualmente se encuentran 103 pozos activos produciendo con Unidad de Bombeo Mecánico y 39 pozos cerrados por problema mecánicos diversos.

La mayor producción proviene de los Reservorios: Basal Salina, Mogollón, Ostrea, Echino y Hélico. En menor porcentaje contribuyen los reservorios San Cristóbal, Terebratula y Areniscas Talara. Los pozos se han perforado a un espaciamiento promedio entre 10 - 30 acres.

Durante el año 1995 se realizaron trabajos de Fracturamiento Hidráulico en 15 pozos nuevos (perforados durante el año) y en aproximadamente 40 Trabajos de Reacondicionamiento de pozos viejos, en los cuales se usó aproximadamente 75 Mbls de petróleo como fluido fracturante. Si consideramos que el 40% de este petróleo se queda en forma definitiva dentro de la formación tendremos que se han perdido aproximadamente 30 Mbls. de petróleo, lo que equivale a un monto del orden de 436 MUS\$, tomando como precio del crudo 14.53 US\$/ Bl.

Lo anterior representaría una pérdida en los ingresos netos por venta de crudo a la Empresa Petróleos del Perú. Es por ello que se está estudiando la posibilidad de reemplazar el petróleo utilizado en las operaciones de fracturamiento de pozos, por agua como fluido fracturante.

Entre los factores determinantes que avalan dicha posibilidad se encuentran los siguientes:

- Actual precio del crudo, lo que permitiría un mayor ingreso.
- Las Operaciones de fracturamiento podrían efectuarse durante las 24 horas del día.
- Las Operaciones serían de menos riesgos (desde el punto de vista de seguridad).

3. DISCUSION

3.1 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

3.1.1 DEFINICION Y PRINCIPALES CARACTERISTICAS

DEFINICION

El fracturamiento hidráulico es un tipo de estimulación de pozos empleado para incrementar la capacidad de flujo de la formación productiva hacia el pozo.

Este proceso consiste en crear una fractura en frente a un reservorio mediante un fluido tales como el agua, diesel, petróleo crudo, ácido clorhídrico o kerosene son bombeados a través de la tubería de producción o drill pipe a una presión hidráulica alta y forzados a ingresar a los perforados dentro de la formación. La presión del fluido es incrementada lo suficiente para vencer el esfuerzo horizontal efectivo mínimo, formando una grieta donde el fluido penetra a la formación acarreado materiales empaquetantes, como granos de arena, bauxita sintetizada o materiales similares extendiendo la fractura, estos agentes de sostén actúan a manera de cuña y evitan que la formación se cierre.

Cuando el trabajo de fracturamiento es completado, la presión de superficie es liberada y el fluido de fracturamiento retorna al pozo en adición al fluido producido por la formación tratada.

PRINCIPALES CARACTERISTICAS

Los parámetros principales, que tipifican una operación de fracturamiento hidráulico son:

Presión de Tratamiento y Potencia Hidráulica

La presión de tratamiento y la potencia hidráulica tiene directa incidencia en los aspectos operativos y los costos.

La presión de tratamiento en superficie P_s , esta determinada por la presión necesaria para extender la fractura P_{ef} , la presión de fricción a través de la tubería P_{fc} , la presión en los punzados P_{fp} , menos la presión hidrostática P_h .

$$P_s = P_{ef} + P_{fc} + P_{fp} - P_h$$

La potencia hidráulica necesaria es:

$$\text{HHP} = P_s \times Q / 40.8$$

Presión y Gradiente de Fractura

La presión de fractura P_{ef} , es la necesaria para mantener abierta y propagar la fractura creada. Puede variar durante la operación, pero es aceptable tratarla como constante en la estimación de la presión de tratamiento.

$G_f = P_{ef} / D$, la gradiente de fractura no es constante durante la explotación de un reservorio, si no que varia a medida que la presión de reservorio se modifica.

Aditivos

Los aditivos adicionados al fluido base modifican o mejoran las propiedades del fluido fracturante.

La descripción detallada de los aditivos para fluido base agua: Bactericidas, Surfactantes, Agentes Estabilizadores, Reductores de Fricción, Agente de Control de Pérdida de Fluido se encuentra en el Anexo N° 1.

El Agente de Sostén

El más convencional y de mayor uso en la industria de petróleo es la arena de fracturamiento, con presión de confinamiento de hasta 5000 psi, el mismo que varía de acuerdo al rango de tamaño de la arena.

El uso de arena limpia es exitoso en todo tipo de reservorio. Su ventaja principal es su menor precio con respecto a otros agentes de sostén. Su desventaja principal es la rotura en zonas profundas, producida por la elevada presión de confinamiento y en formaciones blandas tiene poca resistencia al empotramiento luego del cierre; ambos efectos reducen la permeabilidad dramáticamente. Las alternativas serian agentes de sostén de mayor resistencia y empaquetado considerablemente ancho (configuración multicapa con varias filas de granos) respectivamente.

Rango del tipo y tamaño de agentes de sostén comúnmente usados son mostrados en la Tabla N° 1.

Transporte del agente de sostén, en todas las secciones de la fractura donde no exista el agente empaquetante, la fractura terminará por cerrarse y en consecuencia

no responderá substancialmente a la estimulación. Por ello es importante conocer el mecanismo que gobierna el transporte de la mezcla durante el tratamiento.

Los granos de agente de sostén se mueven según los componentes principales de velocidad. El componente horizontal es producto del arrastre del movimiento de fluido de fractura y la componente vertical, es producto de la gravedad.

La acumulación en el fondo de la fractura se traduce en la formación de un banco de agente de sostén.

Movimiento de fluido, La variación de la velocidad del fluido en la fractura varia según la distancia a la pared del pozo y el tiempo. Durante el desarrollo de la operación, no responden a leyes sencillas ⁽⁴⁾. Como tendencia se puede señalar .

- a. El ensanchamiento de la fractura en la operación reduce la velocidad, manteniendo constante el caudal.
- b. La pérdida de fluido reduce el caudal. La velocidad disminuye a medida que el fluido se aleja de la pared del pozo.
- c. El desarrollo del banco reduce la sección libre para el desplazamiento del fluido. En consecuencia, acelera la velocidad del fluido.

Las primeras fracciones de fluido llegan a desaparecer totalmente.

Sedimentación de partículas, La velocidad de sedimentación se alcanza cuando el peso es equilibrado por la flotación y la fricción que desarrolla al caer.

Capacidad de suspensión, Es la habilidad del fluido de suspender el agente de sostén (evitar que flote o se fije) depende de la viscosidad del fluido y su gravedad específica, del tamaño de la partícula y de la gravedad específica de los materiales sólidos.

Es recomendable que la tasa de fijación (pie/min.) de una partícula no exceda la velocidad vertical de un fluido. Su máximo valor es la velocidad del fluido.

Perfil de distribución del agente de sostén, Se requiere el desarrollo de programas de computadora que simulen el movimiento de las partícula según el avance del desplazamiento del fluido (bombeo).

En el perfil de un fluido fracturante de baja viscosidad, tiene gran influencia la sedimentación, comenzando rápidamente la formación de un banco en el fondo de

la fractura , alcanzando cierta altura de banco en equilibrio. Posteriormente el banco continúa su desarrollo longitudinalmente hacia el extremo de la fractura. Siendo la penetración del banco solo una fracción de la longitud abierta total, quedando el agente empaquetante concentrado a un área reducida.

Si se utiliza un fluido de elevada viscosidad, el resultado es distinto. La velocidad de sedimentación es muy reducida y aumenta el efecto de arrastre, la mayor parte del agente de sostén (o la totalidad) permanece en suspensión, aproximándose las partículas a la punta de la grieta creada. La distribución del agente de sostén es más uniforme y su concentración “superficial” es relativamente más baja.

El perfil de distribución del agente empaquetante finalmente obtenido después de parar el bombeo en el caso más general, significa una fractura empaquetada cuya altura y ancho variarán según la distancia al pozo. Las dimensiones de la fractura empaquetada serán distintas y menores que la fractura dinámica creada.

Arenamiento, Es la acumulación del agente de sostén inmovilizado en un punto que impide el desarrollo de la fractura.

Existen dos fenómenos que pueden iniciar un arenamiento: el ancho de fractura insuficiente y excesiva concentración de agente de sostén.

Crecimiento de la fractura en el curso de un tratamiento

La aplicación de cualquiera de los modelos descritos con volúmenes totales creciente permite determinar como aumentan las dimensiones de la fractura en el curso de un tratamiento. Al comienzo de la operación el ancho crece rápidamente, frenándose poco a poco en el curso de la misma. En el desarrollo longitudinal su velocidad es menos variable que el ancho.

La predicción de la forma de la curva depende de la situación en particular y del modelo usado (Cárter, Perkins y Kern, y Kristianovich).

Conductividad de fractura

El agente de sostén mantiene una vía permeable para el flujo del fluido llamada “conductividad de la fractura” o “capacidad de flujo de la fractura” expresada como el producto de la permeabilidad y ancho de la fractura. Siendo importante para el éxito de una operación, ya que de ella depende el Incremento del Índice de Productividad (PIR).

En reservorios de alta permeabilidad, es más importante la conductividad en la fractura que su longitud empaquetada. En cambio en reservorio de baja permeabilidad, es más significativo la longitud empaquetada que la conductividad de fractura.

La capacidad de flujo de una fractura empaquetada depende de las características del agente de sostén, de su granulometría y su concentración. Con respecto a la concentración del agente de sostén se puede tener una monocapa parcial, una monocapa total o una multicapa.

Selección del caudal

Su valor resulta de los requerimientos del volumen de fractura, transporte del agente de sostén, y limitaciones de presión y potencia.

Requerimiento de volumen, aumentando el caudal se reduce el tiempo durante el cual el fluido está expuesto al filtrado es decir menor volumen de filtrado y mayor eficiencia. Estando el caudal en función del filtrado se deberá aumentar o disminuir el caudal, según predomine este efecto de filtrado o el volumen final de la fractura creada.

Transporte del agente de sostén, el aumento de la velocidad permite que los granos del agente de sostén alcancen distancias mayores. Existe un contraefecto posible en la mayor fricción en la tubería y punzados, el mismo que puede provocar una degradación significativa del fluido por causa del corte.

Presiones y potencia, Incrementos de caudal provocan un incremento mayor en la fricción desarrollada. La presión máxima permisible por tubería y equipo limitan el caudal.

Equipo de Fracturamiento Hidráulico mostrado en la Figura N° 2 son:

Tanques de almacenamiento.

Tanques de almacenamiento de fluido, generalmente tienen una capacidad de 500, 470, 440, y 320 Bls.

Almacenes de agente empaquetante, en trabajos mayores consiste en unidades portátiles vaciadoras de alimentación por gravedad sobre un sistema proporcionador conteniendo una cinta auto transportadora, que entrega el agente empaquetante directamente al equipo de mezcla. En trabajos menores los volquetes pueden

entregar el agente empaquetante a la mezcladora a través de un sistema tipo tornillo (giratorio).

Mezclador o Blenders, transfiere el fluido de fracturamiento de los tanques de almacenamiento al equipo de bombeo a alta presión. A medida que el fluido pasa a través de la mezcladora se le añade una mezcla uniforme de productos químicos y empaquetantes. Se requiere de suficiente flexibilidad para cambiar las proporciones de químicas y empaquetantes de modo frecuente durante el trabajo. Son posibles concentraciones de agentes empaquetantes de 0.5 hasta 20 lbs de empaquetante por cada galón de líquido.

Bombas Principales de Alta Presión, son bombas de émbolo manejadas a través de un eje cigüeñal que funcionan con diesel y son montadas en camiones con capacidades de 1,000 a 2,000 HP.

Para la elección del equipo y régimen de bombeo se analiza fundamentalmente la presión de trabajo, caudal y tipo de fluido a utilizar.

Centro de Control Operacional, es generalmente una camioneta cabina que contiene instrumentos de lectura de las presiones, tasas de flujo y equipo de comunicaciones. Transductores de presión controlan la presión en la línea de tratamiento cerca de la cabeza del pozo y también en el anular, si el tratamiento es a través de tubería de producción. Medidores de flujo tipo turbina controlan las tasas de flujo y densímetros radiactivos miden la densidad de fluido para determinar la concentración de empaquetante.

Usualmente se usan computadoras para hacer cálculos en tiempo real de las variables de tratamiento, y para analizar datos de minifrac con la finalidad de optimizar el diseño original del trabajo de fracturamiento.

Mezclado en etapas vs. mezclado continuo

El mezclado continuo tiene la ventaja de que el agua es bombeada directamente a través de la mezcladora con agentes gelificantes, crosslinkers, ruptores y surfactantes añadidos al mismo tiempo. Es difícil alcanzar la hidratación plena y es posible existan errores mecánicos o humanos significativos. El mezclado por etapas del agente gelificante en los tanques de almacenamiento con la adición de otros productos químicos en la mezcladora, dan mayor seguridad visual de la operación, pero se requiere de tanques de almacenamiento libres de bacterias y enzimas. Si

ocurre un cierre temprano en el trabajo se puede perder cantidad significativa de fluido gelificado ya preparado. Una alternativa es la técnica de mezclado semicontinua, que utiliza un tanque contenedor conteniendo una mezcladora que mezcla en el tanque contenedor, mientras otra mezcladora toma la salida de succión del tanque, continua luego a las bombas y después al interior del pozo. Proporcionando un mayor tiempo de hidratación. Tiempo para observar la gelificación y tiempo para hacer ajustes si son necesarios. Los agentes gelificantes pueden añadirse en el primer mezclador y los crosslinkers, ruptores y otros productos químicos en el segundo mezclador.

Un ejemplo de la mezcla de gel en el modo continuo y semicontinuo es mostrada en la Figura N° 3.

3.1.2 SELECCION DE POZOS CANDIDATOS

Para seleccionar el pozo candidato a fracturar se debe tener en cuenta que en el reservorio exista suficiente cantidad de petróleo y tenga la adecuada energía (presión) para poder producirlos.

Fracturar pozos que no cumplan con las condiciones mencionadas es antieconómico.

Si un pozo cumple con las condiciones mencionadas anteriormente y cuando es puesto a producción se obtiene baja productividad, entonces es un pozo potencial para ser fracturado si su baja producción es consecuencia de las causas siguientes:

1. **Daño muy profundo**, Una severa reducción de la permeabilidad cerca al borde del pozo, ocasiona un pozo no-comercial, aún cuando exista gran cantidad de petróleo recuperable. El daño se puede extender a gran profundidad que en muchos casos es difícil remover mediante tratamientos superficiales (lavados ácidos).
2. **Permeabilidad baja del reservorio**, Puede haber una cantidad considerable de petróleo recuperable en el reservorio, y una presión apropiada, pero la permeabilidad (conductividad) de la formación es naturalmente tan baja que el petróleo no puede ser recuperado usando los métodos de terminación convencionales, o se produce a caudales relativamente bajos. Ello ocasiona que no exista un flujo radial hacia el pozo en condiciones económicas. Mediante el fracturamiento hidráulico se puede crear una fractura conductiva que se extienda

igual y en direcciones opuestas al pozo, entonces se pondrá en contacto una mayor área que alimente al flujo del reservorio al pozo.

3. **Presión estática relativamente baja**, Si la presión de reservorio ha disminuido por lo que existe una energía remanente insuficiente para empujar el petróleo al pozo. Un trabajo de fracturamiento hidráulico podría incrementar temporalmente la producción del pozo, pero la declinación del pozo se producirá rápidamente. Por lo tanto es importante fracturar un pozo cuando su producción comience a declinar. Cuanto más tiempo se espere para fracturar será menos rentable y se convertirá el proyecto en antieconómico.

3.1.3 EVALUACION DE RESULTADOS

Una formación productiva se fractura con la finalidad de obtener lo siguiente:

- Mayor régimen de producción.
- Mayor recuperación de hidrocarburos.
- Mejor distribución y utilización de la energía del reservorio.
- Mayor régimen de inyección (en caso de pozos Inyectores).

Los resultados obtenidos después de un fracturamiento hidráulico se evalúan mediante las formas siguientes:

- Productividad del pozo.
- Pruebas de presión.
- Rentabilidad del trabajo.

La eficiencia de un trabajo de fracturamiento hidráulico se traduce en el aumento del índice de productividad.

El índice de productividad (J), se define como el caudal de producción dividido por la caída de presión ocasionada al producir dicho caudal.

$$J = Q / (P_{ws} - P_{wf})$$

El incremento del índice de productividad (PIR), tiene relación con la menor caída de presión necesaria para alcanzar un incremento en el caudal de producción, ello debido a los canales de flujo adicionales generados. Una medida del

incremento de productividad (PIR) está definido como la razón entre el índice de productividad después de la estimulación (**J**), y el índice de productividad original (**J₀**).

$$\text{PIR} = J / J_0$$

Existen diversos métodos para estimar el PIR resultante de un fracturamiento hidráulico. Estos están basados en modelos analíticos o analógicos, y la habitual aplicación de hipótesis simplificadoras.

METODO ANALITICO DE PRATS ^(3, 4)

Prats estudió matemáticamente el efecto de una fractura vertical llena de arena de limitada extensión radial y capacidad finita, sobre el comportamiento de flujo de un reservorio uniforme de contorno circular que produce un fluido incompresible de régimen estacionario. En estas condiciones Prats demostró que si el radio del pozo es pequeño y la fractura es de una alta capacidad se puede asumir que el radio efectivo de pozo es un cuarto del total de la longitud de fractura. Esto puede expresarse como sigue:

$$\text{PIR} = J/J_0 = q/q_0 = \text{Ln}(r_e/r_w)/\text{Ln}(r_e/4r_f)$$

donde:

r_e = radio de drenaje.

r_w = radio del pozo.

r_f = longitud de una ala de la fractura.

METODO ANALOGOS DE MCGUIRE Y SIKORA ^(3, 4)

Sirve para estimar el incremento de productividad en Reservorios con Empuje por Gas Disuelto.

McGuire y Sikora estudiaron los efectos de fracturas verticales (simétricas respecto del pozo) sobre la productividad de pozos en reservorios con empuje por gas disuelto.

Ellos asumieron las siguientes hipótesis:

- Drenaje con un contorno cuadrado.
- Reservorio homogéneo e isotrópico.

- Fluido homogéneo.
- Fractura extendida, desde el fondo hasta el tope del reservorio.
- Producción resultante por el empuje ocasionado por la expansión de fluidos.

Reconocieron que la presión fluyente varía de punto a punto hasta el límite externo, McGuire y Sikora eligieron expresar el índice de productividad en términos medibles como sigue:

$$J = Q / (P_s - P_{wf}) \qquad Q = \text{BPD}$$

La Figura N° 4 muestra el efecto de la longitud de fractura y la conductividad relativa, en la productividad del pozo. Como la conductividad relativa no es una variable adimensional, técnicamente es aplicable cuando el contorno de trabajo no es cuadrado. Esta limitación se salva aceptablemente con el factor $\sqrt{(40/A)}$. La ordenada es la razón de los índices de productividad para formaciones fracturadas a no fracturadas multiplicadas por un factor de escala. El factor de escala extiende la investigación para diámetros de pozo diferentes de 6 pulgadas usado en estos estudios.

La abscisa, representa la conductividad relativa que es la capacidad de la fractura para conducir fluido en relación a la capacidad de la formación. Es la razón de dos productos (permeabilidad de fractura x ancho de fractura / permeabilidad de la formación) . Usaron:

\sqrt{A} para el radio de drenaje

40 (espaciamiento del pozo usado en el estudio de Mc Guire) entre A (espaciamiento del pozo a ser investigado).

Para ilustrar el uso de la figura, se asume que existen las siguientes condiciones en el reservorio bajo estudio. La permeabilidad de la matriz varía de 1 a 10 md y tiene conductividades relativas entre 10^4 y 10^3 , respectivamente. La fractura es vertical, 0.01 pulgadas de ancho empaquetada con arena malla standard (USA) de 10 a 40, y que tiene una permeabilidad en la fractura de 10^5 md.

Del gráfico se puede obtener las siguientes conclusiones:

1. Se puede esperar una duplicación a sextuplicación de incremento en la productividad del pozo.

2. Para reservorios de baja permeabilidad (contraste elevado) es más importante aumentar la longitud de fractura que la conductividad.

3. Para reservorios de alta permeabilidad (bajo contraste) es más importante el incremento de conductividad que obtener fracturas de gran longitud .

Es frecuente que la altura empaquetada obtenida sea inferior al espesor productivo. Este relleno parcial puede ser considerado reduciendo proporcionalmente el valor de la abcisa en el gráfico de McGuire-SiKore. sin embargo, Tinsley estudió especialmente este problema con un modelo electrolítico analógico. La forma de la curvas obtenidas coincide notablemente con las antes indicadas, aunque los valores numéricos difieren un poco.

Por otro lado, la distribución irregular de agentes de sostén, la variación de permeabilidad especialmente en el caso de combinar más de un tratamiento, no es tenida en cuenta por ninguno de los modelos mencionados.

3.2 ARCILLAS Y SU RELACION EN LA PRODUCCION DE POZOS

El mayor éxito productivo a obtenerse con un fracturamiento hidráulico dependerá directamente del grado de estabilidad que tenga la formación productiva tratada con el fluido de fracturamiento.

Existe una relación directa entre la arcilla y la permeabilidad. Una reducción de la permeabilidad por invasión de partículas dentro de la formación (matriz) llenando los espacios porosos con material sólido, reducen el volumen total del poro.

3.2.1 DEFINICION

Son formadas por intemperismo químico (descomposición) de las rocas ígneas o metamórficas.

Las arcillas son sustancias naturales constituidas predominantemente por sustancias cristalinas denominadas minerales de la arcilla, son silicatos aluminicos hidratados, (formadas por alteración ó hidratación de otros silicatos), materia coloidal y fragmentos de roca. Se presentan en pequeñas partículas de tamaño coloidal (menores a 1/256 mm.) Tabla N° 2. Su carga neta es negativa en la superficie y una pequeña carga positiva en los bordes.

Las arcillas están presentes en la mayoría de las formaciones productoras de petróleo y gas; presentándose:

- Como parte de la matriz.
- Como revestimiento sobre las paredes de los poros o canal de flujo.
- Situados en canales porosos.
- Frecuente en las juntas de granos de arena.
- Cerca a los lentes de lutitas.
- En formaciones carbonosas.

Los constituyentes típicos de arena se ilustran en la Figura N° 5.

En condiciones normales, están orientados en forma de bloques o paquetes separados que contienen numerosos cristales de arcillas.

Estructura de las arcillas

Las arcillas están compuestas de dos o tres unidades, de capas delgadas en condiciones normales, distribuidas en forma apiladas, en forma de montículos, y en paquetes discretos.

Las plaquetas de arcilla están construidas en varias combinaciones de hojas tetraedro de Sílice rodeadas de cuatro átomos de oxígeno y la hoja octaedro de aluminio (Figura N° 6).

Estas estructuras de cristales están extendidas indefinidamente en 2 direcciones con un rango de espesor definido entre 7 a 20 °A por unidad.

3.2.2 CLASIFICACION

Hay dos importantes categorías de arcillas, que pueden ser clasificadas como:

Arcillas Detríticas

Sedimentados por un proceso físico.

Arcillas Diagenéticas

Sedimentos formados bajo cambios físico - químico durante la litificación y compactación.

CLASIFICACION POR SU HIDRATAACION

Arcillas Migrables

Kaolinita, Illita, Clorita.

Arcillas Expansibles ó Hinchables

Montmorillonita, mezclas de arcillas.

CLASIFICACION POR SU ORIGEN

A. ARCILLAS RESIDUALES

Formadas por meteorización de rocas alumínicas insitu.

B. ARCILLAS COLUVIALES

Arcillas arenosas impuras de color rojo formadas en las laderas de las pendientes.

C. ARCILLAS TRANSPORTADAS

Transportadas en suspensión y depositadas en forma de sedimentos por procesos mecánicos.

Marinas

Depósitos de gran extensión y espesor distribuidas en laminas finas con una composición uniforme y con variaciones laterales y verticales.

Estuaricas

Presentes en brazos de mares con poca profundidad, son de extensión limitada y contienen capas arenosas.

Lacustre

Se forman en cuencas reducidas y las capas de arcillas alternan con capas de arenas.

Pantanosas

Son lenticulares con poca laminación, depositándose mayormente en las cuencas carboníferas donde infrayacen a las capas de carbón.

Fluviales

Presentan una forma embolsada, cambiando lateralmente hasta convertirse en arcilla arenosa y luego arena.

Glacial

Capas delgadas de arcillas de finísima granulación alternan de un modo uniforme con intercalaciones de arcillas más arenosas.

Eólicas

Partículas de polvo y limo transportadas por el viento.

POR SU COMPOSICION

Determinados con precisión por medio de Rayos X y el uso del Microscopio Electrónico.

A. GRUPO MONTMORILLONITA

Montmorillonita	$\text{Si}_{24} \text{O}_{60} \text{Al}_{10} \text{Mg}_2 (\text{OH})_{12} (\text{Na}_2, \text{Ca})$
Nontronita	$\text{Si}_{22} \text{O}_{60} \text{Al}_2 \text{Fe} (\text{OH})_{12} (\text{Na}_2, \text{Ca})$
Saponita	$\text{Si}_{22} \text{O}_{60} \text{Al}_2 \text{Mg}_{18} (\text{OH})_{12} (\text{Na}_2)$
Boidelita	$\text{Si}_{19} \text{O}_{60} \text{Al}_5 \text{Al}_{13} (\text{OH})_{12} (\text{Na}_2)$
Hectorita	$\text{Si}_{24} \text{O}_{60} \text{Li}_2 \text{Mg}_{16} (\text{OH})_{12} (\text{Na}_2)$
Bentonita	Montmorillonita con (Na_2) .

Montmorillonita (Smectita, Bentonita)

Es una arcilla abundante que se encuentra en rocas terciarias. No es común encontrarlas en las rocas más profundas del mesozoico y es raro debajo de estas. Se ha formado por desgaste y erosión producida por el medio ambiente en climas cálidos y semiáridos.

Posee una estructura y composición de cationes que le da la habilidad de absorber grandes cantidades de agua, lo que hace que se expandan y separen sus capas. Esta tendencia es la principal razón por la cual la montmorillonita puede dañar la permeabilidad de la formación cuando es expuesta a filtrados acuosos. La Bentonita de Wyoming posee alrededor de 85% de montmorillonita.

Está formada por una estructura de tres capas compuesta por una hoja de aluminio octaedro en el centro con una hoja tetraedro de sílice por debajo y por encima, ilustrado en la Figura N° 6. Los extremos del tetraedro están orientados hacia el interior de modo tal para contactar el octaedro, produciendo un enlace químico débil entre las moléculas de oxígeno adyacentes.

La sustitución de los iones metálicos tales como hierro (Fe^{2+}), o magnesio (Mg^{2+}) por el aluminio (Al^{3+}) en la capa octaedro crea un desbalance de cargas de menos dos (-2) para tres unidades de cristal. Este desbalance debe neutralizarlo por la

absorción del (Ca^{2+}), magnesio (Mg^{2+}), hidrógeno (H^+), potasio (K^+) o iones de sodio (Na^+).

El enlace débil entre los cristales permite que las moléculas de agua entren y expandan la distancia entre los cristales de la arcilla.

En general, el agua fresca y los iones de sodio tienden a hinchar estas arcillas, pero los iones de potasio y calcio tienden a encogerlos.

La permeabilidad de las formaciones, que contienen estas arcillas, mostradas en la Figura N° 7, será reducidas a valores cercanos a cero cuando sean contactadas por agua fresca.

B. GRUPO HIDROMICAS

Illita $\text{K Al}_2 (\text{Al Si}_3 \text{O}_{10}) (\text{OH})_2$

Illita

Es uno de los minerales de arcilla mas abundantes y generalmente se les encuentra en todas las edades de las rocas.

Es una arcilla diagenética formada de la diagénesis de la montmorillonita. Aparece como estructuras alargadas tapizando las paredes de los poros.

La reducción de la permeabilidad causada por la dispersión de la illita es principalmente debida al incremento en la tortuosidad resultante.

Tiene una estructura similar a la montmorillonita, con un átomo de aluminio (Al^{3+}) siendo sustituido por el átomo de sílice (Si^{3+}) en la hoja tetrahédrica y de magnesio (Mg^{2+}) por aluminio (Al^{3+}) en hoja octahédrica. Esto resulta en un déficit de carga de menos uno (-1) por unidad de cristal y ocurre fundamentalmente en las hojas tetrahédricas externas, ver Figura N° 6 y 8.

Este desbalance es compensado por la absorción de iones de potasio los que juntan firmemente las capas de los cristales de illita, previniendo su expansión debido al agua. Cuando predominan las condiciones que extraen los iones de potasio de la estructura del cristal debido a influencias externas, la illita puede cambiar a una arcilla que se expanda en contacto con el agua.

C. GRUPO CLORITA

Penninita	$Mg_3 (Mg, Al)_3 (OH)_8 Al_2 Si_2 O_{10}$
Proclorita	$(Mg, Fe)_5 Al (OH)_8 Al Si_3 O_{10}$
Clinocloro	$(Mg, Al, Fe)_6 (OH)_8 Al Si_3 O_{10}$
Amesita	$Mg_4 Al_2 (OH)_8 Al_2 Si_2 O_{10}$

Clorita

Es uno de los minerales de arcilla mas abundante, diagenéticamente similar a Illita, sin embargo la metamorfosis que creó la clorita es una extensión mas severa que la diagénesis típica normalmente asociada con los sedimentos después de la sedimentación.

La disolución de clorita siendo un mineral compuesto por hierro, puede crear el potencial para la formación de precipitados de hidróxido de fierro que taponen los poros, ver Figura N° 9.

D. GRUPO KAOLINITA

Kaolinita`	$Si_2O_3Al_2 (OH)_4$
Dickita	Idem.
Nacrita	Idem.
Anauxita	Idem.
Halloynita	Idem.
Endelita	$Si_2 O_5 Al_2 (OH)_4 \cdot 2H_2O$

Kaolinita

Es una arcilla detritica formada por el desgaste de feldespato en ambientes típicamente no áridos. El agua es esencial para la reacción química que cambia al feldespato por la kaolinita.

La Kaolinita está típicamente presente en rocas jóvenes y en pequeñas cantidades en rocas antiguas. Se encuentran agrupadas tal como se muestra en la Figura N° 10.

Muestra poca variación en su composición para $Al_2 Si_2O_5(OH)_4$ Al_2O_3 39.5%, SiO_2 46.5% y H_2O 14%

El principal daño a la permeabilidad causado por la Kaolinita se encontró en las areniscas debido a su tendencia a cerrar puentes en el conducto poral, cuando han sido dispersadas y defloculadas.

La Kaolinita tiene una estructura de dos capas, una hoja aluminica octahédrica y una hoja sílice tetrahédrica. Estas unidades son mantenidas juntas por enlaces hidrogeno que previene el hinchamiento.

Las partículas de kaolinita tienden a formar unidades discretas. Las moléculas de agua entre las capas causan distorsiones a la estructura de la lamina de silicato.

La presencia de agua entre las capas de la Halloynita y Endelita significa que son minerales hinchables de la arcilla.

E. VARIOS

Atapulgita $\text{Si}_8 \text{O}_{20} \text{Mg}_5 (\text{OH})_2 4\text{H}_2\text{O}$

Sepiolita $\text{Si}_8 \text{O}_{20} \text{Mg}_6 (\text{OH}) \text{ nH}_2\text{O}$

Alofana $\text{SiO}_2 + \text{Al} + \text{H}_2\text{O}$

Pirofilita $\text{Al}_2 (\text{OH})_2 \text{Si}_4 \text{O}_{10}$

Vermiculita Composición variables con estructura intermedia entre Montmorillonitas y Cloritas

Mezcla de capas de arcillas

Estas son composición de capas de diferentes arcillas.

Algunas mezclas de arcillas no se hinchan en contacto con el agua a menos que estén degradadas.

Mezclas irregulares de arcillas usualmente contienen Montmorrillonita y Illita y por lo tanto muestran marcada tendencia a hincharse.

El cristal Montmorrillonita es relativamente débil y puede permitir que las mezcla de arcillas se rompan y causen severos problemas de taponamiento.

Algunos ensayos muestran que la reducción de la permeabilidad es mayor cuando están presentes la montmorrillonita con otras arcillas. La reducción es menor con illita y mínimo con la kaolinita y la clorita.

3.2.3 PROPIEDADES FISICAS

a) Plasticidad

Propiedad de cambiar de forma sin sufrir ruptura al ser sometidas a presiones, y de retener la nueva forma después de haber cesado los esfuerzos de compresión.

b) Impermeabilidad

Comportamiento similar a materiales que no dejan pasar fluidos a través de los mismos.

c) Textura

Fineza del grano de las arcillas.

d) Cohesión

Propiedad de adherirse entre sí después de haberse puesto en contacto y de haberse ejercido presión entre ellas.

e) Retracción

Encogimiento, contracción de las arcillas.

f) Disgregación

Facilidad para disgregarse o dispersarse, convirtiéndose en finas placas de aspecto micáceo al ser sumergido en agua dulce.

g) Resistencia a la tensión

Determinar los esfuerzos y la resistencia transversal.

h) Porosidad

Tiene directa relación con el tamaño de los granos de la arcilla y de su forma.

3.2.4 DAÑO DE FORMACION POR ARCILLAS

Al entrar en contacto las arcillas con el agua no tratada se obtiene como resultado:

- Hidratación y migración de las arcillas, reduciendo el tamaño de los canales de flujo causando una disminución en la permeabilidad.
- Dispersión y migración de partículas finas por el flujo del fluido de fracturamiento. Estas partículas finas forman puentes restringiendo el flujo, disminuyendo así la permeabilidad efectiva del horizonte productivo.
- Floculación de arcillas, que forman pequeños agrupamientos de partículas y de este modo causan el taponamiento de los canales de flujo.
- Ablandamiento de la formación que causa una reducción en la capacidad de flujo de la fractura creada.

Por estas razones, el fluido base agua debe ser tratado para minimizar los efectos adversos en las arcillas.

Hidratación de Arcillas (Hinchamiento).

El hinchamiento de arcillas por el agua se debe a la hidratación de los cationes adheridos a la arcilla.

La capacidad de intercambio de cationes de las arcillas son limitadas, como se muestra en la Tabla N° 3.

El grado de hinchamiento depende de dos factores:

- Del catión absorbido por la arcilla.
- La salinidad del fluido que contacta la arcilla.

Existen dos tipos de mecanismos de hinchamiento debido a la interacción de arcillas y la invasión de filtrado:

El hinchamiento cristalino, (hidratación de superficie) ocurre al absorber el agua en las superficies de las capas de arcilla, ocasionando que su volumen crezca no mas del doble, Si ocurre en la pared del poro el hinchamiento tiene un pequeño efecto en la permeabilidad, pero si estas partículas son dispersadas y defloculadas serán atrapadas en las trayectorias de flujo, ocasionando reducción en la permeabilidad.

El hinchamiento Osmótico, cuando la concentración de cationes es mayor en las capas de arcillas que en la solución, el agua será conducida entre las capas, incrementándose el volumen de arcilla hasta en 20 veces, bloqueando así completamente toda la permeabilidad.

Salinidades menores de 20 gr./lt de cloruro de sodio o un equivalente en el fluido intersticial, el espaciamiento en la estructura de la partícula de arcilla se expande y llega a ser “inestable” o disperso. Salinidades menores y cerca de 1 gr./lt las partículas de arcillas son defloculadas, al mismo tiempo que dispersadas y son mucho mas móviles que cuando están floculadas y dispersas.

Para efectos de entender la relación entre salinidad y los mecanismo de daño, la siguiente explicación de las reacciones de iones base será importante:

Reacciones de intercambio de cationes

Todas las arcillas tienen carga neta negativa. En el caso de la montmorillonita, está carga negativa es predominante en las caras del cristal, mientras pueda encontrarse una pequeña carga positiva en los bordes. La densidad de la carga negativa en las caras de los cristales determinara la capacidad de intercambio de cationes de la arcilla y es más grande para la montmorillonita (Figura N° 11). Cuando la montmorillonita toma contacto con una salmuera que tiene sales diferentes a la del agua de formación puede tomar lugar un intercambio de cationes. Cuando los átomos de aluminio son remplazados por otros átomos metálicos, una nueva carga negativa es acumulada en las caras de las superficie mineral de la arcilla.

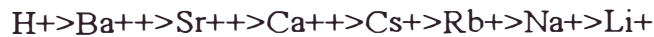
Los cationes en la salmuera son atraídos por está carga negativa. Este intercambio de iones puede causar que la arcilla se hinche debido al tamaño y número de iones intercambiados, y cada catión que se adhiere a la arcilla puede asociar un número de moléculas de agua. Este numero, llamado “Número de Hidratación” determina hasta cierto punto la efectividad de la salmuera Tabla N° 4.

La cantidad de agua absorbida por la arcilla puede ser controlada adhiriéndole cationes con bajo número de hidratación, tales como el potasio. Esto en general hace que la salmuera de cloruro de potasio sea mas efectiva para el control de las arcillas.

Cuando mas de una especie de catión se encuentra presente en los sistemas salmuera - arcillas, el comportamiento de las arcillas es determinada por las

reacciones de intercambio. La constante de equilibrio de intercambio favorece la adsorción de cationes polivalentes sobre cationes monovalentes.

Las siguientes series muestran la jerarquía de preferencia que tiene las arcillas en absorber iones monovalentes y divalentes:



Además, cuando cationes polivalentes están en la posición de intercambiar base, las arcillas no se dispersan, aún en agua destilada. Consecuentemente, cuando los intercambio de iones base sobre las arcillas en rocas sensibles al agua son predominantemente polivalentes el daño de la permeabilidad por filtrado de agua fresca es reducida.

Si bien el potasio es monovalente, este catión mantiene sujetado cercanamente la estructura de la arcilla, las sales de potasio actúan como las de calcio e inhibe el bloqueo por arcillas.

Los cationes en las formaciones de subsuelo están en equilibrio con los del agua intersticial. El mayor constituyente de la salmuera de formación es normalmente cloruro de sodio en concentraciones encima 20 g/l (20,000 ppm), y cantidades significativas de sales de calcio y magnesio de modo que las arcillas son estabilizadas sobre la pared del poro.

La invasión de filtrado altera el equilibrio existente, puede o no causar bloqueo de arcillas, dependiendo de la formulación del fluido tratante.

La Tabla N° 5 lista salinidades mínimas requerida para prevenir el bloqueo de arcilla en formaciones sensitivas al agua, para los cuatro principales grupos de arcilla.⁽¹⁾

Dispersión de arcillas

La dispersión de arcillas es una causa frecuente de daño a la formación. Los fluidos de alto pH tienden a dispersar las arcillas.

Por ejemplo en lodos de perforación, los surfactantes son usados para dispersar las arcillas. Asimismo altas concentraciones de surfactantes pueden también dispersar arcillas en la formación.

Antes de la hidratación de arcillas, ellos se encuentran normalmente agrupadas en plaquetas. Cuando estas capas absorben agua, se hinchan y las fuerzas de cohesión

se debilitan, incrementando el número de partículas, ocasionando el incremento de la viscosidad plástica.

El grado de dispersión de las arcillas depende del contenido de electrolito en el agua, tiempo, temperatura, del intercambio de cationes en la arcilla, y la concentración de arcilla.

Floculación de arcillas

La floculación de arcillas pueden reducir o incrementar el daño a la formación.

Surfactantes específicos no iónicos pueden ser usados para flocular las arcillas de la formación y reducir el bloqueo por dispersión de arcillas.

Los ácidos y otros fluidos de bajo pH tienden a flocular arcillas.

Arcillas y otras partículas finas, ayudan a formar la emulsión durante los tratamiento de estimulación. Surfactantes aniónicos (desmulsificador o no emulsificador) son usados para romper o impedir la formación de estas emulsiones por humectabilidad del agua en la superficie de las partículas, removiendo estas de la interface agua - petróleo en la emulsión.

Los surfactantes catiónicos son extremadamente difíciles de remover de las arenas y arcillas, su uso en inyección o circulación de fluidos debe ser evitado en pozos de arena. Los Solventes Mutuales son usados como “preflush” con fluidos de tratamiento reduciendo la adsorción catiónica sobre arcillas y arenas.

Principales Causas de Daño de Formación

Invasión de partículas

Una de las causas primarias del daño de formación es la invasión de partículas sólidas que taponan los canales de flujo de los poros intercomunicados, reduciendo la permeabilidad natural de la formación

Los estudios de permeabilidad de cores confirman que partículas con diámetro entre $1/3$ y $1/7$ del tamaño de los canales de flujo poral, taponaran los canales porales.

Las partículas menores a $1/7$ del tamaño del canal de flujo del poro podrán emigrar libremente atravez de la formación.

Las areniscas contienen muchos poros interconectados, con diámetros porales típicos que varían de 10 a 100 micrones con hasta 3000 poros por pulgada cuadrada de superficie.

Esta estructura causa que el fluido pase a través de la formación para cambiar frecuentemente de dirección y velocidad mientras sea sujeta a diferentes caídas de presión. Y cuando más se acerca al pozo, en un sistema radial, las velocidades se incrementan en los canales porales de dimensiones reducidas alcanzando flujo turbulento.

Cuando las partículas de daño vienen de la roca reservorio, estas se refieren usualmente como "finos". Este es un término genérico que incluye arcillas (tamaño típicamente menor a 4 micrómetros) y sedimentos (silicatos o aluminosilicatos) con un tamaño entre 4 y 64 micrómetros.

Las arenas se taponarán por partículas de arcillas, feldespatos y otros minerales que son recogidos y movidos entre los espacios porales cuando alcanzan rates de flujo críticos.

En resumen, el espacio poral de una arena actúa como filtro y puede ser altamente sensible con el rate de flujo y presión diferencial.

El efecto de pH

La dispersión de la arcilla es influenciada por el pH debido a que este afecta el equilibrio de intercambio base; su efecto sobre un sistema particular depende de las condiciones electroquímicas de ese sistema.

La dispersión de la arcilla es afectada negativamente por agua alcalina con un pH más grande que 7.0 haciendo a las arcillas más movibles. Generalmente a un pH de 4 no se observa perturbación.

Una vez que la arcilla es dispersada sus partículas se vuelven libres para mover o deflocularse y causar taponamiento en las gargantas de los poros.

Cambio de Mojabilidad e Incremento en la Saturación de Agua

Cuando 2 fluidos inmiscibles tales como aceite y agua están en contacto con la superficie de la roca compiten por un lugar en la superficie de la formación y su mojabilidad preferencial, uno de los fluidos se adherirá más en la roca.

El termino mojabilidad se refiere a la medida a la cual una fase el fluido de preferentemente hacia la superficie de un sólido en la preferencia de un un segundo fluido inmiscible. La mayoría de los reservorios generalmente son mojados por agua, es decir que el agua connata preferentemente se adhiere a la superficie de la roca.

El ángulo medido atravez del agua es llamado el ángulo de contacto. La mojabilidad es descrita por el ángulo de contacto, si el ángulo de contacto es $< 90^\circ$, la superficie de la roca es mojada por agua. Si es $> 90^\circ$, la superficie de la roca está mojada por aceite.

Tener una formación parcial o totalmente mojada al petróleo, reduce la permeabilidad relativa al petróleo. Esto puede ocurrir debido a la absorción de materiales activos de superficie de los fluidos base petróleo de perforación, de retrabajo o completación sobre la roca.

Por polímero

Es importante la selección del polímeros por estar en contacto con la formación productiva. Los factores importantes del polímero son:

Cantidad de polímero necesaria, capacidad de degradarse cuando se desee, cantidad de residuo después de la ruptura. Siendo la completa hidratación del polímero un factor importante para minimizar el daño por polímero.

Bloques de emulsión

Las emulsiones pueden ocurrir en la formación entre dos fluidos inmiscibles tales como el petróleo de la formación y el agua inyectada. Pruebas de laboratorio han demostrado que puede producirse una emulsión espontánea cuando un agua alcalina, por ejemplo el filtrado de cemento o el lodo se pone en contacto con algunos aceites.

Una emulsión es definida como un sistema que consiste de un liquido dispersado en otro líquido inmiscible usualmente en gotas mas grandes que el tamaño coloidal.

Se requiere energía para hacer emulsión, y los estabilizadores de emulsión deben encontrarse en la interface entre los fluidos para mantener la emulsión estable. Los mas importantes de los estabilizadores son: partículas finas, arcillas, asfáltenos, y surfactantes. Dependiendo de los efectos que puedan ocurrir en la interfaces entre 2

fluidos, algunas emulsiones pueden llegar a ser muy estables y disminuir la productividad.

Lo que afecta básicamente y seriamente la producción es la alta viscosidad de las emulsiones. En casos extremos, las emulsiones pueden matar un pozo. Debe tomarse en cuenta que petróleo nativo y agua de formación no ocasionan un bloqueo por emulsión.

Una emulsión agua en petróleo, llamada una emulsión externa de petróleo, es el tipo que se encontrará 90% de las veces y tiene una fase continua aceite y una fase acuosa dispersada.

La fase agua consiste de gotas muy pequeñas que pueden variar de tamaño dependiendo de la consistencia de la emulsión. Algunas gotas tienen un núcleo sólido y otras no. Dos tipos de emulsiones que pueden ocurrir se ilustran en la Figura N° 12.

Incremento de la viscosidad de fluido

La reducción de productividad causada por una emulsión está directamente relacionada al incremento de la viscosidad y el radio del área afectada.

Emulsiones de aceite en agua tienden a exhibir viscosidades más altas que en emulsiones de agua en aceite.

El efecto del incremento de la viscosidad causada por emulsiones es descrita en las siguientes ecuaciones:

$$\frac{\text{viscosidad (ideal)} \mu = \mu^{\circ} (1 + 2.5 \phi)}{(i)}$$

Donde:

μ = viscosidad de la emulsión

μ° = viscosidad de la fase externa.

ϕ = fracción de volumen de la fase dispersada (o interna).

El alto porcentaje de la fase interna dispersada ocasionará una alta viscosidad.

La viscosidad de la emulsión será siempre más alta que la viscosidad de los componentes. La ecuación de la ley de Darcy para flujo radial, muestra que la tasa

de flujo es inversamente proporcional a la viscosidad; es decir el flujo disminuye cuando la viscosidad se incrementa.

$$q = 7.08 K h (P_o - P_w) / \mu \ln (r_o / r_w)$$

Surfactantes catiónicos frecuentemente tienden a estabilizar emulsiones agua en aceite.

Sedimentos y finos mojados por agua tienden a reducir la estabilidad de la emulsión, donde formaciones fuertemente mojados por aceite tienden a producir emulsiones con mucha mas estabilidad y viscosidad.

Los bloques de emulsión tienden a exhibir un efecto “check valve” (válvula check) el cual puede ser detectado por la comparación de productividad e inyectividad.

Normalmente, las formaciones dañadas por un bloqueo de emulsión aceptaran fácilmente el fluido pero no producirá el regreso del fluido.

Bloqueo por Agua

Un bloqueo por agua es causado por un incremento en la saturación del agua cerca del hueco del pozo disminuyendo la permeabilidad relativa a los hidrocarburos. Debido a la alta presión capilar resultante de la tensión interfacial entre el agua y el petróleo. Un bloqueo por agua fresca y agua de formación puede formarse, durante las operaciones de perforación y completación através del filtrado base agua o durante la producción através de la digitación o conificación del agua de formación, debido a la baja o mediana permeabilidad de la formación y/o donde la presión de fondo es baja. La formación de un bloqueo de agua es favorecida por la presencia de arcillas que rellenan los poros tal como la illita. La forma velluda y superficie grande de esas arcillas incrementan la adsorción del agua en las paredes de los poros.

Un bloqueo por agua se trata usualmente reduciendo la tensión interfacial entre el agua y el petróleo, ya que esta genera alta presión capilar, reduciendo la permeabilidad relativa al petróleo.

Difícilmente ocurre bloqueos de agua cuando la permeabilidad está sobre los 200 md.⁽¹⁾

Costras

Las costras son depósitos de minerales precipitados. Ellos pueden precipitarse en la tubería de producción, perforados y/o formación (Figura N°13). La deposición de costra ocurre durante la producción a causa de las presiones y temperaturas más bajas encontradas en el pozo o cerca de él. Las costras también pueden formarse por mezcla de aguas incompatibles del filtrado de fluido o inyección de agua con el agua de formación.

3.2.5 ARCILLAS HINCHABLES

Las arcillas que se hinchan en mayor grado al contacto con el agua fresca pertenecen al grupo de la Montmorillonita, se les llama “arcillas hidratables”, una salmuera de alta salinidad tiende a disminuir su hinchamiento.

La Montmorillonita tiene la mayor atracción hacia el agua y la más alta capacidad de cambio de cationes.

El mecanismo de hidratación de sus cationes se detallo en el punto 3.2.4.

3.2.6 ARCILLAS MIGRABLES

Todas las arcillas son capaces de emigrar cuando son contactadas con agua que desequilibra el balance iónico dentro de la formación.

La kaolinita, la clorita y la illita pueden ser clasificadas como arcillas no hinchables.

Montmorillonita y capas mezcladas de arcilla incrementan la probabilidad de migración debido al hinchamiento y retención del agua.

Se debe tener presente que solo una alta tasa de flujo puede ser suficiente para causar migración de partículas.

Los efectos del fluidos sobre las arcillas, dependen principalmente de los siguientes factores:

La estructura química de las arcillas.

La diferencia entre la composición del fluido de formación nativo y fluido inyectado.

Los arreglos de las arcillas sobre la matriz o en los poros.

La forma en la cual las arcillas son cementadas a la matriz.

La cantidad de las arcillas presentes.

El movimiento de las partículas dentro de un sistema poral, es afectado por:

La mojabilidad de la formación.

Por la fase del fluido presente en los espacios porales.

Por el rate de flujo atravez de los espacios porales.

Si la Formación es mojada por agua, el petróleo fluye atravez del centro de los poros (Figura N° 14a).

Donde las arcillas y otros finos son mojados por agua, estas partículas son atraídas e inmersa sobre el entorno del agua de las partículas de arenas ver la Figura N° 14b. En este caso las partículas de arcillas solo se moverán con el flujo de agua, y donde la saturación de agua es baja estas partículas no causarán problemas con la movilidad.

Si las partículas de arcilla cambian su mojabilidad, mojadas por aceite total o parcial, debido a influencia externa las partículas de arcillas y finos son atraídas a la inmersión de la fase aceite moviéndose con el aceite y resultando un taponamiento de la garganta de los poros que puede ser severo, ver Figura N° 14c.

En operaciones de completación y reacondicionamiento, las zonas cercanas al pozo frecuentemente están saturadas con agua o filtrado de salmuera. A medida que este filtrado es producido de retorno, las partículas que bajo condiciones normales no son fáciles de remover son acarreadas hacia el pozo, además esta presente una alta concentración de partículas que entran a la formación atravez del filtrado. Si la tasa de producción es alto, el riesgo de taponamiento en los espacios porales cerca al pozo será también grande.

Kruegar et al^(1), mostró que la reducción de la permeabilidad debido al taponamiento de partículas en la garganta de los poros es función de la tasa de flujo. Demostró que a altas tasas de flujo las partículas que son normalmente raras en dispersarse, tienden a formar puentes cuando ellas se aproximan a la restricción poral. Una vez que estos tapones se han formado, es muy difícil de remover aún cuando se intente un flujo de retorno.

Sin embargo, a bajos rates de flujo, las partículas se alinean por si solas sin taponarse, o son desplazados en el entorno del grano de arena envuelta en agua, fuera de la corriente del flujo principal.

3.2.7 METODOS DE INHIBICION

En una formación no explotada las partículas de arcillas están usualmente en equilibrio con el tipo y concentración de sales en el agua de formación .

Donde fuese posible, es beneficioso usar el agua de formación tratada como fluido para Workover. Si no se dispone de agua de formación es necesario usar como sustituto agua tratada con características similares a la formación.

Generalmente se han utilizado soluciones de 1% a 2% de ácido clorhídrico, 1% a 2% de cloruro de calcio o 10% de cloruro de sodio, en la mayoría de los casos, todas las soluciones han sido efectivas. Sin embargo, existen condiciones bajo las cuales el ácido clorhídrico y el cloruro de calcio podrían causar daño.

Cuando la formación contiene material soluble al ácido, el ácido clorhídrico puede causar liberación de finos, estos finos pueden ocasionar restricción de flujo en la formación y en el agente de sostén. También podrían mostrar debilitamiento de la formación ocasionando una reducción en la capacidad de flujo.

Concentraciones relativamente bajas de cloruro de calcio flocularan las arcillas, las cuales si no se encuentran firmemente sostenidas en su lugar (canales de flujo de la roca) los minerales floculados pueden migrar y ocasionar reducción en la permeabilidad. Se ha demostrado que los iones de calcio pueden ocasionar el derrumbe de algunas lutitas lo cual tendría un efecto dañino en la capacidad de flujo de la fractura. La salmuera de cloruro de calcio formara calcita cuando contacta con bicarbonato, y formara yeso cuando contacta con iones sulfatos..

Una solución de cloruro de sodio al 10% es bastante satisfactorio para condiciones variadas, pero su preparación toma tiempos prolongados en disolver la sal en agua fresca.

ESTABILIZADORES DE ARCILLAS

Solución de Cloruro de Potasio (KCl).

El cloruro de potasio usado en una concentración de 0.8 a 3% en agua, llego a estar muy cerca de tener todos los requerimientos deseados para un fluido fracturante.

El KCl encuentra su mayor uso en la preparación de fluidos para fracturamiento de zonas sensitivas al agua.

El KCl es usado como un acarreador de fluido en la preparación de soluciones para romper emulsiones o bloques de agua, para combatir bacterias y para proteger la zonas de producción durante operaciones de “workover”.

El cloruro de potasio muestra la menor posibilidad de causar daño a la formación por las siguientes razones:

1. Impide la hidratación y el hinchamiento de las arcillas en la formación adyacente a la fractura.
2. La dispersión de arcillas hinchables y no hinchables es llevado a un mínimo.
3. No formara costras perjudiciales cuando entra en contacto con la salmuera de formación.
4. Es compatible prácticamente con todos los aditivos químicos usados en fracturamiento con agua, tal como reductores de fricción, agente gelificantes, aditivos de pérdida de fluido, y surfactantes.
5. Las pruebas indican que es bueno y/o mejor que cualquier otro aditivo químico prácticamente para todas las formaciones. Por lo tanto, puede ser usado en muchas áreas.
6. Es fácil de usar y mezclar.
7. Reduce costos en términos de requerimiento químico.
8. Se requiere un pequeño porcentaje de KCl, reduciendo el tiempo de mezcla.

Cloruro de Amonio

Es usado pocas veces como una solución estabilizadora de arcilla, sin embargo ha demostrado ser mas efectivo que el KCl. Este producto es frecuentemente usado en conjunto con tratamientos ácidos en un preflush o postflush.

Hidróxido de Potasio

Tratamientos de arcilla usando $K(OH)$ han sido descrito por Marathon^(5), los resultados proporcionan arcillas insensibles al agua fresca. Este tratamiento requiere la inyección de una solución de 15 a 20% de $K(OH)$ dentro de la arcilla de

la formación, donde reaccionara químicamente con las arcillas para cambiar su estructura.

No puede ser usado donde este presente el Cloruro de Calcio, en los fluidos de workover o salmuera de formación, ya que puede precipitar como hidróxido de calcio y causar severo daño a la formación.

Las arcillas pueden ser cementadas en el lugar por el uso de polímeros.

El ion Hidróxido de aluminio controla el proceso de migración. Este catión reemplaza todos los otros cationes en la superficie de las arcillas y forma una capa protectora de polímero. Esta capa inorgánica, mantiene las partículas de arcillas juntas. Este polímero es estable en salmueras pero puede ser removido por contacto con ácidos.

Los polímeros orgánicos multinucleicos se comportan de una manera similar al ion hidróxido de aluminio (inhibidor de arcillas), formando una capa protectora, con la ventaja adicional que estos polímeros no son sensitivos al contacto con ácido HCl y son estables aproximadamente una hora en contacto con ácidos de 12 % HCl : 3% HF. Estos polímeros pueden ser usados en fluidos base agua, fluidos base alcohol, ácido clorhídrico, agua de mar y salmueras. Estos aditivos tienen la ventaja que dejan la arena y las partículas de arcilla mojados por agua.

AGENTE ESTABILIZADOR	TIPO DE PRODUCTO	USO NORMAL % en peso
CLAYTROL-3	Aminas alcanol cuaternario	0.1 - 1.0 %
CLAYTROL-4	Polímero orgánico	0.2 - 1.0 %
CLAYTROL-5	Poliamina complejo	0.1 - 1.0 %
CLAYTROL-6	Amina cuaternario	0.2 - 1.0 %
CLAYLOK	Clorhidrato aluminio	6.0 %
CLORURO DE POTASIO	Sal inorgánica	1.0 - 3.0 %
CLORURO DE AMONIO	Sal inorgánica	2.0 3.0 %
HIDROXIDO DE POTASIO	Base inorgánica	15.0 - 20.0 %
NITROGENO	Gas	25 %
DIOXIDO DE CARBONO	Gas	---

3.3 FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO

Para obtener la máxima eficiencia en la estimulación del pozo es importante dar prioridad a la selección del fluido fracturante.

3.3.1 PROPIEDADES

En el diseño de un fluido de fractura debe considerarse las siguientes propiedades físicas y químicas:

- A- Compatibilidad con la formación a tratarse.
- B- Compatibilidad con los fluidos del reservorio.
- C- Causar el mínimo daño en la permeabilidad.
- D- Capacidad de transporte y suspensión del agente de sostén.
- E- Suficiente viscosidad para que la fractura tenga el ancho necesario para aceptar el agente de sostén y permitir el avance del fluido dentro de la fractura.
- F- Deberá ser un fluido eficiente (baja pérdida por filtrado).
- G- Baja presión por fricción durante el bombeo.
- H- Facilidad de recuperación después del tratamiento.
- I- Deberá ser estable, es decir mantener su viscosidad durante la operación a temperatura de fondo
- J- Prevenir emulsiones o formar solamente emulsiones inestables con los fluidos del pozo.
- K- Obedecer los límites aceptados del punto de inflamación, contenidos de sólido y punto de fluencia.
- L- Ser fácilmente obtenible, relativamente fácil de bombear, seguro de manipular y de fácil preparación en el campo.
- M- Su costo debe ser tomado en consideración de acuerdo a la producción esperada y otros costos de operación.

La primera propiedad es la más crítica, si la naturaleza química del fluido fracturante no es el mismo petróleo crudo ó salmuera de formación. Será la causante del hinchamiento de las arcillas naturales y liberación de finos ocasionando taponamiento de los canales y el tratamiento fallará.

También existe el peligro de crear emulsiones que reducen la efectividad del tratamiento. Ocasionando una reducción parcial o total en la permeabilidad natural del pozo, debido a la incompatibilidad del fluido tratante con los fluidos del reservorio. Dichas emulsiones pueden ocurrir en la vecindad del pozo.

La propiedad de transporte del fluido depende de la viscosidad, densidad del fluido, y la velocidad del flujo en la tubería y en la fractura.

La propiedad de obtener una baja pérdida por filtrado del fluido tratante, permitirá abrir y controlar la extensión del área de fractura. Esta pérdida por filtrado en la formación depende de la viscosidad, y de la ausencia de aditivos reductores de filtrado en el fluido tratante.

La capacidad de reducir la pérdida por fricción en el bombeo permitirá mayores tasas de bombeo a mayores profundidades. Tendiendo hacia el uso de fluidos fracturantes base agua por formar enlaces más resistente al gelificar.

Para obtener fácilmente el fluido de tratamiento inmediatamente después de poner en producción, es importante usar rompedores de sistema que reducen los geles a soluciones de baja viscosidad haciendo que el fluido tratante pueda ser fácilmente producido por la formación.

Las once primeras propiedades de los fluidos de fracturamiento están relacionadas con el pozo y la formación, y las dos últimas describen la viabilidad en la selección del fluido fracturante.

Todas las formaciones son diferentes y requieren la adición de varios tipos de aditivos en sus sistemas bases, con el fin de reunir sus necesidades particulares ó mejorar las propiedades del sistema de fluido.

Es importante tener en cuenta el fluido que se encuentra en el pozo antes de inyectar el fluido fracturante; de ser incompatibles debe usarse surfactantes (no emulsificantes).

3.2 FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO DISPONIBLES

Básicamente existe dos tipos de fluidos bien definidos en fracturamientos hidráulicos: fluidos base acuosa y base hidrocarburo. Dentro de esos dos grupos principales, existen un gran número de variantes, surgidas a través del tiempo con el perfeccionamiento de la técnica de fracturamiento y la necesidad de aplicar tratamientos en pozos cada vez más profundos.

Algunas variantes de los grupos mencionados:

Fluidos Base Agua (agua fresca o salmuera)

- Débilmente gelificado.
- De alta gelificación (Reticulados o crosslinkeados).
- Emulsiones acuosa.
- Acidos emulsionados.
- Espumados.

Fluidos Base Hidrocarburo (crudo, aceite refinado y diesel)

- Petróleo crudo.
- Reticulados.
- Espumados.

Los fluidos de fracturamiento mas usados en el Noroeste Peruano son presentados en el Anexo N° 2

3.3.3 FLUIDOS DE FRACTURA BASE PETROLEO

Surgieron ante la necesidad de no alterar apreciablemente formaciones que tienen alta sensibilidad a las soluciones acuosas.

PETROLEO REFINADO VISCOSO

El petróleo refinado viscoso ofreció algunas ventajas en el fracturamiento y por un número de años fue el medio más común de fracturamiento. Las especificaciones típicas para un aceite fracturante refinado son:

Gravedad API	6 a 25 °
Viscosidad	50 a 300 Cps @ 100°F
Perdida de Fluido API	25 a 100 ml en 30 min.
Velocidad de calda de arena	< de 5 ples / min a 150 °F
Asfáltenos	< de 0.75 %
Rompimiento de Emulsión	<.de 30 min a temp de Reservorio

Estos aceites ganaron aceptación debido a que estaban fácilmente disponibles en las refinerías y podían ser revendidos cuando fueran producidos por el pozo.

Estos aceites tenían la ventaja de ser menos viscosos en un incremento de temperatura o cuando eran diluidos con petróleo crudo, por lo tanto podían ser rápidamente recuperados una vez iniciada la producción.

LEASE CRUDE (Petróleo crudo sin gelificar)

En algunas áreas donde el “Lease crude” era viscoso fue usado para fracturamiento hidráulico. Rápidamente se advirtió que muchos “lease crude” presentaban bajas pérdidas de fluido ó podían desarrollar menores pérdidas de fluido usando aditivos adecuados.

El más común de los aditivos de pérdida de fluido tiene como nombre comercial “Adomite Mark II” (es básicamente una sal de tierra alcalina de un alquilbenzeno Sulfonatado) es efectiva en el petróleo crudo, petróleo refinado y emulsiones. Su antecesor fue Adomite, el cual es básicamente una sal de sodio del mismo material. Los antecesores de estos agentes de pérdida de fluido fueron los asfaltos, la gilsonita, etc.

La principal ventaja de este crudo es que puede obtenerse fácilmente de la línea de producción.

Los petróleos crudos presentan el inconveniente de producir elevada pérdida de carga al ser bombeados a altos caudales, con un excesivo consumo de la potencia útil. Restringiéndose a pozos poco profundos y con bajos gradientes de fractura.

Este fluido es compatible con la mayoría de los fluidos de formación. El “lease crude” usualmente requiere de la adición de uno o más aditivos para mejorar su eficiencia. Por ejemplo su alta pérdida por filtrado (“leake Off”) no conduce a la

extensión de la fractura y puede causar un arenamiento (“Screen Out”) a menos que la pérdida este controlada por un aditivo. Otros aditivos pueden ser usados para reducir la presión por fricción y permitir mayor tasa de bombeo. Este crudo con los aditivos apropiados usualmente transporta bajas concentraciones de agente de sostén en un rango moderado a altas tasas de bombeo.

Estos crudos pueden ser usados en formaciones solubles o insolubles en ácido Sin embargo, reservorios que producen gas no serán fracturados con fluido base petróleo. Se debe tener extremo cuidado al utilizar este crudo en operaciones de fracturamiento debido a su bajo “flash point”.

Debido a que estos fluidos no pueden acarrear altas concentraciones de agentes de sostén que son algunas veces requeridos para mantener las fracturas abiertas, otros sistemas base crudo fueron desarrollados para conseguir un sistema base hidrocarburos capaz de acarrear altas concentraciones de agentes sostén.

“LEASE CRUDE” GELIFICADO

Los hidrocarburos que pueden gelificarse son: diesel, Kerosene, condensados, y crudos de 40° API o mayores.

Estos geles son formados por petróleo crudo más una pequeña cantidad de jabón ácido graso y un alcalino cáustico fuerte al 30%.

Los agentes gelificantes usados en los sistemas “Base Petróleo” son surfactantes que son mezclados en la fase hidrocarburo, no ganan viscosidad tal como ocurre con el agua cuando es añadido un agente gelificante. Un activador deberá ser añadido para conseguir viscosidad en la mezcla.

Después que el agente gelificante y el hidrocarburo son mezclados, el activador es añadido. El surfactante o agente gelificante es atraído hacia el activador y comienza a formar una masa de moléculas, iniciando la formación de una red de polímeros semejante al fluido base agua gelificado. Los enlaces que son formados son débiles en comparación con aquellos formados por agentes gelificantes y entrelazantes (crosslinke) para fluidos base agua. Los enlaces pueden ser rotos por tasas moderadas de corte pero se restablecerán así mismas después que el corte es removido. Esta es la razón por la cual estos gelificantes parecen ser muy viscosos cuando son batidos lentamente y adelgazan cuando más corte es aplicado. Además los agentes gelificantes incrementan la viscosidad para transportar los agentes de

sostén, estos polímeros reducirán la presión por fricción el cual puede ser bastante alto para hidrocarburos no gelificados en régimen de flujo turbulento.

El aceite gelificado no debe ser usado a temperaturas de 200 °F, estos geles tienden a convertirse en una grasa semisólida. La sensibilidad del sistema a la gelificación depende del contenido del agua total y de la naturaleza del aceite.

El tipo de hidrocarburo a ser gelificado determinará en que medida la viscosidad real será incrementada.

Estos fluidos poseen:

1. Excelente capacidad de transporte del agente de sostén.
2. Reduce el daño a formaciones sensibles al agua.
3. Son compatible con los fluidos de formación.
4. Se obtiene perdidas de fluido substancialmente menores que con el petróleo.
5. Una vez roto el gel, por acción del ruptor, puede recuperarse el fluido base conjuntamente con la producción.

3.3.4 FLUIDOS DE FRACTURA BASE AGUA

En la actualidad existe la tendencia a usar agua gelificada que puede ser preparado en etapas o en forma continua a medida que el fluido es bombeado dentro del pozo. El agente gelificante provee un rápido incremento en la viscosidad. La velocidad de gelificación es función de la temperatura de mezcla del fluido.

Los fluidos base agua tienen las siguientes ventajas sobre los fluidos base aceite:

1. Operativamente no hay riesgos de producir incendios.
2. Pueden ser conseguidos sin dificultad debido a su disponibilidad.
3. Los fluidos acuosos son mucho más baratos que los fluidos base aceite.
4. Su mayor gravedad específica crea mayor carga hidrostática, que disminuye los requerimiento de potencia hidráulica (baja presión de bombeo).y provee mayor poder de suspensión para el agente de sostén.
5. Es de baja viscosidad, y por lo tanto es más fácil de bombear.
6. Son fácilmente viscosificados y se puede controlar el nivel de viscosidad necesaria para cada operación.

7. Poseen excelentes propiedades de transporte del agente de sostén y control de filtrado.
8. Es muy fácil de modificar, y adaptar a las condiciones de cada reservorio.

3.3.5 SELECCION DEL FLUIDO BASE AGUA

La selección del fluido fracturante debe estar basado en la composición y propiedades características, siendo necesario conocer lo siguiente:

1. Propiedades petrofísicas de la formación

Permeabilidad.

Porosidad.

Permite determinar las propiedades del fluido de fractura, para obtener valores de incremento de productividad con distintos fluidos fracturante y agente de sostén.

2. Evaluación mineralógica (contenido de arcilla)

Estos tipos de análisis es de suma importancia, porque permite conocer el tipo de formación y su composición mineralógica. Con estos ensayos puede determinarse los constituyente de la roca, la distribución y configuración de los poros de la roca, y a su vez la relación entre la matriz, los materiales cementante y los espacios porales. Siendo estos análisis los siguientes:

Difracción de Rayos X.

Análisis con Microscopio Petrográfico.

Análisis de Microscopio Electrónico (SEM).

Por Colorificación Química.

La explicación de estos análisis se encuentran en el Anexo N° 3a.

3. Temperatura y Presión de Formación:

Las propiedades de fluido fracturante son afectados drásticamente por la temperatura. A mayor temperatura del reservorio, el fluido fracturante reticulado

(entrelazado), se romperá rápidamente, siendo necesario adicionar reductores de fricción.

En requerimiento de mayores presiones conviene usar fluidos de elevado peso específico a fin de obtener mayor presión hidrostática.

4. Tipos de formaciones

Las más comunes se agrupan en tres tipos básicos:

- Rocas Areniscas cuyo material cementante lo constituyen cierto tipo de silicatos. Estas rocas poseen menor alteración al contactar con el fluido acuoso.
- Rocas Areniscas cuyo material cementante son las arcillas, estando expuesta en los espacios porales. Estas formaciones son alterables por el filtrado de fluido.
- Rocas areniscas cuarzosas cuyo material cementante es carbonático y esta expuesto en los espacios porales, este tipo de roca es altamente sensible a bajo pH (ácido). En estos casos, normalmente se aplica tratamiento con fluido ácidos, los cuales reaccionan con los carbonatos del material cementante.

5. Calidad del agua:

La calidad del agua depende de la fuente de agua de donde proviene, las mismas que pueden ser las siguientes:

Agua de formación

Obtenida directamente de la formación sin tratar es de bajo costo. Limpia es el agua ideal desde el punto de vista del hinchamiento y dispersión de arcilla.

Esta agua tratada, aun se encuentre en los tanques de asentamiento, puede contener partículas finas de petróleo, arcillas, sedimentos, parafinas, asfalto y costra. Causando daño a la formación, reduciendo la permeabilidad.

Incluso puede contener surfactante cationico, que hace a la formación mojable al petróleo y causar problemas de emulsión.

Agua de mar,

Debido a su disposición en los mares es usada en áreas costeras, está agua contiene frecuentemente arcillas y otras partículas finas que podrían causar taponamiento en

los núcleos en areniscas. Dependiendo de la salinidad del agua de mar, puede ser necesario agregar cloruro de potasio o cloruro de sodio.

Agua fresca

El agua fresca es un fluido deseable, recomendado como fuente de todos los fracturamientos con agua, debido a la dificultad de obtener agua limpia de mar o de la formación. Siendo necesario agregar un tipo de sal para no dañar la formación.

La reducción de la permeabilidad por efecto de las diferentes fuentes de agua se ilustra en la Figura N° 15.

La salinidad del agua a fracturar debe ser aproximadamente igual a la salinidad del agua de formación pero no menor, porque ocasiona un bloqueo casi total a la formación.

Sólidos, los sólidos frecuentemente son una fuente de bacterias. Ellos pueden ocasionar emulsiones y dañar el empaque del agente de sostén, reduciendo la permeabilidad. Los sólidos pueden ser removidos por filtración.

6. Características del fluido tratante

Compatibilidad del fluido tratante con la roca reservorio, pudiéndose realizar con las pruebas siguientes:

Prueba de Inmersión, Prueba de Succión Capilar (CST) ó Prueba de flujo. Si no es compatible se puede ayudar con inhibidores de arcilla., y si estos no resultan efectivos será necesario pensar en fluido base petróleo. La explicación de las pruebas mencionadas se encuentran en le Anexo N° 3b.

Compatibilidad del fluido tratante y el fluido del reservorio, siendo las pruebas siguientes:

Prueba de ruptura de emulsión, y precipitados indeseables. Su fundamento se encuentra en el Anexo N ° 3c.

Humectabilidad

Los productos adicionados al fluido fracturante debe dar como resultado un fluido con propiedades acuohumectantes, por lo que se debe determinar en laboratorio.

Evitándose bloqueos por agua sobre todo en formaciones de baja permeabilidad. Su fundamento se encuentra en el Anexo N ° 3d.

7. Objetivo del diseño de fractura.

El objetivo de una estimulación puede ser el obtener una gran conductividad ó una larga longitud de fractura; las mismas que dependen de las propiedades del fluido seleccionado, viscosidad y control de filtrado.

Si el objetivo de la estimulación es lograr una alta conductividad en la fractura y obtener una menor penetración optima, entonces es aceptable emplear un fluido de baja viscosidad (sedimentación rápida), el mismo que formará un banco de poca penetración y alta conductividad.

Si se requiere mayor penetración, será necesario incrementar la capacidad de transporte (viscosidad del fluido). Ello facilitará crear fracturas mas anchas y lograr una mayor concentración de agente de sostén. Con ello se obtendrá simultáneamente una conductividad de fractura elevada, aun cuando el agente de sostén no forme banco.

8. Requerimientos

Requiere prueba de laboratorio con el nucleo de la formación.

Prueba de viscosidad del fluido fracturante.

Pruebas de corte del fluido fracturante.

Ser fácil de usar y mezclar.

Los aditivos deben ser efectivos a bajas concentraciones.

Ser económico.

3.3.6 CLASES DE FLUIDO BASE AGUA

- A. Fluido de fracturamiento lineal.
- B. Fluido Reticulado o “Crosslinke”.
- C. Fluido con Alcohol.
- D. Fluido Emulsionado.
- E. Fluido Espumado.

A. FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO LINEALES

Fueron los primeros sistemas base agua. Tienen un agente gelificante muy simple de usar y con capacidad de alterar la viscosidad del fluido. No contiene el agente entrelazante (crosslinke) para unir las cadenas de polímero. Los mas comúnmente usados son:

Guar

Derivados del Guar:

Hidroxipropil Guar (HPG).

Carboximetil Hidroxipropil Guar (CMHPG).

Derivados de la Celulosa:

Hidroxietil / Celulosa (HEC)*.

Carboximetil Celulosa (CMC).

Poliacrilamidas (PAA) -Sintético.

Goma Xanthan - Bacteriano.

Almidón

Las características generales son de pobre capacidad de transporte del agente de sostén y de baja viscosidad del fluido(Figura N°17).

CARACTERISTICAS DE LOS POLIMEROS

Goma Guar

La goma “guar” es un polímero natural, que se obtiene de la semilla de la planta “guar”, mantenido en polvo. Provee control de pérdida de fluido. No requiere calor

para gelificarse, y es el agente más económico. Su estructura química es ilustrada en la Figura N° 18a.

Sensibilidad de la goma guar con iones metálicos- Es compatible con NaCl y KCl a concentraciones salinas menores del 5% en peso. La compatibilidad con iones metálicos polivalentes tales como el Ca⁺⁺, Mg⁺⁺ y AL⁺⁺⁺ depende de la concentración de la sal y del pH de la solución.

Para temperaturas por debajo de 175 °F, la goma guar es estable pero se degrada rápidamente por encima de ésta temperatura.

El pH afecta significativamente la hidratación y degradación del guar, siendo la tasa óptima de hidratación del guar entre el rango de pH 5 - 7.5. A “pH’s” más altos la hidratación del polímero es lenta o inadecuada. Una vez hidratada la goma guar es estable para altos valores de pH. Se degrada rápidamente a pH bajos.

Una solución débil de ácido clorhídrico (5%) causará una rápida pérdida de viscosidad.

En comparación con la celulosa, la goma guar tiende a adsorberse más rápidamente en las arcillas de la formación, arenas, y en los granos de la arena del agente de sostén. Obteniendo como resultado la reducción de la viscosidad del fluido seleccionado. Pueden generar daño de la formación, y ocasionar pérdida de conductividad en la fractura. La goma guar al degradarse deja como residuo 5% a 12% en peso, y 1.2% en volumen de materiales insolubles.

La guar, es no iónica (ligeramente aniónica), es compatible con aditivos no iónicos o aniónicos. Los viscosificadores de celulosa son más compatibles con materiales catiónicos que la guar.

Derivados del guar:

Hidroxipropil Guar (HPG)

Se forma por la reacción del “guar” altamente purificado con el óxido de propileno.

El HPG se hidrata más rápido que la “guar” en agua fría. Es soluble en solventes miscibles en agua, tales como el metanol, etanol.

Estabilidad- El HPG es más estables que la goma guar a temperaturas ligeramente más alta, es más resistente a la degradación por enzimas pero puede degradarse con persulfato de amonio (NH₄)₂S₂O₈ en cantidades catalíticas.

El HPG degradado deja como máximo residuo 2% en peso, y 1.5% en volumen de materiales insolubles.

En resumen- Los fluidos con HPG, son más limpios, menos dañinos, más compatibles con el alcohol y más estables que los fluidos del guar, pero generalmente tienen más alta pérdida de fluidos que el guar⁽⁶⁾.

Carboximetil Hidroxipropil Guar(CMHPG)

Es también un derivado del guar el cual se le añade un químico, el ácido cloroacético. Este gel tiene menor contenido de residuo (menos de 1.9% en peso y 1.8% por volumen), es más estable y puede también ser usado en un amplio rango de pH (3-11).

CELULOSA.

La celulosa en su estado natural es insoluble en agua y debe ser químicamente modificada para hacerla soluble al agua para usos en campo, no se entrelaza fácilmente. Usualmente, la celulosa es tratada con hidróxido de sodio, lo cual da como resultado la separación e hinchamiento de las partículas de polímero y permite la penetración de agentes químicos tales como el óxido de etileno.

Derivados de la celulosa:

Se logra obtener el enlace de la celulosa modificando químicamente al polímero. Estos agentes gelificantes casi no dejan residuos.

La Carboximetil-Celulosa de Sodio (CMC) es preparada mediante la reacción de la Celulosa con el ácido cloroacético en la presencia de hidróxido de sodio.

El Carboximetil-Celulosa (CMC), es un polímero aniónico soluble en agua. Es compatible con sales de metales monovalentes tales como el NaCl y KCl. Su tolerancia a sales de metales divalentes tales como el CaCl₂ depende del grado de sustitución, el pH de la solución, y el modo de adición de la sal. Sales de metales trivalentes pueden causar un grupo insoluble de forma que pueda taponar los canales porosos de la formación.

La Hidroxi-Etil-Celulosa (HEC), Es preparada por la reacción de una celulosa alcalina con óxido de etileno. Es un polímero no iónico, compatible con sales de metales monovalentes (NaCl, KCl), y con muchos metales divalentes (CaCl₂, MgCl₂, etc.).

El HEC encuentra amplia aplicación en los fluidos de completación y retrabajos. La mayoría de los aditivos usados para evitar la pérdida de fluidos en la cementación de pozos están basados en la HEC.

La HEC también es susceptible a la degradación de celulosa por enzima pero no en la magnitud de la goma guar. Son libres de residuo y proporciona mejor conductividad en la fractura empaquetada.

La Carboximetil-Hidroxietil Celulosa del Sodio (CMHEC), es formada del tratamiento de la celulosa de sodio con óxido de etileno y luego con ácido cloroacético. Tiene un carácter único aniónico-no iónico. Esta es usada como aditivo para pérdida de fluidos y retardadores para la cementación y en una limitada extensión como un viscosificante en los fluidos de fracturamiento. Son libres de residuo y proporciona mejor conductividad en la fractura empaquetada.

Policrilamidas.

Es un polímero lineal de alto peso molecular, reduce la turbulencia cuando esta en movimiento.

Monomero acrilamida: $\text{CH}_2 = \text{CH} - \text{CONH}_2$

Poliacrilamida: $-\text{CH}_2 - \underset{\substack{| \\ \text{O} = \text{C} - \text{NH}_2}}{\text{CH}} - \text{CH}_2 - \underset{\substack{| \\ \text{O} = \text{C} - \text{NH}_2}}{\text{CH}} - \text{CH}_2 - \text{CH} -$

Goma Xanthan

Es un “biopolímero” que se produce por acción bacterial de los microorganismos *Xanthanomonas Campestris* (XC). Soluciones de goma xanthan en agua son altamente pseudoplásticas o de corte ligero. Para altas condiciones de corte, las soluciones de goma xanthan tienen pequeñas viscosidades aparentes, pero a bajas tasas de corte, presentan alta viscosidad aparente. Por debajo de una concentración de 1000 ppm (.35 lb/bbl), las soluciones de goma xanthan pierden significativamente su viscosidad en la presencia de bajas concentraciones de sal. La goma xanthan es bastante estable en ácidos o en la presencia de enzimas. Esta es usada como principal viscosificante en ácidos gelificados. Se necesitan agentes oxidantes fuertes tales como el hipoclorito de sodio, hipoclorito de litio, peróxido de hidrógeno o persulfato de amonio para degradar la Goma Xanthan. La combinación de las gomas Xanthan y guar exhiben un mejor desarrollo de la

viscosidad que cualquiera de ellos solo. Esta combinación se usa para viscosificar fluidos de fracturamiento. La goma Xanthan es usada extensamente para viscosificar fluidos de perforación de bajos sólidos y recientemente como fluido de transporte de empaque de grava.

Almidón

El almidón es un polímero de alto peso molecular formada de moléculas de glucosa obtenido de las plantas (las semillas contienen 70% de almidón y los tubérculos hasta 30%). En comparación con otros polisacáridos, el almidón desarrolla una pobre viscosidad. El almidón y sus derivados tales como el Hidroxietil almidón y el Carboximetil almidón han sido usados para control de pérdida de fluidos y en una limitada extensión en fluidos de “workover”.

De acuerdo a su uso y propiedades particulares, los agentes gelificantes más comunes pueden clasificarse como muestra la tabla:

<i>Producto</i>	<i>Uso</i>	<i>Residuo</i>	<i>Capacidad de entrelazado</i>	<i>Vis. apa. Cp 50 Lb/Gal.</i>
GUAR	Agua fresca	2 - 4%	Fácil	48
HPG	Agua fresca	1 - 2.5%	Fácil	51
HEC	Agua fresca	< 1%	Posible	65
CMC	Agua fresca	< 1%	Fácil	43
CMHEC	Agua fresca	< 1%	Fácil	55
POLICRILAMIDA	Reductor de fricción	< 1%	No posible	--
XANTAN	Sol. salina -ácidos	2 - 3 %	Fácil	28

B. FLUIDOS RETICULADO O ENTRELAZADO (“CROSSLINKE”)

En los finales del 60, se encontró una forma de enlazar geles lineales formando una red con el fin de incrementar la viscosidad del sistema.

Este tipo de agente enlazante depende: del polímero usado, la temperatura, el pH y el rate de corte que el sistema usará.

Algunas de las principales ventajas de usar fluidos “Crosslinke” vs Fluidos lineales son las siguientes:

1. Mayor viscosidad en la fractura con una menor cantidad de polímero.
2. El sistema tiene un mejor control de pérdida de fluido.
3. Mejor capacidad de transporte de arena sobre todo a alta temperatura.
4. Mayor estabilidad con la temperatura.

En la siguiente tabla se menciona los reticuladores más comunes:

<i>Elemento</i>	<i>Forma de uso</i>	<i>Sitios activos</i>
Boro	Acido bórico, borax	cis-diol
Aluminio	Acetato de aluminio	Carboximetilo
Titanio	Quelatos de trietanolamina o acetilacetionato	cis-diol
Zirconio	Lactato de Zirconio	cis-diol

Los metales pesados como el Titanio y Zirconio, forman sistemas retardados para reticularse y son mas sensitivos al corte no se reconstruyen tan fácilmente o completamente, que los sistemas boratos.

Estos fluidos deben usarse con un ruptor efectivo seleccionado para las condiciones específicas de la formación.

Sistema reticulados del Guar y HPG

En algunas situaciones de fracturamiento, se necesitan fluidos de alta viscosidad para dar fracturas más anchas o para permitir transportar grandes concentraciones de arena de fracturamiento. Para obtener altas viscosidad, se usan mayores concentraciones de polímeros. Sin embargo, los altos costos y el daño a la formación por el incremento de residuos de polímeros, usualmente hace poco atractiva ésta proposición.

Bajo condiciones apropiadas la estructura química del Guar o HPG pueden ser enlazados para dar viscosidad mucho más alta en una concentración igual que el guar ó HPG sólo.

Sistema reticulado con Borato.- En este caso, el entrelazamiento se debe a enlaces de hidrogeno que el ión borato es capaz de formar simultáneamente con dos moléculas de Guar o derivado. Este enlace es afectado por las sales disueltas y es reversible a través del cambio de pH. El Guar o derivados se enlazarán con el borato cuando el pH se encuentre por encima de su número critico (Para el 2% KCl el pH critico es 8.5). Este valor de pH depende de la concentración de las sales disueltas. La estructura de la goma guar en un sistema reticulado con borato se ilustra en la Figura N° 18b.

El enlace de borato es iónico, si es roto debido a acción de corte, se volverá a formar cuando se reducen las velocidades de corte. Es también sensible a temperatura por encima de los 210 °F donde se rompe el enlace y no se reforma el sistema.

En el campo antes de mezclar el polímero (polvo seco), el pH debe caer debajo de 7.0 para hidratar el polímero y luego aumentar el pH por encima de 8.5 para enlazar al ión borato.

Sistema reticulado con Organometálicos.- Bajo condiciones de alta temperatura donde fallan los boratos, se pueden usar iones complejos organo-metálicos para enlazar el guar (Figura N° 18c). Este enlace no se reformará rápida y fácilmente sobre el esfuerzo de corte. Es sensible a temperaturas aproximadamente mayor de 325°F.

En resumen, los agentes reticulados con borato pueden usarse debajo de los 210 °F, y los agentes organometálicos deben limitarse a condiciones sobre los 210 °F.

Sistema de reticulación retardada.- Retarda el proceso de enlace de los polímeros hasta que el fluido alcance el fondo e ingrese a la fractura, minimizando de esta forma la degradación de la viscosidad por esfuerzo de corte en la tubería.

Las alternativas de retardo pueden ser:

1. Agentes reticuladores activados por la temperatura.(ejem: compuesto de Zirconio).
2. Fluidos de reticulación ajustable.- Se incorporan agentes activadores que permiten ajustar el rango de tiempo en que se produce la reticulación.

3. El uso de dos agentes reticuladores distintos de acción complementaria y paralela, uno rápido y el otro lento, es un polímero de doble derivación tal como el carboximetil hidroxipropil guar CMHPG permite que se produzcan dos reacciones de reticulación con la misma cadena base. El enlace rápido se produce con un reticulador de Zirconio (activado por la temperatura) produciendo adecuada viscosidad en el fondo de la tubería para transportar el agente empaquetante a través de los perforados. El enlace lento es la reacción del ión aluminio con los sitios Carboximetilo del polímero, y se controla con concentraciones variables de acetato (en términos prácticos es activado con el tiempo).

Algunos factores que afectan la velocidad de entrelazado son: la temperatura, y el pH del fluido, condiciones de corte, tipo de enlazante y la presencia de moléculas orgánicas que compitan en combinarse con el enlazante metálico. En el campo, es difícil conseguir cualquier mecanismo de control “preciso” del tiempo del enlazado. La solución usual es usar un mecanismo de “crosslinkeado” dual, uno rápido y otro lento.

C. FLUIDOS CON METANOL

Es añadido algunas veces el sistema base agua para dar al fluido mejor estabilidad del gel a altas temperaturas de fondo y ayudar a la limpieza del pozo. El alcohol ayuda a reducir la tensión superficial del agua, reduciendo el peligro de bloqueo.

Este sistema requiere mayor seguridad que lo usual porque el metanol tiene baja temperatura de inflamación y presenta toxicidad.

D. FLUIDOS EMULSIONADOS

Son formados por emulsiones donde la fase externa es agua (fase continua) y la parte interna aceite. El aceite puede ser kerosene, diesel, crudo, o petróleo refinado. El agua puede ser agua fresca o una salmuera de baja concentración de sal. El emulsificante debe seleccionarse de modo que haga a la arena de fracturamiento mojada al agua. Los fluidos deben ser probados para asegurar una emulsión estable.

El Guar, HP guar, o HEC pueden usarse para viscosificar la fase agua. La concentración de polímeros depende de la temperatura pero generalmente se usa 1 lb de aditivo por cada barril de agua debajo de 180 °F y 2 lb por barril de aditivo

por cada barril de agua por encima de los 180 °F. Adicionalmente puede necesitarse un ruptor de gel dependiendo del tipo de polímero.

Este tipo de emulsión tiene buen control de pérdida de fluido, buenas propiedades del agente de suspensión, presenta una presión de fricción mas baja que el sistema agua en petróleo, y rápida limpieza del pozo

La emulsión es rota dentro de la formación cuando el surfactante que forma la emulsión es absorbido por la formación.

E. FLUIDOS ESPUMADOS

Estos fluidos son también emulsiones de gas en líquido, siendo el líquido la fase continua, y la fase gaseosa imparte las características reológicas a la espuma, tales como viscosidad y estabilidad.

El volumen de gas para crear una espuma estable es aproximadamente entre el 60% y 90% del volumen total de fluido a presión y temperatura determinada.

Las burbujas de gas son creadas por turbulencia en la mezcla del líquido y el gas, saliendo de la mezcla lentamente con el tiempo. Un factor importante de una espuma es la vida media, la cual se define como el tiempo necesario para que salga de la emulsión la mitad del líquido usado para generar la espuma, a condiciones atmosféricas.

La estabilidad de la espuma es observada en el laboratorio a condiciones de reservorio, para mejorar y obtener un valor mayor de vida media del fluido espumado es recomendable usar surfactantes y polímeros.

MECANISMO DE RUPTURA DE POLIMEROS

Los fluidos de fracturamiento requieren una viscosidad adecuada para proveer la capacidad necesaria de transporte para el agente empaquetante y producir una buena geometría de fractura. Después de que el empaquetante ha sido posicionado, la viscosidad debe ser reducida para permitir la recuperación del fluido de la formación.

Los fluidos ampliamente usado de base Guar y Celulosa pueden ser rotos (despolimerizados) por las soluciones siguientes:

- Soluciones ácidas ligeras.

- Enzimas.
- Degradación de radicales libres por material tal como el persulfato de amonio.
- Oxígeno libre.

Adicionalmente, estos polímeros tienen limitaciones de temperatura por encima de las cuales ellos se depolimerizan bastante rápidamente.

Para la selección del ruptor se debe considerar las siguientes condiciones de tratamiento:

Las enzimas pierden efectividad por encima de aproximadamente los 130°F.

Para temperaturas de fluido por encima de 130°F, pueden usarse ruptores tales como el Persulfato de amonio.

A temperaturas muy altas (400°F), no necesita ruptores.

En el campo, la viscosidad del fluido de fracturamiento, fluyendo de regreso, después del tratamiento, es frecuentemente usado como un indicador de la efectividad del ruptor y además de la viscosidad del fluido remanente en el empaque. Esta observación hace ver dos factores importantes:

-Residuos insolubles, contenidos en el fluido original, o que fueron formados durante la degradación del fluido pueden quedar en la fractura empaquetada.

-Los polímeros viscosificantes pueden quedar concentrados en la fractura debido a la pérdida de fluido en la formación. La viscosidad es función del peso molecular del polímero y de la concentración. Si el polímero es concentrado en la fractura por el filtrado, el fluido remanente en la fractura tendrá alta viscosidad, aun alcance el polímero la degradación del peso molecular por el ruptor.

GUAR

La goma guar sufre una degradación rápida a medida que se reduce el pH de la solución. Aun en ácido clorhídrico al 5%, la viscosidad de la solución de guar declina rápidamente como se muestra en la Figura 19a. La goma guar es extremadamente susceptible al ataque enzimático como se muestra en la Figura 19b. La presencia de bacterias que produzcan enzimas causan rápida depolimerización. Estas enzimas y bacterias pueden causar problemas significativos en el mezclado y almacenamiento en el campo.

El agua y los tanques de mezcla deben estar libres de bacterias y enzimas. Generalmente se requiere de bactericidas para el mezclado por etapas, y lógicamente para almacenamiento prolongado. Las enzimas, pueden permanecer en el agua de mezcla aunque se hayan eliminado las bacterias, siendo eliminadas reduciendo el pH aproximadamente debajo de 2.

El efecto de la temperatura sobre la reducción de viscosidad o depolimerización se muestra en la Figura N° 19c. Por encima de aproximadamente 150 °F., con goma “guar”, se forman espontáneamente radicales libres de polímero, y actúan dividiendo la molécula de “guar” por remoción de protones de la columna de cadenas de “guar”. Este efecto ocurre rápidamente por encima de los 175 °F.

HP Guar

La HP guar es algo más estable que la guar, en la despolimerización a altas temperaturas y al ataque enzimático. Agentes oxidantes, tales como el Persulfato de Amonio pueden ser necesarios para formar radicales libres de polímero. Como en el caso de la “guar”, estos radicales libres extraen protones de la cadena de la “guar”, dividiendo la molécula y reduciendo la viscosidad. Estas moléculas fragmentadas llegan a ser radicales libres que extraen protones y dividen más a las moléculas de guar.

A bajas temperaturas (debajo de aproximadamente 125 °F), los agentes oxidantes deben ser activados químicamente para formar los radicales libres iniciales.

Si se desea estabilidad a altas temperaturas, debe inhibirse la formación espontánea de radicales libres. Esto puede hacerse mediante el uso de recolectores de radicales libres que satisfacen rápidamente la carga negativa formada cuando el polímero se divide debido a actividad térmica.

HEC

El mecanismo de quiebre descrito para la guar y HP guar también se aplica para la HEC. A diferencia de la guar, una vez rota, no quedan residuos.

Goma Xanthan

La estructura de la goma Xanthan es tal que los sitios de quiebre están protegidos y, por lo tanto, no es rápida ni fácilmente susceptible a degradación ácida o por enzimas. El polímero puede ser degradado por agentes oxidantes.

3.3.7 PROPIEDADES DEL FLUIDO BASE AGUA

Las propiedades del fluido base agua son las siguientes:

Compatible con los aditivos.

Compatible con la formación.

Compatible con los fluidos de la formación.

Fácil de mezclar y disponibilidad.

Reduce la potencia hidráulica requerida para obtener menores presiones en cabeza de pozos.

Buenas propiedades de transporte y suspensión de arena.

Excelente capacidad de reducir la pérdida por fricción en el bombeo.

Altas tasa de bombeo y probada efectividad en el fracturamiento.

Puede contener rompedores internos para una rápida reducción de viscosidad y recuperación del fluido.

Fluido no inflamable.

Económico.

La selección y modificación de las propiedades de fluidos para adecuarse a situaciones específicas de pozos son una parte importante del diseño de fracturamiento. Los fluidos de alta viscosidad requieren alta presión para forzar fracturas más anchas (Figura N° 20). En una fractura vertical confinada, el control de pérdida de fluido tiende a crear una mayor longitud de fractura.

A. Pérdida de Fluido

Durante el fracturamiento, una parte del fluido inyectado se filtran en el interior de la matriz de la formación, y no está disponible para extender la fractura.

La capacidad de crear ancho y largo de fractura, esta en función de la eficiencia del fluido (o control de pérdida de fluido) y “viscosidad en la fractura”. En trabajos de fracturamiento masivo en los que se requieren fracturas largas, la pérdida de fluido llega a ser muy importante. Se han desarrollado técnicas para estimar la pérdida real de fluido o eficiencia de fluido durante un minifrac preliminar. Se inyectan algunos miles de galones de fluido fracturante (sin empaquetante) a presiones por encima de

la presión de fracturamiento. Un análisis de los datos de variaciones de presión después de parar el bombeo nos da un valor razonable de la pérdida de fluido real, así como otros parámetros necesarios en el diseño del trabajo de fracturamiento.

Los aditivos de pérdida de fluido son generalmente partículas sólidas finas que forman una costra en la cara de la fractura. Requieren un control en los tamaños de estas partículas pequeñas e inertes, adicionando un agente fijante para taponar la garganta, usualmente es un polímero. Para fluidos base agua se usa comúnmente fluoruro de sílice.

El tamaño de estas partículas para los fluidos de fracturamiento es muy fino, típicamente el 92% pasa a través de la malla # 325 (43 micrones).

B. Control de Viscosidad

Para controlar la viscosidad se usa una variedad de polímeros viscosificantes. Para fluidos gel acuoso los polímeros actualmente más populares son: el guar, hidroxipropil guar (HPG), Hidroxi-etil-celulosa (HEC) y el carboxi-metil hidroxipropil guar (CMHPG). El HP guar tiene el más amplio rango de aplicación. Los agentes reticulados proveen beneficios adicionales en el incremento de la viscosidad.

En la tabla N° 6 se muestra la comparación de los fluidos gelificados acuosos lineales y reticulado.

Geles Acuoso Lineales

Se preparan usualmente mezclando guar, HP guar o HEC con agua fresca que contiene del 1-2% de KCl, en concentraciones de polímeros entre el rango del 20 a 50 lb/1000 gal.

La gelificación reduce la pérdida de presión por fricción, incrementa la viscosidad aparente, y controla la pérdida de fluido. En la Figura N° 21 se muestra la relación de pérdida por fricción vs tasa de flujo para un fluido típico de 40 lb/Mgal. Las propiedades reológicas y tiempos de ruptura para varias concentraciones de guar y temperaturas de formación son mostrados en la Tabla N° 7, se muestra el efecto de la temperatura en la viscosidad aparente y la necesidad de ruptores de viscosidad para bajas temperaturas.

Geles Acuosa Reticulada

Usualmente se preparan sistemas reticulados con los polímeros guar ó HPG y el agente borato si la temperatura es menor que 210 °F. Si la temperatura excede los 210 °F es conveniente usar un sistema reticulado organometálico.

Con un sistema base agua reticulado se puede obtener una mayor viscosidad para una misma concentración de polímero. Un sistema reticulado retrasado y adecuadamente transportado da como resultado una viscosidad relativamente baja en las tuberías y viscosidad relativamente alta en la fractura. En la Tabla N° 8 se muestran las propiedades reológicas típicas para un HPG crosslinkeado con borato. Estos sistemas deben llevar un agente ruptor seleccionado para la temperatura específica de formación, disponiendo menores tiempo de ruptura tal como 6 horas para una temperatura de 50°F.

La viscosidad vs. tiempo para un sistema HPG de 50 lb/Mgal, entrelazado con organometálico y un estabilizador para altas temperaturas es mostrada en la Figura N° 22 donde muestra una viscosidad razonable para 6 a 8 horas aun con temperaturas de formación por encima de los 300 °F.

3.3.8 DISEÑO DEL FLUIDO BASE AGUA

Requerimiento de la mezcla de agua⁽⁷⁾

- **Origen del agua:** Agua fresca, agua de mar, salmuera de agua fresca.
- **Temperatura:** A bajas temperaturas de mezcla menores que 40°F el tiempo de hidratación del agente gelificante es largo, pudiendo ser necesario calentar el agua. Y para altas temperatura la tasa de hidratación del agente gelificante se acelera. Un incremento de temperatura durante el proceso de entrelazamiento, aumentara su tasa enlazante.
- **Ion Ferroso (Fe+2):** Debe ser menor de 10 PPM. Una excesiva concentración de ion ferroso puede causar un enlace prematuro del polímero, sobre enlazándolo después de adicionar el agente reticulante (crosslinke). Degradando prematuramente el fluido tratante durante el tratamiento.

El ión ferroso precipitará cuando el pH del fluido es mayor de 7.5.

- **Fosfato:** Debe ser menor de 5 PPM. Los fosfatos son fuertes agentes secuestrantes de los metales, interfieren en los enlaces. Una concentración suficiente de fosfatos puede evitar el enlace (crosslinke) completamente. Si existe fosfato en el agua, la dosis del agente enlazante (crosslinke) tendrá que incrementarse para vencer los efectos del fosfato.

- **Bicarbonato (HCO_3):** En concentraciones mayores de 1,000 PPM. puede retrasar el enlace (crosslinke). Esto puede ser superado por el ajuste del pH con ácido clorhídrico (HCl) que reduce el pH a valores entre 3.5 - 4.0. Circular el tanque y luego reajustar el pH entre 5.0 - 7.0 con una solución cáustica. Preferentemente el nivel de carbonato debe ser menor de 500 PPM para evitar el ajuste de pH con ácido.

- **Dureza total:** (Calcio y Magnesio debe ser menor de 500 PPM). Una excesiva dureza total del agua puede interferir con la estabilidad reológica del fluido tratante, debiendo ajustar el pH con hidróxido de sodio (NaOH).

- **Gravedad específica:** Es un indicador del grado de sales disueltas en un fluido. Niveles excesivos de sales disueltas pueden evitar que un agente gelificante se hidrate totalmente. Un gel hidratado parcialmente puede ser inestable. Para obtener mejores resultados, se debe usar una agua que se acerque a las características del agua fresca.

- **Bacteria:** La presencia de bacteria en el agua de mezcla puede causar degradación del polímero, reducción prematura de la viscosidad, y no permitir el desarrollo de la viscosidad. Los agentes gelificantes (polímeros) pueden ser sensitivos a las enzimas producidas por la bacteria. El bactericida mata a la bacteria pero no elimina las enzimas. Por lo tanto el bactericida debe ser añadido al agua de mezcla lo más temprano posible para prevenir los problemas por enzimas.

Consideraciones del gel

- **El gel base,** esta formado por el agua y el agente gelificante (polímero):

1. La mayoría de los agentes gelificantes se dispersan, y se hidratará si el agua de mezcla tiene un pH entre 6.0 y 8.0. Para un valor de pH < 6.0 se hidratará rápidamente. Un pH > 8.0 resultará en una lenta e inadecuada hidratación del

polímero. Aquí se recomienda soluciones de soda cáustica débiles ó HCl para ajustar el pH.

2. Requerimiento de hidratación , Un mínimo de 85% es recomendado previa a la adición del buffer y el agente enlazante (crosslinke).

La concentración del polímero en el fluido de fracturamiento influye en las propiedades del fluido. La alta concentración de polímero incrementa la viscosidad, obteniéndose una solución mas estable a altas temperaturas. Asimismo origina una mayor presión de tratamiento, mayor tiempo de ruptura, y mayor daño a la conductividad de la fractura

El criterio para la concentración es basado en la proporción de un adecuado ancho de fractura y suspensión del agente de sostén para prevenir el arenamiento. Al mismo tiempo minimiza la presión de tratamiento y maximiza la conductividad de la fractura.

- Agente Entrelazante (Crosslinke)

1. El pH optimo para “crosslinkear”, depende de la temperatura del fluido a tratar, y principalmente del agua de mezcla usada.
2. Selección del “buffer” ,requiere un alto pH para iniciar el Crosslinkeo.
3. Concentración de crosslinker y buffer, la eficiencia del sistema depende de la concentración del “crosslinker”, del “buffer” y del tiempo de bombeo. Un desbalance en la concentración puede resultar en un fluido sobreestabilizado o en un fluido que puede ser quebrado rápidamente. Una excesiva concentración de “crosslinke” o una concentración insuficiente de “buffer” puede resultar en una acelerada degradación de la viscosidad. Excesiva concentración de “buffer” tiende a estabilizar el fluido, conduciendo a un rompimiento letárgico del gel e incremento del daño del gel residual. Un fluido con insuficiente concentración de “crosslinker” puede no construir una adecuada viscosidad.
4. Retardación del Crosslinker, sirve para minimizar la presión de fricción y obtener menores presiones de bombeo en los tubulares a una menor potencia hidráulica, el tiempo que demora para “crosslinkear” debe ser ajustado para que

ocurra en el momento en el que el flujo alcanza los perforados. Sin embargo, si el tiempo es muy largo el fluido no tendrá suficiente viscosidad para acarrear al agente de sostén, resultando en una precipitación acelerada del agente de sostén. En la practica el tiempo de retardo es aproximadamente el 80% del tiempo de transito del tubing.

- Rompedor de Gel

Selección del rompedor , en un ambiente alcalino está en función del tiempo y de la temperatura a tratar. Siendo la tasa de reacción acelerada con el incremento de la temperatura y retardada con el decrecimiento de la temperatura. El tiempo de rompimiento puede también ser manipulado atravez de las concentraciones del crosslinker y buffer.

Concentración del rompedor, la tasa de reducción de la viscosidad es función de la concentración del rompedor y el tiempo de exposición a la temperatura. Es mínimo en los fluidos “pad” y máximo en las etapas finales del agente de sostén.

La tasa de reacción es más rápida con el incremento de temperatura y es menor con la disminución de la temperatura. La tasa de reacción puede ser ajustada para alcanzar el tiempo de rompimiento atravez de la manipulación de las concentraciones del “crosslinke” y “buffer”.

4. APLICACIÓN

4.1 DESCRIPCION DE RESERVORIOS

El Yacimiento Reventones se encuentra ubicado en la Costa Norte del Perú (área El Alto) a 29 Km. al Norte de la Ciudad de Talara (Figura N° 1), tiene una extensión de 24 Km² (5930 acres).

Sus límites son: al Norte con el Yacimiento Peña Negra y Taiman, al Sur con el Yacimiento Carrizo, al Este con los yacimientos Merina y La Tuna, y al Oeste con el área operada por Petrotech.

4.1.1 ESTRATIGRAFIA

La columna estratigráfica del Yacimiento Reventones se muestran en la Figura N° 23.

FORMACION AMOTAPE

Esta constituido por rocas metamórficas, en su mayoría por una alternancia de cuarcitas y argillitas fracturadas, constituyendo un reservorio de porosidad Secundaria

FORMACION BASAL SALINA

Sistema Terciario, Serie Eoceno, Edad Inferior, Grupo Salina.

Litología

Está constituida por conglomerados masivos de cuarzo hiliario y areniscas arcósicas blancas a grisáceas de grano fino a medio, con inclusiones de granos de material oscuro, subredondeado, con estratificación gradada mostrando aumento de tamaño de grano hacia la base, intercalada con estratos de lutitas oscuras compactas.

Ambiente Deposicional

Corresponde a un ambiente litoral amerítico con influencia marina con una dirección de flujo de NE. a SO. de sus conos de depositación sumergidos.

Distribución Areal

En el yacimiento Reventones tiene su máximo espesor y va disminuyendo su potencia en los yacimientos Peña Negra, Taimán y verde.

FORMACION SAN CRISTOBAL

Sistema Terciario, Serie Eoceno, Edad Inferior, Grupo Salina.

Los horizontes corresponden a desarrollos productivos constituidos por areniscas cuarzosas de grano fino a medio, con regular concentración de carbonatos.

FORMACION MOGOLLON

Sistema Terciario, Serie Eoceno, Edad Inferior, Grupo Salina.

Miembros

Tiene tres miembros importantes:

A. Mogollón Superior

Muestra tres unidades bien diferenciadas por las características y valores electrográficos en los perfiles de pozos.

A.1 Chorro Superior

Areniscas blancas a grises de cuarzo hialino blanco verdoso de grano medio a grueso firmes, en parte friables, intercaladas con estratos delgados de lutitas abigarradas(marrón, rojizas, verdosas) de textura suave, masivas no calcáreas.

A.2 Chorro Inferior

Areniscas blancas y gris verdosas de cuarzo hialino, lechoso y cuarcitas grano medio a grueso subredondado, friable y conglomerados de cuarzo intercalado con aislados estratos de lutitas abigarradas.

A.3 Fuente

Areniscas grises y gris verdosas de cuarzo, poca cuarcita, de grano medio a grueso y conglomerados de cuarzo semi lechoso, subredondeados, en matriz de areniscas finas a medias con cemento poco calcáreo, con intercalaciones delgadas de lutitas abigarradas; suaves, firme masivas no calcáreas.

B. Mogollón Medio

Constituido por lutitas grises, oscuras, con granos de glauconita y limonitas de color gris, compactas, masivas.

C. Mogollón Inferior

Constituido por areniscas de cuarzo de grano medio a grueso de color gris ligeramente blanco y granos verdosos de sílice con intercalaciones de conglomerados de cuarzo hialino y semi lechoso, subredondeados intercalados con lutitas abigarradas.

Ambiente Deposicional

Es del tipo de relleno longitudinal, con una dirección de depositación NE a SO y cuya depositación abarca desde Mancora, en el Dpto. de Tumbes, hasta el río Chira, en el Dpto. de Piura.

Se ha depositado por los procesos de redepositación, es decir sedimentos que se acumulan en forma inestable en aguas fluviales con influencia marina de aguas poco profundas y fueron retrabajados o sedimentados; siendo los principales mecanismo de depositación el flujo de escombros y flujo de granos. La producción de esta formación proviene de porosidad secundaria y porosidad intergranular o primaria.

Las secciones que generan un grado más alto de fracturas son las secuencias de conglomerados y areniscas conglomerádicas que son más rígidas a los esfuerzos, en cambio en las areniscas y limolitas el fracturamiento es menor.

Distribución Areal

Las direcciones de más alta producción coinciden con la dirección de intensidad máxima del paleo flujo, estas direcciones están orientadas de NE a SO.

Gran parte de la producción de la formación Mogollón proviene de fracturas tectónicas

FORMACION OSTREA

Sistema Terciario, Serie Eoceno, Edad Inferior, Grupo Salina.

Miembros

Se han reconocido 5 miembros bien diferenciados.

De estos miembros, el principal es el miembro Peña Negra que tiene desarrollos de areniscas de los cuales se ha obtenido producción comercial de petróleo. Los demás

miembros tienen en su litología predominio de arcillas y gredas que los hacen estériles en cuanto a producción de petróleo.

Está constituida por areniscas cuarzosas de grano fino a medio, calcáreas y localmente con abundante restos de conchas.

Litología

A. Lagoon

Esta constituido por areniscas limolíticas bastante carbonosas, piríticas y micáceas; con frecuentes intercalaciones delgadas de lutitas de color gris oscuro, también bastante carbonosa, piríticas, calcáreas y micáceas.

B. Peña Negra

Están constituido por areniscas blancas a gris cuarzosas, de grano fino a medio poco friables, algo carbonosas ligeramente calcáreas y con intercalaciones de lutitas de color gris oscuro micáceas. suaves en parte carbonosas

Ambiente Deposicional

Se considera formada de conos de depositación submarina con bancos de areniscas.

C. Ostrea "C"

Constituida por arena gris verdosa, glauconítica y carbonosa, grano medio a fino, friable, calcárea en parte y limolítica.

D. Ostrea "D"

Constituido por areniscas gris de grano medio, calcárea y con abundante restos de conchas. Lutitas gris a gris verdosa, suave y calcárea.

E. Ostrea "E"

Constituido por arena de cuarzo blanco, grano medio subredondeado. Areniscas gris, grano medio, calcárea y lutita varicolor, suave.

FORMACION ECHINO

Sistema Terciario, Serie Eoceno, Edad Inferior, Grupo Salina.

Está conformada por intercalaciones de lutitas y areniscas de color gris claro y gris verdoso, grano medio y cemento calcáreo.

Se han reconocido cinco miembros bien diferenciados:

A. Ballena

Está conformada por areniscas blancas verdosas de cuarzo hialino y lechoso de grano fino a muy fino, sucias y algo carbonosas.

B. Constancia

Está conformada por lutita gris verdosa, bentonítica no calcárea y limolita gris verdosa micromicácea poco calcárea, carbonosa en parte.

C. Somatito

Constituido por areniscas cuarzosas de color blanco-verdoso, de grano fino a medio, subredondeados; el cuarzo es hialino y lechoso, con intercalaciones de estratos de lutitas de color gris acerado con brillo micáceo (moscovita); suaves, blandas, masivas.

Corresponde a un ambiente litoral a sublitoral con escasa influencia deltaica.

D. Verde

Constituido por lutitas de color gris claro, con muy poca lutita de color verde claro, micaceas; intercaladas con areniscas cuarzosas de grano medio a grueso.

Ambiente marino de poca profundidad con ligeras fluctuaciones del nivel de agua.

E. Cabo Blanco

Constituido por intercalaciones de areniscas y conglomerados. Las areniscas son de color blanco, los conglomerados de cuarzo blanco lechoso y hialino, de grano bien seleccionado, subredondeado que tiene escasas intercalaciones delgadas de lutitas de color gris clara.

Fue depositado en un ambiente fluvio-deltaico con una dirección de flujo de SE a NO.

GRUPO TALARA

Sistema Terciario, Serie Eoceno, Edad Medio y Secundario, Grupo Talara.

A. FORMACION TEREBRATULA

Está constituida por intercalaciones de lutitas de color marrón y areniscas de grano grueso de color gris verdoso, calcáreas.

Las areniscas y lutitas de este miembro fueron depositadas en un ambiente marino de plataforma externa.

B. FORMACION HELICO

Es una secuencia de conglomerados y areniscas lenticulares de cuarzo color gris verdosa, con gránulos de glauconita, separados por intercalaciones de estratos de lutita gris marrón grisácea, suaves, masivas, en parte calcárea.

El contenido faunístico pertenece a la zona nerítica (*Helicolepidina Spiralis*) y pertenece al Eoceno Medio.

C. FORMACION ARENISCAS TALARA

Está definida por facies turbidíticas constituidas por areniscas gris claras de grano fino a medio.

Se encuentra en los yacimientos: Reventones, Carrizo, Laguna, Zapotal y La Tuna. Su mayor potencial productivo está en los yacimientos Carrizo y Reventones.

FORMACION VERDUN

Sistema Terciario, Serie Eoceno, Edad Superior, Grupo Lagunitos.

Presenta un desarrollo de areniscas conglomerádicas.

La característica estructural de esta área o yacimiento es que la cuenca presenta repeticiones estructurales de reservorios debido a fallas de ángulo que han provocado la repetición de secciones productivas, incrementando el potencial productivo del área.

4.1.2 PROPIEDADES DE ROCA RESERVORIO Y DE FLUIDOS

Las propiedades de roca reservorio y de fluido permitirán conocer el tipo de reservorio a estimular.

A.- PROPIEDAD DE ROCA RESERVORIO

Estos parámetros son de suma importancia para seleccionar las propiedades que tendrá el fluido tratante de estimulación. Los valores de porosidad y especialmente de permeabilidad permitirá determinar la filtrabilidad de un fluido de fractura.

Los datos mencionados en la tabla siguiente se han obtenido de los archivos de los pozos del yacimiento Reventones y del Informe del Grupo de Trabajo para la Evaluación de Fracturamientos Hidráulicos empleando agua tratada efectuados en el Lote X.

Características de Roca Reservorio - Yacimiento Reventones:

Formación. Valores promedio	BASAL SALINA	SAN. CRIST	MOG	OSTREA	ECHINO	HELICO	ARE. TALA	VER DUN
Prof. tope (pies)	7230	6184	5265	4030	3701	2645	1945	315
Prof. base (pies)	7420	6862	6835	5141	4033	3283	2697	1362
Espesor total (pies)	190	678	1570	1111	329	638	752	1048
Espesor neto (pies)	67	54	188	89	46	77	98	84
Porosidad. (%)	10 - 12	8 - 10	6 - 8	10 - 14	12 - 16	12 - 15	12 - 14	8 - 10
Permeabilidad (md)	10 - 30	5 - 10	1 - 3	8 - 10	10	15	10	2 - 5

Los Reservorios considerados blandos son: Areniscas Talara, Mbro. Hélico, y Echino Insitu.

Se puede observar que la porosidad de los reservorios pertenecientes al yacimiento Reventones está en el rango de 6% a 16%. Siendo el reservorio Mogollón el de menor porosidad (6% a 8%).

En la Tabla N° 9 se presenta los rangos de permeabilidad, altura de fractura, temperatura empleados en los diseños de fracturamiento hidraulico de los diferentes reservorios del Lote X (Talara).

En cuanto a la permeabilidad de los reservorios del yacimiento Reventones están en el rango de 1md. a 30md. Siendo la permeabilidad del reservorio Mogollón considerada como moderada de 1 a 3 md., y como permeabilidad alta para las formaciones, San Cristóbal, Ostrea, Echino, Helico, y Areniscas Talara entre 5 a 15 md. La mayor permeabilidad de reservorio Basal Salina (10 a 30 md) indica que este reservorio tendrá mayor capacidad para dejar pasar el fluido a través de sus poros intercomunicados. Tabla N° 9

Con el valor de la permeabilidad se puede estimar la mayor tendencia que tendrá la viscosidad del fluido durante el diseño es decir mayor conductividad en la fractura empaquetada o mayor longitud de fractura creada. En las formaciones Mogollón y Verdun se diseñaría para obtener una mayor longitud de fractura que conductividad por tener permeabilidad moderada. Para la otras formaciones y en especial para la formación Basal Salina se tendría mayor conductividad que longitud de fractura.

En el reservorio Arenisca Talara, un estimado para la obtención de la reología del fluido base acuosa, según el modelo de Mc Guire y Sikora es el siguiente:

- Si la permeabilidad promedio es 10 md. (relativamente alta) se obtendrá en dicho modelo valores menores de conductividad relativa. El incremento del PIR inicialmente en estas condiciones predomina la penetración y después predomina la conductividad de la fractura. Lo que significa que a partir de ciertos valores de penetración, los aumentos adicionales no incrementaran el índice de producción. Siendo un buen criterio limitar la penetración y aumentar la conductividad de la fractura.
- Con el fin de obtener poca penetración puede ser aceptado un fluido de viscosidad relativamente baja, para que el agente sostén sedimento rápidamente, formando un banco de arena de poca penetración y alta conductividad. La longitud de la fractura empaquetada depende de las propiedades del fluido seleccionado (viscosidad y el filtrado).
- También es importante tomar en cuenta que es un reservorio blando ⁽¹⁰⁾, de poca resistencia al empotramiento luego del cierre por lo que requerirá una configuración de multicapa con varias filas de granos siendo un buen diseño un fluido de alta viscosidad para lograr un buen ancho de fractura, y mejor control del filtrado de fluido.

Según el modelo Mc Guire y Sikora requerirá un diseño de fluido con alta viscosidad y de configuración de multicapa.

B. PROPIEDADES DE FLUIDO DEL RESERVORIO

Características de los Fluidos del Reservoirio - Yacimiento Reventones:

Formación	BASAL SALINA	SAN CRIST.	MOGO.	OSTREA	ECHINO	HELICO	AREN. TALARA
Grav. petróleo (API)	28 - 33	28 - 29	30 - 32.6	31.5 - 36.2	32	35,1-40,3	33,2
Temperatura (°F)	145 - 155	140 - 150	130 - 140	120 - 130	100 - 110	100- 110	95 - 105
Rs(SCF / BF)	500	400	400	650	600	400	300
Uo Cp (T.res.)	2.8 - 6.5	5.0 - 7.0	3.5 - 6.0	2.6 - 6.0	6.2 - 7.0	2.6 - 5.0	5.8 - 6.0
Uo Cp (Reservorio)	1.0 - 1.7	1.7 - 2.2	1.3 - 2.0	0.75 - 1.3	1.4 - 1.6	1.3 - 1.8	2.3 - 2.5
Uo Cp (1 Atm., 60°F)	26 - 12	26 - 20.5	19 - 12	15.5 - 7	14	9 - 5	12
Presión burbuja Psi	2100	2000	1200	1300	1100	800	800
Bo (Bl / STB)	1.2 - 1.3	1.2 - 1.25	1.1 - 1.2	1.1 - 1.2	1.15 - 1.2	1.2 - 1.25	1.15 - 1.2
Salinidad fn. MPPM.	11.5-19.1	14.1- 32	12.8-17.1	16.5- 16.9	13.7 - 20.3	19.9	11 - 14
GP (PSI/pie)	0.35 - 0.4	0.35 - 0.4	0.3 - 0.45	0.3 - 0.4	0.3 - 0.4	0.35 - 0.4	0.35 - 0.4

De la tabla se puede observar que el petróleo crudo de los reservorios Basal Salina y San Cristóbal son poco pesados, con una gravedad API que varía en el rango de 28° a 33°. El petróleo de los reservorios Mogollón, Ostrea, Echino, Helico, y Arenisca Talara son livianos con gravedad API entre 30° a 40.3°.

Las viscosidades estimadas de petróleo, se determinaron por las correlaciones de Beal's combinadas con las de Chew y Connally⁽¹⁸⁾. Las viscosidad del petróleo crudo a condiciones de Presión 14.7 Lb/pulg² y Temperatura del reservorio está en

el rango de 2.6 a 7 Cp. (viscosidad promedio 5.14 Cp.). Siendo la viscosidad promedio de Areniscas Talara 5.9 Cp.

Merece indicarse que en el Yacimiento Reventones el petróleo de los reservorios Basal Salina y San Cristóbal tienen la mayor viscosidad (20 a 26 Cps).a condiciones de superficie.

La cantidad de minerales solubles en el agua están en el orden de 11,000 a 32,000 PPM, estos son sales inorgánicas disueltas de los minerales que contiene el reservorio y la materia orgánica. Siendo el reservorio Areniscas Talara el de menor salinidad de 11,000 a 14,000 PPM es decir el de menor contenido en minerales disueltos.

El factor de volumen de formación está entre 1.2 a 1.3 BI/STB.

4.1.3 CONTENIDO DE ARCILLAS

Los análisis de difracción de rayos X del yacimiento Reventones (Tabla N° 10) obtenido del Informe del grupo de fracturamiento Hidraulico del lote X ⁽¹⁰⁾ y de Informes de laboratorio efectuados por la compañía Halliburton, muestran básicamente la preponderancia de cuatro minerales; Kaolinita, Montmorillonita, Illita y Clorita. Los mismos que en definitiva son los factores más nocivos, que reducen considerablemente la eficiencia productiva de los reservorios.

El contenido de arcillas por formación son los siguientes:

Formación	Basal Salina	San Cristobal	Mogollón	Ostrea	Echino	Helico	Are. Talara
Volumen matricial %	10 - 30	15 - 30	14 - 30	15 - 22	5 - 27	5 - 66	24 - 25
Mayor frecuencia en volumen %		15 - 20	15 - 20			23	
% en peso:							
Caolinita (K)	2 - 12	2 - 7	4 - 10	2 - 10	2 - 5	5 - 10	1 - 6
Clorita (C)	2 - 10	2 - 10	5 - 10	2 - 10	2 - 10	5 - 10	1 - 3
Montmorillonita (M)	2 - 20	5 - 10	2 - 5	5 - 10	10 - 20	5 - 12	5.2 - 17
Illita (I)	2 - 10	5 - 10	5 - 10	5 - 10	5 - 10	2 - 5	1 - 2
% matricial en peso.	8 - 52	14-37	16 - 35	14 - 40	19 - 45	17 - 37	8.2 - 28
Arcillas más frecuentes	K., C.	K., C.	K., C.	K, C	K, I	K	M
Arcillas menos frecuentes	M, I.	M, I.	M, I	M, I	M, C	I	K, I, C

En las formaciones Echino y Helico la variación de sus volúmenes matriciales son amplios, fluctuando de bajos a altos porcentajes (Ech. 5% - 27% y Hel. 5% - 66%). En las formaciones Basal Salina, San Cristobal, Mogollón, y Ostrea sus volúmenes matriciales fluctúan (10% - 30%). Y en la formación Areniscas Talara el volumen matricial es alto entre 24% -25%.

Se puede observar (tabla anterior) que la formación Mogollón presenta menor porcentaje de montmorillonita (2% a 5%) en peso, lo cual indica menor absorción de agua, menor hinchamiento, por lo tanto menores problemas con la compatibilidad del fluido acuoso.

En la formación Basal Salina, se presenta un intervalo de montmorillonita variante y alto entre 2% a 20% en peso por lo que sería conveniente hacer el análisis de arcillas por bloque o pozo.

En la formación Echino es más probable encontrar altas concentraciones de montmorillonita (10% a 20% en peso), siendo esta arcilla la que tendrá mayor intercambio catiónico y absorberá mayor moléculas de agua, cuando contacte con el fluido acuoso, reduciendo la permeabilidad de la formación.

La formación Areniscas talara, muestra un valor relativamente alto de montmorillonita de 5.2% a 17%, estando presente en las muestras con mayor frecuencia y bajas concentraciones de arcillas no hinchables, tales como Kaolinita (1-6%), clorita (1-3%) e Illita (1-2%),. Teniendo como resultado de concentración matricial relativamente baja de 8.2% a 28% en peso en comparación con los demás reservorios.

La concentración matricial de las formaciones Basal Salina, San Cristóbal, Ostrea y Helico es alto entre 8% a 52%, indicando la tendencia de formar puentes y taponar los poros cuando han sido dispersadas y floculadas.

El cuadro muestra que generalmente todas las formaciones alcanzan un porcentaje de Montmorillonita más alto en comparación con la formación Mogollón.

Del cuadro se puede observar que existe similitud en cuanto al contenido de arcillas entre las formaciones San Cristóbal y Ostrea, así como entre las formaciones Basal Salina y Echino.

4.1.4 MINERALOGIA

Para el yacimiento Reventones (Tabla N° 10 y datos de laboratorio) se obtiene los resultados siguientes:

Formación	Basal Salina	San Cristobal	Mogollón	Ostrea	Echino	Helico	Are. Talara
Concentración en peso %							
Cuarzo	50 - 60	40 - 50	50 - 60	40 - 50	40 - 50	30 - 40	
Feldespato	5 - 15	20 - 25	20 - 25	10 - 15	5 - 10	20 - 30	
Calcita	2 - 5	5 - 10	2 - 5	0.5 - 2	2 - 5	10 - 15	
Total %	57 - 80	65 - 85	72 - 90	50.5 - 67	47 - 65	60 - 85	82-91.8
Solubilidad 15% HCl	1 - 15.2	9.1 - 18.2	3.1 - 17.7	1 - 15.5	4.5	5.7 - 19.8	
Solubilidad 12%HCl+3%HF	15.2 - 68.8	23.7- 49.4	30.9 - 44.8	42.7 - 47.1	51.7	51.9 - 55.2	15.2- 42
Concentración °Fe %	3.2 - 4.4	1.9 - 5.9	4.3	3.5		2.4	

De la tabla anterior se puede decir lo siguiente:

El mayor porcentaje en peso que está formada la roca arenisca, son los granos de arena (cuarzo, feldespato, calcita) que se encuentra entre el 50.5% - 91.8%. Estando los mayores porcentajes en los reservorios Mogollón (72% - 90%) y Areniscas Talara (82% - 91.8%).

El cuarzo es el componente más abundante de la roca conteniendo entre 40% - 60% en peso.

Para la formación Helico el cuarzo también tiene un valor relativamente alto, pero menor en comparación a las demás formaciones (30% - 40% en peso).

El contenido de feldespato de las formaciones Basal Salina y Echino esta entre 5% - 15% en peso; cantidad relativamente baja. En las formaciones San Cristóbal,

Mogollón, Helico el contenido se encuentra entre el 20% - 30% en peso. Siendo una cantidad relativamente alta puede convertirse en Caolinita al contactar con el agua.

La solubilidad de los reservorios puede ser tomado en consideración en ausencia de datos petrográficos. La solubilidad al ácido clorhídrico en este yacimiento es entre 1% - 19.8% que representa el contenido de carbonato del reservorio. Un alto valor puede ser indicativo que el material cementante sea carbonato (este valor debe ser verificado cuidadosamente durante un estudio petrográfico por que otros minerales como los óxidos, sulfuros y la arcilla clorita también son parcialmente solubles en HCl). El incremento de solubilidad al agregar el ácido fluorhídrico (HF) es el resultado de la disolución de las arcillas. En promedio para este yacimiento es 3.9%. El contenido de hierro en las formaciones está en el orden de 1.4% a 5.9% en peso probablemente puede haberse disuelto la clorita por ser un mineral compuesto por hierro.

4.2 EVALUACION DE TRABAJOS EFECTUADOS

Desde el año 1988 hasta Junio 1995, en el yacimiento Reventones se han fracturado 11 pozos con fluido base agua. y 105 pozos con fluido base petróleo. Tabla N° 11.

En el yacimiento Reventones, formación Areniscas Talara, se vienen efectuando reacondicionamientos desde Marzo 92 (pozo 6034) usando fluido base petróleo. A partir de Oct. 93 (pozo 7893) se iniciaron la ejecución de dichos trabajos con fluido base agua.

A la fecha se han realizado 28 trabajos de reacondicionamiento con fluido base petróleo y 6 trabajos de reacondicionamiento con fluido base agua, en la formación Areniscas Talara.

Los resultados obtenidos en los fracturamientos hidráulicos empleando agua como fluido fracturante, en términos de producción y nivel de reservas, han sido menores a los obtenidos en trabajos similares empleando crudo como fluido fracturante. Los resultados mencionados se presentan en la Tabla N° 12.

Así mismo los resultados han sido elaborados en términos de productividad y de rentabilidad (Capítulo 5). La evaluación de la eficiencia de fracturamiento mediante el análisis de pruebas de presión no ha sido considerado en el presente trabajo por no haberse efectuado pruebas de presión de fondo representativas antes y después de cada trabajo de fracturamiento.

La ubicación de los pozos fracturados con crudo y agua se muestran en la Figura N° 24.

4.2.1 ASPECTO OPERATIVO EN EL CAMPO

En el informe final presentado por el Grupo de trabajo “ Evaluación de fracturamiento con agua en operaciones NO”^(14) se indica que los trabajos se efectuaron sin las consideraciones técnicas que este tipo de tecnología requiere para obtener óptimos resultados.

Entre los aspectos que no se tomaron en cuenta, se encuentran los siguientes:

- No se controló la calidad del agua.
- Los tanques de mezclado (tanques abiertos) eran los mismos que se habían usado anteriormente en trabajos de fracturamiento con crudo; es decir se encontraban contaminados con petróleo, arena, y finos del medio ambiente.
- No se efectuó el control de calidad del mezclado.

Desde mediados del año 1994 se comenzó a efectuar los controles siguientes:

- Control de la calidad del agua (libre de contaminantes, bacterias y con el pH adecuado).
- Tanques limpios y cerrados.
- Control en obtener un fluido gelificado y con optima viscosidad.

En base a lo anterior consideramos que actualmente en la preparación del fluido de tratamiento se debe adicionar los controles siguientes:

- Controlar la calidad y la secuencia de la dosificación de los aditivos.
- Realizar pruebas de esfuerzo de corte para determinar la sensibilidad al corte del fluido y realizar pruebas de filtrabilidad del fluido con el polímero roto para seleccionar el gel.
- El personal responsable del diseño del fluido de la Compañía. de Servicios debe tener amplia experiencia y la suficiente capacidad para resolver cualquier eventualidad durante los tratamientos.
- Hacer un buen planeamiento en la selección de los pozos donde se va efectuar fracturamientos con agua a fin de obtener los mejores resultados en producción - rentabilidad.

En el Anexo N° 4 se detalla la secuencia de los controles a efectuarse en la ejecución de trabajos de fracturamientos hidráulicos.

4.2.2 DISEÑO DEL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO

En la actualidad en operaciones Noroeste (Talara), es usual emplear dos tipos de fluidos:

Fluido base petróleo, es el fluido producido por el mismo campo donde se va a efectuar el trabajo. Es tomado de las baterías y utiliza como único aditivo adicional, en el PAD, un reductor de pérdida de fluido (Adomite Mark II, a 30Lbs/ Mgal).

Fluidos base acuoso, emplea un fluido reticulado y son sistemas de fluidos Boragel y Terrafrac. Los diseños de los fluidos de fractura, efectuados en el campo, en los pozos: 7893 (19 Set. 93), 1907 (27 Oct. 93), 7933 (08 Nov. 94), 5668 (22 Nov. 94), 7892 (23 Dic. 94) se presentan en el Anexo N° 5. Una descripción de los sistemas reticulados es la siguiente:

FLUIDO BORAGEL

Formulación del fluido prepad:

1. Agua (Oxy o Quebrada Pariñas) + %KCl (estabilizador Temporal)
2. Estabilizador Permanente de arcilla .
3. Reductor de Tensión Superficial.
4. Surfactante. Evita emulsión agua Petróleo.

Formulación en el tratamiento:

GELIFICANTE	WG-11.
BUFFER ácido (↓ pH)	BA-20 (pH 6-6.5).
RECUPERADOR DE AGUA	MUSOL A.
INHIBIDOR DE ARCILLA	CLAYFIX II, CLASTA II.
BUFFER (↑ pH)	MO-67,K-35 (base débil, carbonato).
CROSSLINKEANTE (borato):	K-38
ROMPEDOR DE GEL	SP-BREAKER
ACTIVADOR DEL ROMPEDOR:	K-39 (amina, para pH de 9.5 - 9.7).
REDUCTOR DE TENSION SUPERFICIAL:	ENWAR-288
SURFACTANTE	FRACFLO CS (evita emulsión agua petróleo)

FLUIDO TERRAFRAC**Formulación del fluido prepad:**

No se reporta en las pruebas de laboratorio, ni en los reportes de campo; indicando que se usa el mismo fluido de tratamiento.

Formulación en el tratamiento:

GELIFICANTE	:	GW-32
BUFFER (↓pH)	:	BF-3
SURFACTANTE	:	NE-15
SUSPENSOR DE FINOS	:	NE-8
SOLVENTE MUTUAL	:	J-40
BUFFER DEL COMPLEX (↑ pH)	:	ACIDO BORICO
CROSSLINKER ACTIVADOR	:	XLW-1, XLW-2
REGULADOR DE pH	:	NaOH, U66, F-75N
RUPTOR	:	GBW-5

Las viscosidades obtenidas del fluido gel base, sin el agente reticulante (a 95°F) en el laboratorio fue en promedio de 18Cp.(600RPM) y 13Cp. (300RPM.). Al agregar el agente reticulante o agente Borato se obtiene un incremento de la viscosidad a 200Cp. (600RPM) y 140Cp. (300RPM) en promedio(a 95°F), obteniéndose un incremento en 181Cp. (600RPM) y 128Cp. (300RPM), tal como se muestra en la tabla siguiente:

Pozos	T (°F)	Viscosidad del Gel base RPM (Cps)		Viscosidad Gel Reticulado RPM (Cps)	
7933	104	600	19	600	240
		300	17	300	170
7892	80	600	18	600	150 - 200
	90	300	11	300	90 - 150
5668	80	600	18	600	150 - 200
	90	300	11	300	90 - 150
Promedio	95	600	18	600	200
		300	13	300	140

Las viscosidades obtenidas en los fluidos reticulados muestran que dichos fluidos tienen buenas propiedades para mantener la arena en suspensión hasta 6 Lb/Gal. Sin embargo en el pozo 7933 no se termino de fracturar todas las etapas, por arenamiento del pozo lo que ocasiono un incremento en la presión del tratamiento razón por la que el trabajo fue incompleto. Lo anterior es debido a no contar con un equipo adecuado de pruebas de corte, el cual es importante para determinar la sensibilidad del corte al gel seleccionado, y evitar que ocurran arenamientos prematuros y que ocasionen un trabajo deficiente.

4.2.3 SELECCION DEL FLUIDO DE FRACTURA BASE AGUA

El criterio de selección del tipo de fluido fracturante en los primeros pozos del yacimiento Reventones fue básicamente, superar aspectos mecánicos de operación con respecto al fluido base aceite, como son: menor pérdida por fricción durante el bombeo con el fin de obtener una disminución de la potencia hidráulica así como obtener, facilidad operativa y seguridad en la ejecución de los trabajos.

El diseño inicial del fluido fracturante base agua se efectuó por analogía con los trabajos realizados en áreas vecinas y se trató de incorporar aditivos en función a los posibles problemas que podían presentarse, sin efectuar previamente los análisis mineralógicos respectivos ⁽¹⁰⁾.

Un ejemplo típico del diseño del fluido fracturante es el empleado en el pozo 6177 donde se usaron los aditivos siguientes: WG-12: agente gelificante, WAC: aditivo de perdida de fluido. Frac-Flo CS: surfactante desemulsionante y el KCl: Inhibidor de arcilla. Esta formulación indica el uso de un fluido lineal pues no contiene el agente reticulante(crosslinke).

El KCl u otro estabilizador de arcilla no fue adicionado en el colchón o en las primeras etapa del tratamiento, sin embargo es en el volumen del colchón donde se producen las mayores perdidas por filtrado, los mismos que ocasionan una desestabilización de las arcillas. En la cuarta y quinta etapa de tratamiento se adiciono el KCl.

Este programa de bombeo (representativo) no tuvo pruebas de laboratorio (compatibilidad con el fluido y roca reservorio) siendo las mismas imprescindible por ser un reservorio que presenta alto contenido de montmorillonita.

Adicionalmente en la lista de aditivos de este fluido, puede observarse que no se usó un agente ruptor (para disminuir la viscosidad y recuperar el fluido inyectado).

A pesar de lo mencionado anteriormente se obtuvo como resultado un RPI de 849 BOPD x 54 BWPD Dev x 1/4" x SF Fms. San Cristóbal y Mogollón en el yacimiento Reventones, lo que indica que se puede fracturar con fluido base acuosa dichas formaciones.

Apartir de Nov. 94, se decidió realizar análisis de laboratorio de Tiempo de Succión Capilar(CST) con el fluido base acuoso, y Rompimiento de la emulsión para determinar su compatibilidad o sensibilidad en los trabajos efectuados en los pozos del lote X.

En el yacimiento Reventones, reservorio Arenisca Talara, se han efectuado pocos Análisis de Laboratorio, siendo los efectuados a la fecha los siguientes:

Tres análisis de mezcla de fluido (fluido seleccionado base acuosa y fluido del reservorio) en los pozos: 7933(08 Nov. 94), 5668(22 Nov. 94), 7892(23 Dic. 94).

Dos análisis de CST (con el fluido seleccionado y la roca reservorio) en el pozo 7896D (Abril 95) para dos intervalos diferentes.

Así mismo es necesario indicar que los pozos 7893 (Set. 93) y 1907 (Oct. 93) no se realizaron pruebas previas de laboratorio antes de los trabajos de fracturamiento hidráulico por lo que no podría directamente atribuirse que las producciones obtenidas son resultados de un diseño de trabajos eficiente.

Afin de determinar la eficiencia en términos de producción y rentabilidad se debe tener como regla fundamental previa a la ejecución de los trabajos se efectúen los análisis de compatibilidad del fluido fracturante con los fluidos y roca reservorio para emplear los aditivos adecuados y evitar desestabilizar las arcillas y ocasionar daño en la zona productiva; obteniéndose como resultado trabajos eficientes y mejoras en la productividad del pozo.

4.2.4 AGENTE EMPAQUETANTE

En la Tabla N° 13 se muestra la geometría de fractura por etapas, en la que se observa que las fracturas con fluido base agua son de menor e igual geometría y mayor altura en comparación a los fracturados con fluido base petróleo. Ello es debido a la menor o igual cantidad de sacos de agente de sostén utilizado al fracturar con fluido base agua por intervalo fracturado y espesor neto.

En la tabla se puede observar el pozo 5668 (fracturado con fluido base agua reticulado, 2 etapas) en el intervalo 2374'- 2268'(106 pies) donde se uso 204 Bls con 175 Sxs de arena obteniéndose una geometria de 89 ft³ (una ala) con una altura de 40 ft y el pozo

7891 (fracturado con crudo, 3 etapas) en el intervalo 1775'- 1679'(100 pies) uso 420 Bls con 270 Sxs de arena, obteniéndose una geometría de 137 ft³ (una ala) con una altura de 30 ft.

La tasa de inyección promedio y la potencia utilizada al fracturar con fluido base acuosa fue 18 BPM y 800 HHP cantidades menores en comparación a los fracturamientos empleando fluido base petróleo (30 BPM y 1677 HHP respectivamente). Tabla N° 14.

Para obtener una mayor geometría o volumen de fractura se puede incrementar la tasa de inyección. Para incrementar la conductividad en la fractura se puede incrementar la concentración del agente de sostén, facilidad que nos brinda el fluido base acuosa reticulado por tener las propiedades de mayor poder de suspensión, capacidad de transporte y distribución del agente de sostén en la fractura. En la Tabla N° 15 se muestra la influencia de la viscosidad en el agente de sostén.

El criterio de programar menores concentraciones de arena actualmente, es principalmente por consideraciones económicas, obteniéndose como consecuencia un valor óptimo menor al ideal.

4.2.5 RECUPERACIÓN DEL FLUIDO DE FRACTURA

Al finalizar la función del fluido que es depositar el agente de sostén en la fractura el fluido base acuoso debe ser extraído a superficie antes de obtener una producción propia del pozo. En la Figura N° 25 se ilustra volumen de agua recuperado vs tiempo y en la Figura N° 26 se muestra el comportamiento productivo de petróleo y agua de los pozos mencionados en la tabla inferior. Siendo los resultados siguientes:

Fm. Areniscas Talara:

Pozo	Bls. Inyectado	BWPD promedio del Reserv.	Bls. recuperado total.	Bls recuperado del fluido inyectado	% totales Devuelto antes de la producción del crudo	% Dev. Total	% Dev. fluido inyectado	Tiempo Dev. fluido inyectado (días)	Tiempo (días) RPR	Método recuperación
7893	1322	4	651	543	25	49	41	27	30	Sb, UB
1907	480	1	46	33	8	10	7	13	14	Sb, UB.
7933	400	5	70	50	0	18	13	4	65	SF, Sb.
5668	487	6	171	129	0	35	26	7	20	Sb.
7892	492	10	602	462	80	134	94	14	54	ST, Sb.
*7892	1892			1892			100	10	10	SF, UB.

*Frac. Crudo

De los resultados obtenidos en la recuperación del fluido inyectado se puede mencionar lo siguiente:

Aparente obstrucción parcial: En el pozo 7893 se recuperó en total 651 Bls de agua (agua inyectada 1322 Bls). La producción promedio fue de 24 BWPD. Si se considera en promedio una producción de agua connata de 4 BWPD se podía decir que se obtuvo una recuperación del fluido inyectado del orden de 543 Bls (41%) en 27 días. Por lo que el 59% de agua no fue recuperado quedando en el banco de arena y/o en la zona invadida.

En el pozo 5668, se recuperó 171 Bls de agua. La producción promedio del pozo fue de 24 BWPD. Si consideramos que el agua producida del reservorio es aproximadamente 6 BWPD; se recupero 129 Bls de agua inyectada (487 Bls), lo que representa una recuperación de 26%.

En el pozo 7892, se recuperó en total 602 Bls de agua. La producción promedio del pozo fue de 43 BWPD. Si consideramos que el agua producida del reservorio es aproximadamente 10 BWPD, se recuperó 462 Bls de agua inyectada (492 Bls); indicando una producción propia del reservorio de 140 Bls, consecuencia de tenerse arenas reservorio con alta producción de agua.

Aparente obstrucción casi total de los pozos 1907 y 7933 obteniéndose una recuperación de solo el 7% de los 480 Bls inyectado (33 Bls), y el 13% de los 400 Bls de fluido inyectado (50 Bls) respectivamente.

-La recuperación del fluido acuoso en promedio para la formación Areniscas Talara es del orden del 36% del volumen total inyectado.

En los pozos fracturados con petróleo se considera que el 100% del fluido inyectado es recuperado (considerado por PETROPERU); sin embargo ello no ha sido corroborado con pruebas representativas y es posible que tan solo se recupere parte del fluido inyectado.

Un ejemplo que puede confirmar lo anterior es la prueba efectuada por la Cía. UNIPETRO en el pozo 13401 - Algarroba^(19) fracturado con fluido base petróleo donde se tomo la producción diaria y Gravedad API, obteniéndose como resultado una recuperación del 60% de fluido inyectado a la formación

En el reservorio Areniscas Talara, el mayor porcentaje de recuperación del agua inyectada después de fracturar fue obtenida por métodos de swab, debido a la baja

presión del reservorio (promedio 700 psi a 800 psi.) y su permeabilidad relativamente alta (10 md).

Se podría decir que existe daño a la formación por bloqueo de agua. Este bloqueo por agua puede ser reducido, disminuyendo la tensión interfacial entre el agua y el petróleo.

La recuperación del agua inyectada, mediante suabeo en muchos casos es antitécnico porque al tener una menor presión frente al reservorio (disminución del nivel de fluido durante el swab) se podría originar la migración de finos del reservorio hacia el pozo lo que ocasionaría una restricción al flujo en los canales porosos ocasionando una disminución en la producción futura del reservorio. Por lo que se recomienda efectuar los trabajos de swab siempre y cuando los mismos no sean hasta dejar el pozo seco (swab a seco).

4.2.6 CONCENTRACION DE LOS ADITIVOS

Comparación en las concentración de los aditivos formulados en el laboratorio y en el campo:

Los dos pozos siguientes 1907, 7893 no tuvieron pruebas de laboratorios sin embargo se puede comparar los cantidades agregadas con lo formulado en el diseño de laboratorio de los pozos 7933, 5668, y7892.

ADITIVOS	CONCENTRACIONES EN PRUEBAS LABORATORIO	POZO 1907		POZO 7893	
		TOTAL LABORATO.	TOTAL CAMPO	TOTAL LABORATO.	TOTAL CAMPO
KCl	NR	NR	NR		
WG-11	20.0 LB/MGL	403.2 LB	630 LB	1,110.48 LB	1875 LB
BA-20	0.5 GL/MGL	10.08 GL	4.5 GL	27.76 GL	6 GL
K-35			105 LB		310 LB
MO-67	1.4 GAL/MGL	28.22 GL	6 GL	77.7 GL	12 GL
FRAC-FLO CS	0.5 GAL/MGL	10.08 GL	21 GL	27.8 GL	64.5 GL
CLAY FIX II	2.0 GL/MGL		42 GL	111.048 GL	
CLASTA II	1.0 GL/MGL	20.16 GL	6 GL	55.5 GL	13.5 GL
ENWARD -288	1.5 GAL/MGL	30.24 GL	9 GL	83.286 GL	18 GL
K-38	4.5 LB/MGL	90.72 LB	89 GL	249.86 LB	183 LB
SP-BREAKER	4.0 LB/MGL	80.64 LB	125 LB	222.1 LB	283 LB
MUSOL A	0.25 GL/MGL			13.88 GL	
K-39	0.5 GL/MGL				

Del pozo 1907 se puede decir lo siguiente:

La cantidad de buffer (BA-20 liquido ácido) adicionado en el campo es menor (4.5 Gl.) que lo formulado en pruebas de laboratorio 10.08 Gl.

El polímero WG-11 (HPG), se uso en concentraciones mayores (630 Lb) que el formulado en el laboratorio (403.2 Lb) con el fin de incrementar la viscosidad y dar mayor estabilidad al sistema. En consecuencia se incremento también la cantidad de ruptor SP-BREAKER (Persulfato de amonio) de 80.64 Lb. a 125 Lb.

Siendo la temperatura del reservorio ($T < 175$ °F) el Hidroxipropil Guar (HPG) que contiene WG-11 se mantiene estable y para romper esta estabilidad se agrego el ruptor SP-BREAKER, sin embargo el cual para ser activado a Temperaturas menores de 125°F adicionalmente se necesita agregar un activador químico.

Según lo expuesto se puede estimar que el daño a la formación en el pozo 1907 ocurrió posiblemente por:

-Contenido de sólidos insolubles del polímero: al tener en el fluido menor cantidad de buffer (BA-20) de lo que se requiere para llegar al pH optimo y obtener una buena hidratación del polímero. Asimismo una alta concentración de polímero puede haber originado mayor daño a la conductividad, sabiendo que la arcilla, la arena de fractura y de la formación puede absorber al polímero.

-Incompleta ruptura del polímero: al no adicionar el activador del ruptor (K-39) para bajas temperaturas.

En el pozo 7893, el buffer utilizado para disminuir el pH (BA-20) en laboratorio es 27.76 GL (uso en el campo 6 Gls), y para aumentar el pH se uso dos buffer K-35 y MO-67. Debido al menor contenido de buffer para disminuir el pH, puede haberse ocasionado una mala hidratación de los polímeros.

Se uso 1875 Lbs del polímero (WG-11), cantidad mayor al formulado en el laboratorio (110.48 Lbs).y menor cantidad (138 Lbs) de agente reticulante (K-38) en el campo con respecto al formulado en el laboratorio (249.6 Lbs). Lo anterior indicaría que no se ha preparó el fluido con la adecuada viscosidad reticulada.

Según lo expuesto se puede estimar que el daño a la formación en el pozo 7893 ocurrió debido al menor contenido de estabilizador de arcilla considerando que en este reservorio existe un alto contenido de montmorillonita (10% en peso) del 5% -17% en promedio. Lo cual ocasiona hinchamiento y dispersión de arcilla.

En el pozo 7892, se hizo pruebas de laboratorios previo al trabajo de fracturamiento.

POZO 7892		ETAPA I (270 BL)		ETAPA II (280 BL)	
ADITIVO	CONCENTRACION EN LABORATORIO	TOTAL LABORATO.	TOTAL CAMPO	TOTAL LABORATO.	TOTAL CAMPO
KCI	1%	944.622 LB	943.6 LB	979.6 LB	976.64 LB
NE-15	0.5 GL/MGL	5.67 GL	7 GL	5.88 GL	8 GL
NE-8	0.5 GL/MGL	5.67 GL	7 GL	5.88 GL	8 GL
J-40	0.5 GL/MGL	5.67 GL	9 GL	5.8 GL	10 GL
BF-3	5.0 GL/MGL	56.7 GL	53 GL	58.8 GL	55 GL
GW-32	20 LB/MGL	226.8 LB	212 LB	235.2 LB	220 LB
XLW-1			72 LB		
XLW-2	7.5 LB/MGL	85.05 LB	72 LB	88.2 LB	76 LB
GBW-5	5.0 LB/MGL	56.7 LB	48 LB	58.8 LB	50 LB
AC. BORICO	7.5 LB/MGL	85.5 LB	N.R.	NR	NR

En el pozo 7892 (etapa I), las concentraciones utilizadas son aproximadamente igual a las obtenidas en el laboratorio. El Buffer (BF-3 para incrementar el pH) en el laboratorio es 56.7 Gal y en el campo es 53 GL, con una diferencia de 3.7 GL. El polímero GW-32 en el laboratorio es 226.8 Lbs y en el campo 212 Lbs, con una diferencia de 14.8 Lbs.

Los agente reticulantes (crosslinke) activadores XLW-1 y XLW-2 se adicionaron en total 144 Lbs, cantidad mayor que sí se hubiese adicionado solo XLW-2 con 85.05 Lbs.

En la etapa II del fracturamiento, las concentraciones utilizadas fueron aproximadamente igual a lo formulado en laboratorio.

Las concentraciones utilizadas en el campo en los pozos 7933, 5668, y7892 son aproximadamente igual que lo formulado en los laboratorios Anexos N° 5.

RUPTURA DEL SISTEMA RETICULADO EN EL CAMPO

En el Informe Evaluación NO^(14) se menciona que la ruptura de los sistemas reticulados en el campo es crítico, obteniendo en producción viscosidades que varían entre 5-15 Cps. (P. superficie y T. reservorio). Se estimo que la ruptura del gel no fue completa y su viscosidad en el momento de abrir en producción fue mayor que el

petróleo del reservorio. El efecto del incremento de la viscosidad causada por emulsiones es descrita en la ecuación siguiente:

$$\mu = \mu^{\circ} (1 + 2.5 \phi) \quad (i)$$

Tomando los valores extremos de la viscosidad del fluido recuperado:

μ = viscosidad de la emulsión = 5 Cps y 15 Cps.

μ° = viscosidad de la fase externa petróleo = 5 Cps.

ϕ = fracción de volumen de la fase interna agua dispersada

$\mu = 5$ Cps y $\mu^{\circ} = 5$ Cps $\phi = 0$ No existe emulsión.

$\mu = 15$ Cps y $\mu^{\circ} = 5$ Cps $\phi = 0.8$ Existe emulsión, encontrándose la fase interna agua dispersa en un volumen del 80%.

Los resultados de los pozos que han obtenido mayor bloqueo por agua (1907 y 7933) en promedio 80% del volumen de agua inyectada podría ser por:

Pozo 1907 (93% del agua inyectada). Incompleta hidratación del polímero y ruptura del sistema reticulado. No tuvo pruebas de laboratorio.

Pozo 7933, (87% del agua inyectada) arenamiento por presión alta y emulsión que restringiría la producción del pozo. Se utilizo en el campo concentraciones aproximadamente iguales que los efectuados en le laboratorio.

4.2.5 RESULTADOS OBTENIDOS

Con el fin de determinar la eficiencia del tratamiento es necesario evaluar los siguientes parámetros de interés:

PRODUCCION INICIAL

La producción inicial promedio obtenida en los trabajos de fracturamiento de la formación Areniscas Talara fueron: en los sistemas reticulado (agua) de 39 BOPD cantidad menor en comparación a lo obtenido empleando petróleo crudo 93 BOPD (Tabla N° 12).

Sin embargo la declinación de la producción de los pozos fracturados con fluido base agua es sostenida en el tiempo, en comparación a la de los pozos fracturados con fluido base petróleo, donde la declinación de la producción en los primeros meses es acentuada (decrecimiento rápido). Los comportamientos productivos (curvas tipos) se presentan en la Figura N° 27.

EVALUACION DEL INCREMENTO DE PRODUCTIVIDAD

Una forma de determinar si un tratamiento hidráulico ha resultado exitoso es mediante la medida del incremento del índice de productividad (PIR).

El PIR está definido como la relación que existe entre los índice de productividad antes y después del tratamiento:

$$\text{PIR} = \frac{J}{J_0} = \frac{Q_d / DP_d}{Q_o / DP_a} = \frac{Q_d / (Pws - Pwf)_d}{Q_a / (Pws - Pwf)_a}$$

Antes del tratamiento:

En el yacimiento Reventones todos los pozos productores de la formación Areniscas Talara fueron baleados y fracturados inmediatamente, no teniéndose datos representativos de la producción antes del fracturamiento hidráulico. Así mismo, no se han efectuados pruebas de presión fluyentes en los pozos del yacimiento en mención.

Sin embargo en el yacimiento Carrizo Este, en la formación Arenas Talara si se tiene pozos donde se han efectuados pruebas de producción y de presión fluyente (Pwf) antes y después del tratamiento (pozos: 6367 (Nov. 84), 6146 (Nov. 82), 6762 (Mar. 85), 6146 (Nov. 82), etc.). Si tomamos como referencia los resultados (en termino de productividad) obtenidos después del fracturamiento en los pozos materia del presente trabajo y lo comparamos con los obtenidos en el Yacimiento Carrizo podemos inferir que las producciones iniciales y presiones fluyentes antes del tratamiento hidráulico (solo con baleó) serian del orden siguiente:

Frac. Petróleo: Pozo 6034 : 30 x 0 x 24 x 1/4 x ST x 100 Psi/PKR. Pwf = 775 Psi.

< 2239' - 1511' >

Frac. Petróleo: Pozo 7892 : 20 x 0 x 24 x 1/4" x ST x 0 Psi/PKR. Pwf = 646.6 Psi.

< 2041' - 1551' >

Frac. Agua: Pozo 1907 : 15 x 0 x 24 x SF Pwf = 600 Psi.

< 2004' - 1674' >

En la formación Areniscas Talara, el nivel de energía fue determinado mediante pruebas de formación (pozo 6034) y está en el orden de $G_{tp} = 0.45$ Psi/pie.

Entonces los índices de productividad serian:

Pozo: 6034 (Marzo92)

$$J_a = Q / (P_{ws} - P_{wf})$$

$$Q = 30 \text{ BPD}$$

$$G_{tp} = 0.45 \text{ psi/pie}$$

$$P_{wf} = 775 \text{ Psi.}$$

$$P_{ws} = 1875 \text{ pie} \times 0.45 \text{ psi/pie} = 843.8 \text{ psi.}$$

$$J_a = 30 / (843.8 - 775) = 30 / 68.8 = 0.436 \text{ BPD/psi.}$$

Pozo: 7892 (Junio93)

$$J_a = Q / (P_{ws} - P_{wf})$$

$$Q = 20 \text{ BPD}$$

$$P_{ws} = 1796 \text{ pie} \times 0.45 \text{ Psi/pie} = 808.2 \text{ Psi.}$$

$$P_{wf} = 646.6 \text{ Psi.}$$

$$J_a = 20 / (808.2 - 646.6) = 20 / 161.6 = 0.124 \text{ BPD/Psi.}$$

Pozo: 1907 (Noviembre 93) $G_{tp} = 0.38 \text{ psi/pie}$ presión promedio del reservorio
(Capítulo 4.1.2. ,B)

$$J_a = Q / (P_{ws} - P_{wf})$$

$$Q = 15 \text{ BPD}$$

$$P_{ws} = 1839 \text{ pie} \times 0.38 \text{ psi/pie} = 699 \text{ Psi.}$$

$$P_{wf} = 662 \text{ Psi.}$$

$$J_a = 15 / (699 - 662) = 0.15 \text{ BPD/Psi.}$$

Después del tratamiento

Los niveles de producción promedio por cada pozo fueron de la forma siguiente:

Pozo 6034: 281 x 1 x 1/4" x SF x 320 psi x GOR:1390.

$$P_{wf} = 695 \text{ Psi.}$$

< 2239' - 1511' >

Pozo 7892: 127 x 0 x 1/4" x SF x 193 psi x GOR 2579

$$P_{wf} = 549.2 \text{ Psi.}$$

< 2041' - 1551' >

Pozo 1907 : 41 x 0 x SF x GOR : 1243

$$P_{wf} = 580 \text{ Psi.}$$

< 2004' - 1674' >

Los índices de productividad estimados son:

Pozo: 6034

$$J_a = Q / (P_{ws} - P_{wf})$$

$$Q = 282 \text{ BPD} \quad P_{ws} = 843.8 \text{ psi.}$$

$$J_d = 282 / (843.8 - 695) = 282 / 148.8 = 1.895 \text{ BPD/psi.}$$

Pozo: 7892

$$J_d = Q / (P_{ws} - P_{wf})$$

$$Q = 127 \text{ BPD} \quad P_{ws} = 808.2 \text{ Psi.}$$

$$J_d = 127 / (808.2 - 549.2) = 127 / 259 = 0.490 \text{ BPD/psi.}$$

Pozo: 1907

$$J_d = Q / (P_{ws} - P_{wf})$$

$$Q = 41 \text{ BPD} \quad P_{ws} = 699 \text{ Psi.}$$

$$J_d = 41 / (699 - 580) = 41 / 119 = 0.34$$

Incremento del índice de productividad

Pozo 6034

Mediante la relación de las medidas de índices de productividad se obtiene:

$$PIR = J_d / J_a = 1.895 / 0.436 = 4.35$$

Pozo 7892

$$PIR = J_d / J_a = 0.490 / 0.124 = 3.95$$

Pozo 1907

$$PIR = J_d / J_a = 0.34 / 0.15 = 2.23$$

Se puede concluir que en el reservorio Areniscas Talara del yacimiento Reventones se pueden efectuar tratamientos empleando agua tratada, sin embargo no debe esperarse de los pozos, incrementos de producción relativamente altos.

En conclusión los trabajos de fracturamiento hidráulico han sido eficientes porque han incrementado los índices de productividad en aproximadamente 4 veces al fracturar con petróleo y el doble al fracturar con agua. Dicho incremento depende de la geometría obtenida, de la conductividad de la fractura empaquetada y del caudal de producción obtenida en la zona fracturada. Siendo la decisión final del fluido fracturante sus resultados económicos.

COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO

Se ha seleccionado pozos con mas de dos años de vida productiva a fin de contar con mayor información de producción para facilitar el cálculo de los factores de declinación, recuperación final al límite económico y el tiempo de producción. Los pozos seleccionados fueron: 7893, 1907, 5668, 7892 fracturados con fluido base agua (reticulado) los que fueron comparados con los resultados de los pozos fracturados con petróleo (6523, 6034, 7957) los mismos que fueron analizados para fines comparativos.

La historia productiva de los pozos (Figura N° 27) fue ajustada a un modelo de curva típica de declinación. Obteniéndose los factores de declinación para cada pozo según la ecuación que obedece a una declinación de tipo hiperbólica siguiente:

$$Q_t = Q_i (1 + n \times D_i \times t)^{-1/n}$$

Q: BOPD promedio del mes.

D: tasa de declinación nominal inicial.

n: factor de declinación.

t: mes

Los resultados para cada tipo de fluido empleado y pozo se muestra en la Tabla N° 16a. La construcción de un modelo de declinación de producción promedio para cada tipo de fluido a fracturar se determino aritméticamente obteniendo valores promedio al fracturar con fluido base agua reticulado “ n = 1.31“ y “D = 0.113“ y al fracturar con fluido base petróleo “ n = 0.999“ y “D = 0.192“. Ilustrándose en la Figura N° 28.

La normalización de producción inicial por espesor productivo al fracturar con agua es: 0.515 BOPD / PIE y al fracturar con petróleo crudo es 1.34 BOPD / PIE de donde se obtiene una relación de producción de pozo fracturado con agua y pozo fracturado con petróleo de 0. 384 Tabla N°16b.

RESERVAS

El estimado de reservas es una de las fases más importantes en la evaluación económica en proyectos de producción de petróleo.

El volumen de reservas recuperables están en función de las característica de la roca reservorio, características del fluido de la formación, localización y número de pozos, mecanismo de empuje, sistema de levantamiento de fluido, etc.; y en reservorios que producen mediante fracturamiento hidráulico del tipo de fluido fracturante.

Para efectos del presente trabajo, solo se ha considerado que el volumen de reservas recuperables son función directa del tipo de fluido fracturante, y dependerá de la geometría de fractura y conductividad que generan los mismos en la formación.

Para operaciones Noroeste (Talara) el método de curva de declinación es la herramienta más utilizada en la determinación de reservas a nivel de pozos para cada uno de los reservorios/yacimiento. Las reservas recuperables finales fueron estimadas hasta el límite económico de 3 Bls/día y los resultados de los pozos fueron los siguientes:

POZOS FRACTURADO CON AGUA

FECHA RPR	POZOS	I	II	III A
		RESERVAS MBO	Espesor Neto ft	Reservas/ Espesor Neto
14-10-93	7893	11	100	<u>0.11</u>
04-11-93	1907	21.0	50	<u>0.42</u>
13-12-94	5668	15.9	30	<u>0.53</u>
09-01-95	7933	10	20	<u>0.5</u>
13-01-95	7892	10.0	30	0.33
		15.6		0.38

POZOS FRACTURADOS CON PETROLEO

FECHA RPR	POZOS	I	II	III P
		RESERVAS MBO	Espesor Neto pie	Reservas/ Espesor Neto
13-3-92	6034	116.3	110	1.06
14-1-93	5668	57.8	50	<u>1.16</u>
16-6-93	7892	18.8	95	<u>0.20</u>
9-8-93	7857	29.5	76	<u>0.39</u>
31-8-93	6523	40.82	105	<u>0.39</u>
1-5-94	7891	16.1	50	<u>0.32</u>
31-5-94	7957	6.4	50	0.20
				0.44

$$\text{III A/III P} = 0.86$$

Los niveles de reservas alcanzados en los pozos fracturados con agua son en promedio 0.48 MBO/pie menores a los logrados empleando crudo (0.51 MBO/pie) como fluido fracturante. Ello se debería:

- Ubicación en zonas de menor espesor de arena neta petrolífera (1907, 7933, 5668, 7892).
- Existencia de arenas reservorios con alta saturación con agua (7892).
- Disminución del nivel de energía del reservorio por producción de los pozos vecinos (7892, 5668, 7893).
- Primer pozo 7893 fracturado con fluido acuoso reticulado sin pruebas de laboratorio.

Los pozos fracturados con agua y con crudo están ubicados en el mismo bloque principal pero en diferentes zonas. Sin embargo es factible que bajo condiciones similares de espesor neto petrolífero y mayor presión en el reservorio la recuperación final de petróleo (nivel de reservas) en los pozos fracturados con agua debe ser superior a lo obtenido en los pozos fracturados con crudo. Lo anterior se basa en que la curva de declinación es más sostenida al fracturar con agua que al fracturar con crudo. Así mismo es necesario mencionar que la geometría de fractura, al fracturar con agua y con crudo fueron iguales debido a que se utilizó igual cantidad de arena para empaquetar el reservorio, no aprovechando su capacidad de suspensión y transporte del fluido reticulado (base agua).

A fin de descartar fehacientemente alguna posibilidad de daño a la formación se debe incidir en que efectúen análisis representativos de compatibilidad de fluidos fracturante y del reservorio, y de mayor resultados se generaliza el empleo de agua para futuras estimulaciones de dicha formación.

Actualmente mediante los tratamientos con agua se han obtenido resultados técnicos económicos satisfactorios (en las evaluaciones económicas individuales efectuados), pero menor a los obtenidos en los pozos fracturados con crudo. La principal ventaja está en que no se utiliza un petróleo producido para trabajos de estimulación lo que redundaría en la economía en forma global del yacimiento.

4.3 METODOLOGIA PROPUESTA

Para determinar la compatibilidad del fluido base acuosa con los fluidos del reservorio y roca reservorio se deberá alterar la naturaleza química del agua con aditivos apropiados de modo que sea compatible con la naturaleza del reservorio, con el fin de no ocasionar taponamiento en los canales porosos.

4.3.1 PLANIFICACION

Las consideraciones tomadas en cuenta para seleccionar el tipo de fluido base en el yacimiento Reventones reservorio Areniscas Talara fueron:

Análisis de Difracción por Rayos X (se tomó el promedio del lote X).

Compatibilidad de la salmuera fracturante con la roca reservorio, por la prueba de Tiempo de Succión Capilar (CST), midiéndose el tiempo del filtrado.

Compatibilidad del fluido de fractura con el petróleo crudo de la formación (ensayo de emulsión).

La planificación para obtener un fluido base tratante compatible con el reservorio a tratar se da en la secuencia siguiente:

Pruebas de Presión, para determinar si es factible fracturar con fluido base agua o base petróleo. Siendo necesario obtener una buena presión para fracturar con fluido base agua y poder recuperar el fluido base agua inyectada.

Análisis Mineralógico, por yacimiento o zonas estas pruebas pueden ser:

Por Difracción de Rayos X, Análisis Microscopio Petrógráfico, Análisis de Microscopio Electrónico (SEM) que proporciona mayor resolución de 10 a 20,000 veces, y por Colorificación Química, con el fin de obtener el tipo, concentración, ubicación de las arcillas, y porcentaje de hierro. Anexo N° 3a.

Determinar la fuente de agua, composición y calidad del agua a tratar, para remover impurezas perjudiciales. Están agrupados usualmente en dos grupos: impurezas insolubles (Bacteria, arcilla, petróleo, arena, precipitados de hierro), e impurezas solubles (Gases, salinidad, dureza, petróleo soluble) que no son tan perjudiciales en cuanto sean compatibles.

El tratamiento involucra modificaciones físicas o químicas previos a su inyección, a fin de corregir o eliminar los problemas asociados a la roca y fluidos de la formación.

Actividad bacteriológica, toda agua contiene bacterias y se requiere agua de mayor calidad a la normalmente disponible. Es importante usar como medida de seguridad un agente bactericida.

Remoción de trazas de aceite (cuando se utiliza al agua de formación) porque aglomeran partículas suspendidas en el agua.

Compatibilidad de la salmuera seleccionada y el fluido base acuosa (una vez roto el gel) con la roca del reservorio, mediante las Pruebas de CST, de Flujo, o Inmersión para determinar la liberación de finos y contenidos de sólidos sometidos a una determinada temperatura.

En la Prueba de CST para determinar su sensibilidad de la muestra a diferentes soluciones acuosa se debe reportar el tiempo y volumen de filtrado. Los métodos se encuentran detallados en el Anexo N° 3b.

Compatibilidad de aguas de la mezcla del fluido base acuosa con el agua connata de la formación, pudiendo precipitar sólidos insolubles dentro de la formación (incrustamiento) siendo muy crítico si ello ocurre. Anexo 3c.

Compatibilidad del fluido fracturante seleccionado con el petróleo crudo de la formación, mediante pruebas de emulsión para no ocasionar taponamientos.

Dicha compatibilidad se debe realizar mediante dos condiciones de prueba siguiente:

- Sin surfactante, el objetivo de esta prueba es determinar los agente surfactantes naturales de la mezcla fluido seleccionado con el petróleo crudo de la formación.
- Adicionado un agente surfactante con el fin de ver el efecto que ocasionaría. Siendo este surfactante seleccionado en base a su afinidad con el fluido de fractura, a la propiedad de mojabilidad que debe otorgar a la roca que contacta, y no debe ser fácilmente sacado de la solución por absorción al contacto con la formación (superficie de silicatos).

Prueba de Humectabilidad , Anexo N° 3c.

Compatibilidad del fluido de fractura seleccionado con el fluido que se encuentra en el pozo previo al fracturamiento, mediante prueba de emulsión.

Las diferentes técnicas usadas en la metodología con el “Core” se ilustran en la Figura N° 29.

4.4 COMPATIBILIDAD DEL FLUIDO FRACTURANTE.

Es un factor importante que evita que la permeabilidad de la formación disminuya, es decir no alterando las condiciones de equilibrio de las arcillas, no generando emulsión y precipitado al entrar en contacto el fluido fracturante con el fluido y roca del reservorio.

4.4.1 ANÁLISIS DE LABORATORIO

Se efectuaron las pruebas de laboratorio siguientes:

- Pruebas de tiempo de succión capilar (CST).
- Formulación de diseño y pruebas de emulsión en el laboratorio del fluido base agua y del petróleo crudo del reservorio (Anexo N° 6).

4.4.2 COMPATIBILIDAD DEL FLUIDO FRACTURANTE CON LA FORMACION

La formación Areniscas Talara, es una arenisca de grano fino a medio, con una matriz arcillosa del 25% en volumen o del 8.2 a 18% en peso y con alto contenido de Montmorillonita entre 5.2 a 17% en peso, encontrándose las arcillas alrededor y dentro de los poros. El rango de su permeabilidad es de 5 a 10 md y su porosidad 12 a 14%.

Después de definir el tipo de roca de la Formación Areniscas Talara, se determinó la salinidad para los siguientes porcentajes de 1, 1.5, 2, 2.5, y 3 % de KCl, con el fin de obtener los valores de PPM y tener como medio de referencia o comparación con la salinidad de la salmuera de formación.

La salinidad del agua fresca fue de 43 PPM del ion cloruro (Cl^-).

Concentración %KCl	pH	Normalidad AgNO ₃	Vol. Gastado para Titular	Salinidad (ppm Cl ⁻)	Salinidad (ppm KCl)
Agua fresca. *	8.34	0.1	1.2	43	
1.0	8.19	0.1	2.5	4438	9320
1.5	8.11	0.1	3.7	6568	13793
2.0	8.09	0.1	5.2	9230	19383
2.5	8.05	0.1	6.3	11183	23484
3.0	8.05	0.1	7.4	13135	27584

Luego se paso hacer pruebas de compatibilidad del fluido con cada una de las muestras, usando el equipo de CST.

PRUEBA DEL TIEMPO DE SUCCION CAPILAR (CST)

En el yacimiento Reventones formación Areniscas Talara, se llevo a cabo las pruebas de CST, usando como inhibidor de arcilla el cloruro de potasio (KCl).

Se efectúo dicha prueba en el pozo 7986D. En los cinco pozos restantes no se efectuaron la prueba CST por falta de muestras (cores). Esta prueba se efectúo en dos diferentes etapas o intervalos de la formación Areniscas Talara. Los valores numéricos de dicha prueba son tiempos en segundos requeridos para recuperar el volumen del agua libre dependiendo de los tipos de arcilla y su porcentaje en la muestra, el grado de mezclado y la salinidad. Dando tiempos promedio de la recuperación del volumen de agua libre para comparar los efectos del comportamiento de la roca en los diferentes porcentajes de cloruro de potasio(KCl) en la solución.

Intervalos	I	II	
Pozo	7986D	7986D	Tiempo Promedio
Profundidad (Ft)	2400 - 2370	2070 - 2020	seg.
Agua fresca (*)	46.2	526.3	286.2
(*) + 1.0 % KCl	18	21.3	19.6
(*) + 1.5 % KCl	17.2	19.3	18.2
(*) + 2.0 % KCl	17.2	18.2	17.7
(*) + 3.0 % KCl	17.0	18.1	17.5
Tiempo Promedio del KCl por intervalo (seg.)	17.4	19.2	

De la tabla se puede observar que las pruebas realizadas con el agua fresca nos da una indicación del contenido de Montmorillonita en la muestra, es decir, el intervalo I muestra menor contenido de Montmorillonita (46.2 seg.) que le intervalo II (526.3 seg.) indicando una mayor concentración de Montmorillonita por retener el agua.

El 1% de KCl en el agua fresca muestra disminución acentuada en el tiempo del CST indicando que es un inhibidor de arcilla.

Areniscas Intervalo I (2400' - 2370')

Este intervalo tiene un tiempo promedio de 17.4 seg. indicando que mayores porcentajes de 1.5% de cloruro de potasio no existe una variación acentuada en el tiempo de CST.

El mejor porcentaje de KCl para el fluido de tratamiento de estimulación, es el fluido con el 1.5% de KCl en peso, con un tiempo CST de 17.2 segundos, este valor pequeño indica alta dispersión o mayor permeabilidad, obteniéndose menor daño, en comparación al agua fresca con tiempo de CST de 46.2 segundos indicando menor dispersión, mayor hidratación de las arcillas y por lo tanto menor permeabilidad o mayor taponamiento a la formación.

Areniscas Intervalo II (2070' - 2020')

Las muestras de cores del Intervalo II, muestran valores CST mayores que las areniscas del intervalo I. Por lo tanto, este tipo de roca es mas afectada por el fluido de agua fresca.

El tiempo promedio obtenido en este intervalo es 19.2 seg. es decir un porcentaje de 1.5 % de KCl.

El optimo porcentaje de cloruro de potasio en el fluido de tratamiento, para el intervalo II, es el fluido que contiene 2 % de KCl con un tiempo de CST de 18.2 segundos, siendo este valor pequeño en comparación al agua fresca(526.3 seg.) el cual indica mayor dispersión, menor daño a la formación y mayor permeabilidad de la costra en comparación con los otros porcentajes de cloruro de potasio

En la tabla anterior se observa, que para diferentes intervalos y concentraciones de cloruro de potasio se obtiene iguales tiempo de CST (18 seg.) es decir, el 1% de KCl en el Intervalo I se obtiene un CST de 18 seg. cantidad igual obtenido al 3% de KCl en el intervalo II con un CST de 18.1 seg. Demostrando variación en las concentraciones de arcilla en un mismo reservorio.

La siguiente tabla muestra las tendencias de los resultados de la prueba de CST:

MONTMORILLONITA	(% en peso)	5.2 - 17
MATRIZ	(% en peso)	25
KCl	(% en peso)	1.5 - 2
CST Agua fresca	segundos	286.2
CST KCl	segundos	
1.5% KCl		18.2
2 % KCl		17.7

De aquí se puede decir que la tendencia de los datos de la prueba CST indican:

- El uso de agua fresca no es recomendable para la roca del reservorio, porque muestra un valor promedio de 286.2 segundos, su uso origina daño a la formación y reducción de la permeabilidad drásticamente. Este valor alto es influenciado por el alto contenido de montmorillonita (5,2 - 17% en peso), siendo esta arcilla la que absorbe mayor cantidad de moléculas de agua por tener el mayor rango de capacidad de intercambio de cationes (80 a 150), a diferencia de las otras arcillas. Lo anterior indica la importancia de seleccionar el catión que se asocie con el menor número de moléculas de agua a la arcilla, siendo el potasio el catión que cumple con los requisitos mencionados (1 a 4 moléculas de agua, Tabla N° 3, 4).

- El porcentaje óptimo de cloruro de potasio para el reservorio Areniscas Talara es el 2% de KCl en peso. Debido a los diferentes resultados que existen en cada intervalo de una misma formación.

Los siguientes datos confirman la compatibilidad de la salmuera de potasio de 1.5% y 2% KCl en peso:

1^{er} La salinidad del agua de formación, se encuentra entre 11 - 15 MPPM de KCl.

2^{do} La salinidad del cloruro potasio al 1.5:% es 13.79 MPPM y al 2% es 19.38 MPPM.

3^{er} Las salinidades mínimas de cloruro de potasio requerido por las arcillas (según la Tabla N° 5) son las siguientes: Montmorillonita 10 MPPM, Illita, Clorita, y Kaolinita es 1 MPPM.

Concluyendo que las salinidad de la formación se encuentran en el rango de 1.5% a 2% de cloruro de potasio. Siendo estos valores mayores que las salinidades mínimas requeridas por las arcillas.

Por lo tanto la salinidad de la formación influye en la decisión del porcentaje optimo de cloruro de potasio en una muestra.

4.4.3 COMPATIBILIDAD DEL FLUIDO TRATANTE CON EL FLUIDO DEL RESERVORIO.

PRUEBA DE EMULSION - ROMPIMIENTO DE GEL

Los fluidos base acuosa reticulados formulados para la Fm. Areniscas Talara fueron Boragel y Terrafrac cuyas formulaciones son presentadas en el Anexo N° 6.

El contacto del petróleo crudo del reservorio con un fluido diferente al fluido de la formación (sin aditivo desmulsificante), existe la posibilidad de crear una emulsión taponante, sirviendo los sólidos, y químicos como emulsificadores. En el caso de un fluido base acuosa (sin desmulsificante) al contactar con el petróleo crudo del reservorio se crea una emulsión tan pronto contacte con el agua. Lo que traerá como consecuencia en el futuro un gasto adicional para producir petróleo eficientemente.

La prueba de rompimiento de gel para la formación Areniscas Talara se efectuó para un tiempo de operación de 240 minutos (4 horas en una etapa). El tipo de ruptor (Sp-Breaker, GBW-5) seleccionado, es dependiente de la temperatura del reservorio y del fluido utilizado para fracturar (el agente oxidante es el Persulfato de amonio).

El rompimiento del enlace intermolecular baja la viscosidad del fluido reticulado formando emulsiones con el petróleo crudo del reservorio.

Para reducir la emulsión se efectuó ensayos químicos en el laboratorio empleando los aditivos surfactantes anionicos (FRACFLO-CS, NE 15) indicados en la tabla siguiente.

Los dos ensayos mencionados se efectúan al mismo tiempo es decir la prueba de rompimiento de gel - emulsión. Esta prueba nos indicara la concentración adecuada de surfactante, para la formación Areniscas talara. Se obtuvo el rompimiento de la emulsión con una concentración de surfactante de 0.5 Gl/MGl (para los dos tipos de fluido reticulados usado en lote X) logrando minimizar la formación de emulsión.

POZO	7933			7892	5668
Temperatura °F	104	120	120	105	105
pH	9.45	9.2	9.03		
<u>AGENTE GELIFICANTE (LB / MGAL)</u>					
WG-11	20	20	20		
GW-32				20	20
<u>SURFACTANTE (GAL/MGAL)</u>					
FRACFLO CS	0.5	0.5	0.5		
NE-15				0.5	0.5
<u>RUPTOR (LB/MGAL)</u>					
SP-BREAKER	4	4	4		
GBW-.5				5	5
TIEMPO (minutos)	240	240	240	240	240

En la prueba del laboratorio se puede observar dos tipos de resultados.

1. Cualitativamente, se observa como el surfactante no emulsificante actúa como ruptor de la emulsión formada, en el transcurso del tiempo del rompimiento de gel, previniendo la formación de emulsiones estables.
2. Cuantitativamente se muestran los resultados de las viscosidades de los tres pozos en el transcurso del tiempo.

FORMACION / POZO	DIAL (RPM)	GEL BASE	GEL RETICULADO "CROSSLINKE"	15'	30'	60'	90'	120'	150'	180'	240'
<u>ARE.TALA.</u>											
7933	600	19	240	145	-	-	-	-	-	-	3
	300	17	170	110	-	-	-	-	-	-	2
7892	600	14	-	-	-	40	-	7	-	5	4
	300	9.5	-	70	60	25	-	3	-	2.5	2
5668	600	14	-	-	-	40	-	7	-	5	4
	300	9.5	-	-	-	26	-	3	-	2.5	2

De la tabla anterior y de la ecuación (i) se puede determinar la fracción de agua dispersa (\emptyset) de la fase interna, durante el rompimiento de la emulsión:

$$\mu = \mu^{\circ} (1 + 2.5 \emptyset) \quad (i)$$

A los 120 minutos (pozos 7892 ,5668):

μ = viscosidad de la emulsión = 7 y 3 Cps.

μ° = viscosidad de la fase externa petróleo = 5 Cps.

$\mu = 7$ Cps y $\mu^{\circ} = 5$ Cps $\emptyset = 0.16$ Existe emulsión.

$\mu = 3$ Cps y $\mu^{\circ} = 5$ Cps $\emptyset = -0.16$ No existe emulsión (no existe fase dispersa).

Se puede obtener para este tiempo una fracción de agua dispersa de 16%.

Durante los 180 minutos (pozos 7892, 5668):

μ = viscosidad de la emulsión = 5 y 2.5 Cps.

μ° = viscosidad de la fase externa petróleo = 5 Cps.

$\mu = 5$ Cps y $\mu^{\circ} = 5$ Cps $\emptyset = 0$ No existe emulsión.

$\mu = 2.5$ Cps y $\mu^{\circ} = 5$ Cps $\emptyset = -0.20$ No existe emulsión (no existe fase dispersa).

El tiempo mínimo aceptable del rompimiento de la emulsión para las tres pruebas anteriores es a 180 minutos, obteniéndose una viscosidad de 5 Cp. Dicha viscosidad es igual a la viscosidad del petróleo crudo del reservorio.

Para obtener una mejor recuperación del fluido base agua lo ideal es disminuir la resistencia del fluido al flujo con una viscosidad aparente de 1 Cps. igual a la viscosidad del agua para su fácil recuperación, obteniéndose a los 240 minutos la mas baja viscosidad.

PRUEBA DE RUPTURA (Degradación del fluido Reticulado)

La ruptura del fluido formulado se efectuó de tres formas diferentes con el activador del ruptor (pozo 7933). Siendo las formas siguientes: formando parte de la mezcla, adicionando en el desplazamiento, y sin activador; manteniendo los demás aditivos del fluido acuoso constante.

Para determinar el comportamiento del activador del ruptor se mantiene las mismas concentraciones de los aditivos afectados variando solamente el activador del ruptor para dos temperaturas diferentes; tal como se muestra en la tabla siguiente:

POZO 7933			
	(A)	(B)	(C)
Temperatura °F	104	120	120
pH	9.45	9.2	9.03
AGENTE GELIFICANTE (LB / MGAL)	20	20	20
RUPTOR (LB/MGAL)	4	4	4
ACTIVADOR DEL RUPTOR (GAL/MGAL)	0.5	(*)	No
TIEMPO (minutos)	240	240	240

(*) se uso en el desplazamiento a razón de 0.5 Gal/MGals

La siguiente tabla muestra las tres pruebas de adición del activador (A, B, C):

T. °F	(A)			(B)			(C)		
	104			120			120		
DIAL RPM	RETICULADO Cp.	15 min.	240 min.	RETICULADO Cp.	15 min.	240 min.	RETICULADO Cp.	15 min.	240 min.
600	240	145	3	200	100	3	240	10	3
300	170	113	2	140	79	2	180	120	2
200	130	86	1	110	65	1	150	83	1
100	70	45	1	60	40	1	100	45	1

A temperatura de 104°F el agente ruptor sin el agente activador no se observa la degradación del fluido reticulado, es decir, disminución de la viscosidad.

Columna (A) Temperatura 104°F, el ruptor y el activador se encuentra durante la mezcla. La temperatura baja del fluido reticulado no activa el agente ruptor de dicho fluido. Siendo el activador del ruptor el que disminuye la viscosidad; obteniéndose viscosidades mayores del fluido reticulado y a los 15 minutos en comparación a la columna (B) que tiene mayor temperatura y el agente activador.

Columna (B) Temperatura 120°F, el activador es agregado, después de formar el fluido reticulado. Siendo influenciado principalmente por su mayor temperatura y por el activador dando valores de viscosidades menores que (A).

Columna (C) Temperatura a 120°F, el fluido reticulado se encuentra sin el agente activador del ruptor. Las viscosidades menores obtenidas es por la influencia del agente ruptor, por lo que, el polímero se degrada a temperaturas mayores de 180°F.

De estas pruebas se puede decir, que a temperatura promedio de 120 °F el fluido reticulado no requiere del agente activador por lo que, el ruptor trabaja a esta temperatura degradando el polímero o reduciendo la viscosidad del sistema.

El activador funciona para bajas temperaturas (104° F), siendo necesario agregar en el fluido reticulado para activar al agente ruptor y poder degradar al fluido tratante con el fin de recuperarlo inmediatamente después de poner a producción el pozo.

Por lo expuesto el agente ruptor del gel depende de la temperatura y el tiempo. Siendo posible obtener a diferentes temperaturas un mismo tiempo programado para degradar el fluido reticulado, obteniendo viscosidades finales del orden de 2 Cp. a 300RPM.

5. EVALUACION ECONOMICA DE LOS SISTEMAS DE FRACTURAMIENTO

Con la finalidad de mostrar los beneficios económicos obtenidos en los trabajos de estimulación por fracturamiento hidráulico empleando agua (costo del fluido 100%) y crudo (costo del fluido 0%) como fluidos fracturantes en el Reservorio Areniscas Talara yacimiento Reventones, se presenta un resumen de la evaluación económica de los trabajos efectuados:

FECHA	ESPESOR NETO	POZO	INTERVALO (PIES)	ETAPAS	FLUIDO FRACTU.	RESERVAS MBO	INVERSION MUS\$	VAN (20%) MUS\$	TIR %	PAYOUT (AÑOS)	IVA \$/S
10/93	100	7893	2328-1478	6	Agua	11.0	92.35	24.1	49	1.75	0.26 (*)
11/93	50	1907	2004-1674	2	Agua	21.0	66.80	71.0	>100	0.94	1.06
12/94	30	5668	2435-2214	2	Agua	15.9	32.74	83.12	>100	0.75	2.54 (*)
1/95	20	7933	2374-2142	1	Agua	10.0	41.06	40.64	>100	1.6	0.99 (*)
1/95	30	7892	2459-2221	2	Agua	10.0	40.82	38.54	>100	1.6	0.94 (*)
3/92	110	6034	2239-1511	3	Petróleo	116.3	71.5	673	>100	0.5	9.42
6/93	95	7892	2041-1551	3	Petróleo	18.8	58.4	103	>100	0.5	1.76
8/93	76	7857	2500-1543	6	Petróleo	29.5	84.13	217.11	>100	0.5	2.58
9/93	105	6523	2175-1461	5	Petróleo	90.82	70.62	296.15	>100	0.5	4.19
5/94	40	7891	2084-1679	3	Petróleo	16.1	64.27	113.1	>100	0.66	1.76

Los volúmenes de reservas se han determinado empleando el método de curva de declinación para cada uno de los pozos evaluados.

Con el fin de evaluar y comparar resultados económicos considerando la alternativa de efectuarlo empleando un fluido fracturante contrario al utilizado, se realizó la evaluación económica considerando sólo tres pozos representativos.

POZO	INTERVALO PIES	ETAPAS	FLUIDO FRACTURANTE REAL
6034	2239 - 1511	3	Petróleo
7892	2041 - 1551	3	Petróleo
1907	2004 - 1674	2	Agua

Se consideró dichos pozos por los siguientes motivos:

- El pozo 6034 fue el primer pozo fracturado con petróleo en el Reservorio Areniscas Talara yacimiento Reventones.
- Los pozos 7892 (Fracturado con petróleo) y 1907 (Fracturado con agua) tienen una diferencia de 5 meses y con aproximadamente igual número de etapas, encontrándose en el mismo bloque principal.

No se consideró conveniente efectuar la evaluación económica en los pozos (*) de la tabla anterior por lo siguiente:

- Diseño inadecuado del tratamiento respecto al número de etapas en los pozos 7893 (6 etapas), 7933 (1 etapa).
- Apertura a producción de arenas reservorios con alta saturación de agua (pozo 7892).

5.1 RESERVAS

Para el cálculo de curva se ha utilizado las curvas de declinación típica promedio determinado para el reservorio Areniscas Talara yacimiento Reventones (Figura N° 28).

El límite económico considerado es de 3 BOPD (valor determinado por el Dpto. Planeamiento y Evaluación de Gestión de PETROPERU S.A., para pozos productores de petróleo pertenecientes al lote X).

FLUIDOS FRACTURANTES

POZO	BASE PETROLEO		BASE ACUOSA	
	RESERVAS (MBO)	VIDA PRODUCTIVA (años)	RESERVAS (MBO)	VIDA PRODUCTIVA (años)
6034	116.3	20	87.82	20
7892	18.8	6	7.91	4
1907	19	6	21.0	12

La tabla muestra que las reservas obtenidas al fracturar con fluido base petróleo son mayores que con fluido base acuosa en los pozos 6034, 7892. Las reservas obtenidas en el pozo 1907 al fracturar con fluido base petróleo son menores que con fluido base acuosa con un mayor tiempo de vida productiva (12 años).

La vida productiva al utilizar el fluido base acuosa tienden a un mayor tiempo con respecto a lo obtenido con el fluido base petróleo (Figura N° 30). Los pozos fracturados con fluido base

agua tienen la curva de producción más sostenida que los fracturados con fluido base petróleo (decrecimiento acentuado desde el inicio de la producción).

5.2 INVERSION

COSTOS DEL FLUIDO FRACTURANTE

Los costos en la preparación del fluido fracturante (pozo 7892) se muestra en forma comparativa en el cuadro siguiente (el detalle se encuentra en el Anexo N°7):

DESCRIPCIÓN	ADITIVO	COSTO UNITARIO \$	FLUIDO BASE ACUOSA \$	FLUIDO BASE PETRÓLEO \$
Gelificante	WG-11	8.20	5,583.20	-
KCl	KCl	0.39	2,211.97	-
Buffer (baja el pH)	BA-20	9.20	78.29	-
Buffer (incrementa el pH)	MO-67	4.00	81.72	-
Agente Enlazante	K-38	2.80	428.96	-
Rompedor	SP-BREAKER	3.10	422.16	-
Activador del rompedor	K-39	33.60	571.87	-
Desmulsionante	FRAC-FLO CS	58.50	938.00	-
Inhibidor Temporal	CLASTA-STA II (PAD)	44.40	146.52	-
Reductor de tensión	ENWAR-288 (PAD)	108.00	540.00	-
Petróleo crudo (100%)		11.62		21,985.04
Perdida de fluido		5.50		
Sub Total			11,006.00	21,985.04

Los productos y costos mostrados, son calculados para preparar 810 Bls. (34,044 Gls.) de fluido fracturante base agua y 1,892 Bls. (79,464 Gls.) de fluido base petróleo para igual cantidad de sacos de agente de sostén (arena).

El costo por fluido fracturante base petróleo es mayor (\$ 21,985.04) en comparación al costo por fluido base acuosa.

Los Costos Unitarios de los fluidos son:

- Fluido base acuosa : $(11,006 \$ / 34,044 \text{ gls.}) = 0.323 \$/\text{Gl.}$ o $13.57 \$/\text{Bl.}$

Debe notarse que el costo del fluido base agua está en función de la cantidad de aditivos y concentración que se requiera: así como la oferta y demanda de los mismos.

- Fluido base petróleo crudo:

El costo del fluido fracturante base petróleo (tomado de la batería), usado en el tratamiento es el precio de venta (\$14.53) menos la regalía ($22\% \times 14.53$) se obtiene un costo de 11.62 \$ /Bl.

El costo total de fluido base petróleo depende del volumen inyectado al reservorio que no es devuelto mediante la producción del pozo, dando como resultado diferentes costos por fluido. Siendo para el pozo 7892 los siguientes:

- Inversión por fluido 100% = US\$ 21,985.04.

- Inversión 40% = US\$ 8,794.02.

- Inversión 0% = US\$ 0.

Cabe mencionar que también se puede considerar como costo, solo el costo financiero del fluido utilizado (base petróleo) para fines de evaluación económica; siempre y cuando el pozo devuelva todo el fluido inyectado. Para ello se tendría que considerar el volumen de fluido utilizado, un valor en términos de capital prestado, para el cual se pagaría un interés por el tiempo empleado.

COSTO POR SERVICIOS

DESCRIPCION	PRECIO UNITARIO (US\$)	FLUIDO BASE ACUOSA (US \$)	FLUIDO BASE PETROLEO (US \$)
Servicio de HHP.	4.55	3,812.90	7,261.80
Servicio mezclador.	1,244.00	1,244.00	1,244.00
Millaje camiones.	3.58	161.10	214.80
Millaje Pick-Ups.	1.44	43.20	43.20
Total de fluido bombeado	0.13	3,887.52	10,330.32
Total de fluido mezclado	0.12	4,085.28	
Compupac	589.00	589.00	589.00
Man & Des. 900sxs	2.29	2,061.00	2,061.00
Ton. milla	0.86	533.20	527.73
Tanque de Frac.	466.00	777.64	1,763.34
Seguro VT-12	70.00	70.00	140
Seguro mezclador	17.00	17.00	17.00
Camión de químicas.	66.00	132.00	
Sub. Total Bruto		17,413.74	24,192.19
Sub. Total Neto	(Descuento 11%)	15,498.32	21,531.05

El costo por servicio de fracturamiento al utilizar el fluido base petróleo es mayor (\$ 21,531.05) en comparación al fluido base agua (\$ 15,498.32).

El incremento de este costo es por lo siguiente: mayor presión en superficie y mayor tasa de bombeo (promedio 30.8 BPM), es decir mayor potencia hidráulica, en comparación al fracturar con fluido base agua (promedio 18.5 BPM). Mayor volumen de fluido base petróleo utilizado para mezclar igual cantidad de sacos de agente de sostén usados en el fluido base agua y tanques de fracturamiento.

INVERSION TOTAL

En las tablas siguiente, los pozos 6034, 7892 y 1907 muestran las inversiones totales que se requiere para cada pozo a fracturar, en dichas tablas las secciones B1 considera los porcentajes de perdidas de fluido no recuperado. El 0% indica que no se perdió el volumen de petróleo inyectado, es decir, que se recupera todo el fluido inyectado; el 50% nos indica que

se perdió la mitad del volumen de petróleo inyectado, así como el 100% indica que no se recupera absolutamente nada del petróleo crudo inyectado.

Así mismo debemos indicar que para efectos de la evaluación económica se está considerando la recuperación del 60% del petróleo crudo inyectado. (Esto tomando como referencia el estudio realizado por la compañía UNIPETRO S.A. ⁽¹⁹⁾)

YACIMIENTO: REVENTONES

<i>Pozo</i>	<i>6034</i>	
Objetivo	: Areniscas	Talara
Intervalo (pies)	: 2239 - 1511	
Nº de Etapas	: 3	
	<u>Petróleo</u>	<u>Agua</u>
Volumen requerido(Bls) :	1459	647
SXS de arena :	880	880

Detalle del costo (US\$)

COMPLETACION	PETROLEO	AGUA
A- Punzonamiento(Baleó)	11 062,00	11 062,00

B- Fracturamiento

Costo por transporte de agua		407.92
Costo de arena	23,554.00	23,554.00
Costo por servicio	23,476.63	19,994.96
Servicio de pozos	10,808.30	10,808.30
Otros	2,625.80	2,625.80
<i>Sub-tota (B)</i>	60,464.73	57,390.98

B1. COSTO DE FLUIDO FRACTURANTE \$

PORCENTAJE DE PERDIDA DE FLUIDO NO RECUPERADO	0%	25%	40%	50%	75%	100%
BASE PETROLEO \$	0	4,342.97	6,948.76	8,685.95	13,028.92	17,371.9
BASE AGUA RETICULADO \$						9,755.00

INVERSION TOTAL \$

BASE PETROLEO	71,526.73	75,869.70	78,475.49	80,212.68	84,555.65	88,898.63
BASE AGUA RETICULADO						78,207.98

<i>Pozo</i>		7892
Objetivo	:	Talara
Arenisca	:	
Intervalo (pies)	:	2041 - 1551
N° de Etapas	:	3
		<u>Petróleo</u> <u>Agua</u>
Volumen requerido(Bls) :		1892 810
SXS de arena :		900 900

Detalle del costo (US\$)

COMPLETACION**PETROLEO****AGUA**

A- Punzonamiento(Baleó)	8,809.32	8,809.32
--------------------------------	----------	----------

B- Fracturamiento

Costo por transporte de agua		417.19
Costo de arena	22,050.00	22,050.00
Costo por servicio por fracturar	21,531.05	15,498.32
Servicio de pozos	3,390.83	3,390.83
Otros	2,625.80	2,625.80
<i>Sub-total (B)</i>	49,597.68	43,982.14

B1.**COSTO DE FLUIDO FRACTURANTE \$**

PORCENTAJE DE PERDIDA (NO RECUPERADO)	0% 25% 40% 50% 75% 100%					
	PETROLEO	0	5,496.25	6,948.76	10,992.50	16,488.75
AGUA RETICULADO						11,006.00

INVERSION TOTAL \$

PETROLEO	58,407.00	63,903.00	65,354.00	69,399.50	74,896.75	80,392.00
AGUA RETICULADO						63,797.46

<i>Pozo</i>		<i>1907</i>	
Objetivo	:	Arenisca	Talara
Intervalo (pies)	:	2004 - 1674	
N° de Etapas	:	2	
		<u>Petróleo</u>	<u>Agua</u>
Volumen requerido(Bls)	:	1259	480
SXS de arena	:	730	730

Detalle del costo (US\$)

COMPLETACION**PETROLEO AGUA**

A- Punzonamiento(Baleó)	10,981.02	10,981.02
B- Fracturamiento		
Costo por transporte de agua		417.19
Costo de arena	17,885.00	17,885.00
Costo por servicio	14,610.65	10,765.00
Servicio de pozos	15,577.00	15,577.00
Otros	3,768.96	3,768.96
<i>Sub-total</i>	51,841.61	48,413.50

B1.

COSTO DE FLUIDO FRACTURANTE \$

PORCENTAJE DE PERDIDA (NO RECUPERADO)						
	0%	25%	40%	50%	75%	100%
PETROLEO	0	4,745.41	7,592.65	9,490.81	14,236.22	18,981.62
AGUA RETICULADO						7,426.57

INVERSION TOTAL \$

PETROLEO	62,822.63	67,568.04	70,415.28	72,313.44	77,058.85	81,804.25
AGUA						66,820.74

COSTOS - RESULTADOS

Resultados de los tres pozos son los siguientes:

Los costos por servicio de fracturamiento usando fluido base agua es menor (promedio 30%) en comparación a los costos con fluido base petróleo.

La inversión total al fracturar con fluido base petróleo es mayor que con fluido base acuosa, a partir de un volumen de petróleo no recuperado en promedio del 25% del volumen total inyectado. Debido al mayor volumen utilizado para mezclar igual cantidad de sacos de arena.

Si la inversión total del fluido base petróleo es 40% del volumen total inyectado^(19) y la inversión total del fluido base agua es el 100% del volumen total inyectado se obtiene mayor inversión con fluido base petróleo en promedio el 3 % mas que con el fluido base agua, esto se muestra en la tabla siguiente:

	6034		7892		1907	
	PETROLEO \$	AGUA \$	PETROLEO \$	AGUA \$	PETROLEO \$	AGUA \$
	78,475.49		65,355.76		70,415.28	
		78,207.98		63,797.46		66,820.74
DIFERENCIA \$	267.51		1,558.3		3,594.54	

PARAMETROS ECONOMICOS

Los parámetros económicos empleados en la Evaluación Económica son los siguientes:

Precio del Crudo : 14.53 US\$/Bl.

Gastos Operativos variable : 0.04 US\$/Bl.

Tasa Impositiva : 30%.

Tasa de Descuento : 20%.

5.3 RESULTADOS

Un resumen de los resultados del análisis económico a Nivel Empresa (Anexo N° 8) se encuentra en la tabla inferior. Considerando un incremento en la inversión por costo del volumen de fluido base petróleo no recuperado (0% a 100%) y para el fluido base agua una inversión del 100%.

	<i>POZO/ %fluido perdido</i>	<i>INVERSION MUSS</i>	<i>VAN(20%) MUSS</i>	<i>TIR %</i>	<i>PAY OUT (Años)</i>	<i>IVA. S/S</i>
6034	0%	71,5	673	> 100%	0.5	9.42
F. P.	25%	75,9	671	> 100%	0.5	8.84
	40%	78.5	669	> 100%	0.5	8.53
	50%	80,2	668	> 100%	0.5	8.33
	75%	84,6	665	> 100%	0.5	7.87
	100%	88,9	663	> 100%	0.5	7.45
	F. A.	100%	78,2	399	> 100%	0.5
7892	0%	58,4	103	> 100%	0.5	1.76
F. P.	25%	63,9	100	> 100%	0.5	1.56
	40%	67.2	98	> 100%	0.5	1.45
	50%	69,4	96	> 100%	0,5	1.39
	75%	74,9	93	> 100%	0,5	1.24
	100%	80,4	89	> 100%	0,5	1.11
	F. A.	100%	63,8	22	> 100%	1.23
1907	0%	62,8	109	> 100%	0,5	1.74
F. P.	25%	67,6	106	> 100%	0.5	1.57
	40%	70.4	104	> 100%	0.5	1.48
	50%	72,3	103	> 100%	0,5	1.43
	75%	77,1	100	> 100%	0,5	1.30
	100%	81,8	97	> 100%	0,5	1.19
	F. A.	100%	66,8	71	> 100%	0.94

F.P.: Fluido base petróleo.

F.A.: Fluido base agua.

La tabla muestra que incrementos de inversión en el volumen - costo del fluido base petróleo el VAN (valor actual neto) disminuye, este incremento es el petróleo inyectado en la operación del fracturamiento que no se recupera.

Los proyectos muestran el VAN mayor que cero, indicando que se recupera la inversión.

El VAN de los tres pozos fracturados con fluido base petróleo es mayor que cuando se fractura con fluido base agua, aun se pierde la totalidad del volumen de petróleo inyectado.

En el pozo 1907, al fracturar con fluido base acuosa se tiene como resultado mayor reserva (21 MBO) y menor inversión (66.80 MUS\$) con respecto al fluido base petróleo (apartir del 25% de volumen de petróleo recuperado). Sin embargo en la evaluación económica se obtiene el VAN y el IVA con valores menores que los resultados económicos al usar el fluido base petróleo. Esto indica que la rentabilidad se da en este caso por una aceleración de la producción en menor tiempo al utilizar el fluido fracturante base petróleo. En los pozos 6034 y 7892 se obtiene una mayor rentabilidad principalmente por un incremento en la recuperación final.

Con el fin de comparar los resultados y siguiendo el mismo punto de comparación, inversión del fluido base petróleo (40%) y fluido base agua (100%) se muestra la tabla siguiente:

	6034		7892		1907	
	PETROLEO	AGUA	PETROLEO	AGUA	PETROLEO	AGUA
RESERVAS M BIs	116.26	87.82	18.80	7.91	19	21.00
INVERSION MUS\$	78.50	78.20	67.20	63.8	70.40	66.80
VAN MUS\$	669.00	399	98.00	89	104	71.00
PAY OUT años	0.50	0.5	0.50	1.23	0.50	0.94
IVA \$/\$	8.53	5.1	1.45	0.35	1.48	1.06

El monto total de inversión de los pozos 6034, 7892, y 1907 fracturados con fluido base petróleo es mayor en 0.3 MUS\$, 3.4 MUS\$, y 3.6 MUS\$ respectivamente que si se hubiese fracturado con fluido base agua.

Al fracturar con fluido base agua el VAN es aproximadamente el 50 % del VAN al utilizar como fluido base el petróleo.

Como el VAN depende del monto de la inversión, y siendo proyectos con diferentes inversiones el criterio siguiente de evaluación seria el IVA, que es la relación del VAN y el monto de inversión. Los resultados del IVA obtenido al fracturar con fluido base petróleo indican que por 1 dólar invertido se gana 8.53\$ (pozo 6034), 1.45\$ (pozo 7892), 1.48\$ pozo

1907), y para los pozos fracturados con fluido base agua por dólar invertido se ganara 5.10\$ (pozo 6034), 0.35\$ (pozo 7892), y 1.06\$ (pozo 1907).

SENSIBILIDAD DEL PROYECTO

Para definir la sensibilidad de la rentabilidad de los proyectos, se efectuó el análisis en función de las reservas mínimas que se pueden extraer del reservorio, de las inversiones máximas que se puede requerir, y del precio mínimo del petróleo para la venta. Dando un VAN = 0 es decir sin ganancias ni pérdidas de dinero. Las tablas siguiente muestran, el uso de fluido base petróleo con una perdida de fluido en la formación del 40% del volumen total inyectado y el 100% de inversión del fluido base agua.

Fracturado con Fluido base Petróleo(40%)

SENSIBILIDAD

POZO	RESERVAS MBLS.	INVERSION MM\$.	RESERVAS MINIMAS. MBLS.	INVERSION MAXIMAS MUS\$	PRECIO MIN.IMO PETROLEO \$/Bl.
6034	116	78.5	9	982	1.2
7892	19	67.2	7	196	5
1907	19	70.4	7	267	3.9

Fracturado con Fluido base Agua(100%)

SENSIBILIDAD

POZO	RESERVAS MBLS.	INVERSION MM\$.	RESERVAS MINIMAS. MBLS.	INVERSION MAXIMAS MUS\$	PRECIO MIN.IMO PETROLEO \$/Bl.
6034	88	78.2	11	605	1.9
7892	8	63.8	5	93	10.1
1907	21	66.8	9	156	6.2

Los proyectos efectuados con fluido base petróleo obtuvieron los siguientes resultados:

En el pozo 6034 las reservas mínimas que hacen rentable el proyecto es hasta el 9% de la reservas obtenida. La inversión máxima que se puede permitir es 1251% de la inversión. El precio mínimo de petróleo puede llegar hasta el 8% del precio de venta.

En el pozo 7892 las reservas mínimas es de 35%. La inversión máxima es 292%. El precio mínimo de petróleo puede llegar hasta 3%.

En el pozo 1907 las reservas mínimas es 27%. La inversión máxima es 379%. Y el precio mínimo de petróleo es hasta 27%.

En los proyectos efectuados con fluido base agua obtuvieron como resultados:

En el pozo 6034 las reservas mínimas que hacen rentable el proyecto es hasta 13% de las reservas estimadas. La inversión máxima que se puede permitir es 774% de la inversión estimada. El precio mínimo de petróleo puede llegar hasta el 13% del precio de venta.

En el pozo 7892 las reservas mínimas es 69%. La inversión máxima es 145% con respecto a lo estimado. Y el precio mínimo de petróleo es 69%.

En el pozo 1907 las reservas mínimas es 43%. La inversión máxima es 234% con respecto a lo obtenido. Y el precio mínimo de petróleo es 43%.

Se puede concluir que para el reservorio Areniscas Talara, yacimiento Reventones las economías son rentables para los dos tipos de fluido fracturante. Obteniéndose mejores resultados de sensibilidad al fracturar con fluido base petróleo que usando fluido base acuosa. Por lo explicado, el empleo del fluido base acuosa estaría supeditado principalmente cuando se tenga problemas mecánicos en el pozo (rotura de casing).

6. CONCLUSIONES

1. Los resultados después de analizar los trabajos de fracturamiento empleando fluido base acuosa son los siguientes:

La recuperación del agua después del fracturamiento es en promedio para la formación Areniscas Talara del orden de 36% del volumen total inyectado.

La relación caudal de producción inicial por espesor neto (0.515 BOPD/pie), es menor en comparación al obtenido al utilizar el fluido base petróleo (1.34 BOPD/pie). Siendo el 38% del caudal inicial que se obtendría al fracturar con petróleo crudo.

El volumen de reservas obtenido en promedio es 0.48 MBO/pie menor en comparación a los pozos que han sido fracturados con fluido base petróleo (0.51MBO/pie). Asimismo el tiempo de vida productiva es mayor en comparación a los pozos fracturados con petróleo crudo.

2. La curva de declinación de producción al fracturar con fluido base acuosa es de tipo hiperbólico - exponencial ($n= 1.31$, $D= 0.113$) en comparación a la curva de declinación al utilizar el fluido base petróleo que es completamente hiperbólica ($n= 0.999$, $D= 0.192$). La menor declinación de la producción de los pozos fracturados con agua tratada se debería a que se a logrado una mejor distribución del agente de sostén en la fractura.
3. La baja producción y el menor volumen de reservas obtenidos al fracturar con fluido base agua es el resultado de las razones siguientes:

Los pozos han sido ubicados en el mismo bloque principal pero en zonas diferentes y con menor espesor productivo.

Existencia de arenas reservorios con alta saturación de agua.

Disminución del nivel de energía del reservorio por producción de los pozos vecinos.

Empotramiento de la arena por ser un reservorio blando.

Aspectos operativos, tales como falta de pruebas de presión de fondo antes y después del fracturamiento, pruebas de laboratorio, arenamiento prematuros y ubicación de los pozos a fracturar con fluido base acuosa. Siendo importante en la selección del fluido la experiencia en el área y el conocimiento de las condiciones individuales del pozo (historia).

El tiempo programado para el rompimiento de gel es en promedio 4 horas para una etapa; pero debido a que generalmente se programan un mayor número de etapas, el agua (gel roto) de las primeras etapas dañan a la formación, por el mayor tiempo en el reservorio. Ello se debería a

que pueden originar precipitados de sólido por cambios de pH debido a la disolución de gases en el fluido, cambios de presión y temperatura, emulsiones no rotas completamente, hinchamiento, dispersión y migración de arcillas (no existiendo una completa inhibición). Lo anterior da como resultando el taponamiento de los canales porosos.

4. Según los análisis del fluido fracturante base acuosa se puede concluir:

El reservorio Areniscas Talara es compatible con el fluido base agua tratada debido al catión potasio que minimiza u ocasiona menor daño a la formación (dispersión e hinchamiento a las arcillas). El porcentaje óptimo de cloruro de potasio (KCl) a emplear en el reservorio Arenisca Talara está entre 1.5% y 2% KCl. El uso del 1% de KCl requerirá necesariamente un inhibidor adicional de arcilla.

El petróleo crudo del reservorio Areniscas Talara es compatible con el fluido base acuosa debido al surfactante que evita la formación de emulsión cuando el agente ruptor degrada el polímero. Comprobándose con la disminución de la viscosidad en la mezcla.

Es importante recuperar el fluido inyectado inmediatamente después de la ruptura de dicho fluido para no dañar la formación. Con este fin se obtuvo en pruebas de laboratorio después de 4 hrs., un fluido con viscosidades mínimas de 2 Cps y 4 Cps. (viscosidades menores a la viscosidad del petróleo crudo 5.8 Cps.-6.0 Cps. a T. del reservorio y P. en superficie). También se observa, con esta misma concentración, que a los 180 minutos se obtiene viscosidades menores (5 Cps y 2.5 Cps) que la viscosidad del petróleo crudo, para iguales condiciones. Siendo un tiempo alternativo el empleo de 3 hrs. para su recuperación.

5. La inversión total al fracturar con fluido base agua es menor que si se fractura con fluido base petróleo. Esta comparación es en base a tratamientos con igual cantidad de sacos de arena. Con una inversión promedio de fluido base petróleo no recuperado mayor e igual al 28% del volumen total de petróleo utilizado en el trabajo de fracturamiento.

Los resultados de la evaluación económica efectuada en los tres (3) pozos, donde se han considerado el empleo de petróleo crudo y agua como fluido fracturante, se muestran en la tabla siguiente:

POZO	RESERVAS MBIs		INVERSION MUS\$		VAN MUS\$		IVA \$ / \$	
	CRUDO 40%	AGUA 100%	CRUDO (40%)	AGUA 100%	CRUDO (40%)	AGUA 100%	CRUDO (40%)	AGUA 100%
6034	116.30	87.82	78.50	78.20	669	399	8.53	5.10
7892	18.80	7.91	67.20	63.80	98	22	1.45	0.35
1907	19	21.00	70.40	66.80	104	71	1.48	1.06

Los VAN de los proyectos (para los dos tipos de fluido de fractura) indican que en ambos casos los proyectos son económicos, siendo el VAN al fracturar con fluido base petróleo mayor que el VAN al fracturar con fluido base agua, debido principalmente a que las reservas obtenidas son mayores y a una acelerada producción.

Siendo proyectos con inversiones diferente, el IVA. indica que por cada dólar invertido al fracturar con fluido base petróleo se ganara en promedio el doble que con el fluido base acuosa.

6. Por los resultados obtenidos empleando agua como fluido fracturante en la formación Areniscas Talara se debe considerar conveniente no continuar efectuando dichos tratamientos hasta no determinar fehacientemente si los resultados en términos de producción se deben a problemas operativos efectuados en el campo, mineralogía, y presión del reservorio. Sin embargo, es factible continuar utilizando el fluido base acuosa en formaciones donde los resultados han sido exitosos (Mogollón, del yacimiento Reventones y Carrizo, Helico del yacimiento Carrizo, etc.)
7. El empleo del fluido base acuosa estaría supeditado principalmente cuando se tenga problemas mecánicos en el pozo (rotura de casing).
8. Teniendo en cuenta que los fracturamiento con agua se hicieron sin el rigor técnico - operativo que está tecnología exige, se puede decir que es factible desarrollar con éxito los fracturamiento con agua en otros reservorios considerando los siguientes:
 - Seleccionar pozos ubicados en zonas con buen nivel de energía por lo siguiente: obtener mayor devolución del agua inyectada y mayor producción con el fin obtener la curva de declinación sostenida en el tiempo.
 - Programar mayor concentración de sacos del agente empaquetante, por las propiedades que ofrece el fluido acuoso reticulado.
 - Programar tiempos de ruptura del gel promedios diferentes para cada etapa. En las primeras etapas el tiempo de ruptura será mayor que en las etapas posteriores; esto dependerá de la concentración del ruptor que esta en función de la temperatura y el tiempo y del número de etapas a fracturar Con el fin de recuperar el fluido base acuosa inmediatamente después de su degradación (roto).
9. Considerar el daño por cambio de mojabilidad de los fluidos introducidos al pozo anteriores al fracturamiento (lodo, filtrado de cemento, etc.), para no ocasionar daño por bloqueo de agua al fracturar con fluido base acuosa.

10. Se debe fracturar en zonas de baja presión con fluido base petróleo, con el fin de no dañar la formación.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- | N° | Descripción |
|-----|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. | Formation damage. BJ Services Int'l S.A., Setiembre 1992, pag. 74, 43. |
| 2. | Applied Fracturing. Manual BJ Services, Febrero 1992. |
| 3. | Hydraulic Fracturing .G. C. Howard - C. R. Fast, 1970, pag. 150. |
| 4. | Fracturación Hidraulica BJ Services, pag. 85, 97. |
| 5. | JPT Agosto 1984. |
| 6. | Production Operation / Vol 2. Well Completions, Worker, y Simulation. pag. 239. |
| 7. | Spectra Frac G, section III - Fluid Desing. September 92 BJ Services, pag 1-25. |
| 8. | Selection of water or Acid Base Fracturing Fluids. Jhon W. Ely, SPE. Holditch & Assocs, 1970 |
| 9. | Criteria for fracturing low permeability, Water - Sensitive Hydrocarbon Producing Formations. Harold N. Black, 1978 |
| 10. | Advantageous use of Potassium Chloride water for Fracturing water sensitive formation. Harold N. Black and Wayne F. Hower |
| 11. | Waterfrac Fracturing Process. Hallyburton Services. |
| 12. | Potassium Choride Solution in stimulation treatment. Hallyburton Services. |
| 13. | Elements of Hydraulic Fracturing. Hallyburton Services. |
| 14. | Informe de fracturamientos Hidraulicos con fluidos acuosos en Yacimiento del lote X. Petroleos del Perú, Mayo 1994, pag. 18, 21, 22. |
| 15. | Procedure for the identification and determining the position of clays in rocks by chemical staining. |

16. Water characteristics.
17. Tecnolog of Artificial Lift Methodos. Kermit E. Brown.
18. Preparation of fracturing fluid sample. API RP 39, January 1983.
19. Analisis y Aplicación de las propiedades Fisico - Quimicas de los fluidos del reservorio Lote IX Noroeste Peruano. Alicia Nelly Osto - 96. pag. 110.

8. ANEXOS

ANEXO N° 1

ADITIVOS PARA FLUIDOS BASE AGUA

Son agentes químicos usados para ayudar a los sistemas de fluidos a encontrar sus requerimientos o para mejorar las propiedades.

BACTERIAS

Las bacterias reductoras de sulfato (genero desulfovibrio), origina la formación del gas corrosivo sulfuro de hidrogeno y partículas bacteriales, se adaptan rápidamente al ambiente del reservorio ocasionando corrosión a los equipos y taponamiento a la formación, reduciendo la tasa de flujo dentro de los pozos de inyección o la salida de los pozos de producción. Un reservorio puede ser contaminado rápidamente por un pozo fracturado con agua contaminada y los hidrocarburos pueden ayudar esta adaptación usándolos como fuente de energía.

Estos microorganismos pueden crecer en todos los tipos de agua (fresca, salada) y pueden ser encontradas además en arroyos, estanques de agua y formaciones de agua del subsuelo. Ellos pueden ser introducidos al reservorio por el uso de agua en los fluidos de perforación, filtrados de cemento, o fluido fracturante.

Los problemas pueden ser prevenidos con algunos bactericidas. Exámenes microbiológicos de los fluidos producidos y de los fluidos de tratamiento, son usados para determinar si un bactericida es necesario. Usualmente 1gal/ Mgal de fluido de tratamiento es suficiente para matar las bacterias en un periodo de tiempo corto.

Algunas bactericidas disponibles: Adomonal, Aminas cuaternarias, materiales tipo aminas.

SURFACTANTE

El surfactante puede ser agregado por diferentes razones: emulsionadores, desmulsionadores, agente mojantes, espumantes, dispersante.

Para usar en la estimulación de pozos fracturados por agua será el surfactante desmulsificante.

Generalmente es para reducir la tensión interfacial y la resistencia a producir flujo entre Líquido - Gas, Líquido - Líquido, Sólido - Líquido.

Alteración de las características físicas:

1. Reduce la tensión Superficial de un líquido por medio de la absorción en la interfaces.
2. Reduce la tensión interfacial entre dos o más líquido .
3. Cambia los ángulos de contacto entre L. y S (mojabilidad)., por lo tanto al bombear el fluido es mas fácil y rápida su recuperación.
4. Previene o rompe las de emulsiones existentes, para una fácil limpieza después del tratamiento.
5. Crea o estabiliza emulsiones.
6. Dispersa y suspende arcilla o finos de la formación.

CLASIFICACION	COMPATIBILIDAD
Surfactante Aniónico	Aniónico - Aniónico
Surfactante Catiónico	Catiónico - Catiónico
Surfactante No iónico	No iónico - No iónico
Surfactante Anfóteros	Catiónico - No iónico Aniónico - No iónico

AGENTE DE CONTROL DE PH (Buffer)

Su principal trabajo es mantener el apropiado rango de PH para que el fluido opere en su máximo nivel. Cada química tiene su propia aplicación y uso.

Son ácidos o bases débiles que ayudarán a controlar el nivel PH de un fluido aún si ácido o base es introducido dentro del sistema por una fuente.

La hidratación óptima de los polímeros depende del rango de pH dentro de cierto rango. El Guar y el HPG son hechos de modo que pueden ser dispersado y no hidratado en un alto PH

Los agentes enlazantes trabajan mejor en un rango de pH optimo.

Los buffers ácidos, usados para mantener un pH bajo, estos son: el ácido acético, fórmico y fumarico.

Los buffers básicos, usados para mantener un alto PH, son: bicarbonato de sodio y carbonato de sodio.

ESTABILIZADORES DEL GEL

Son añadidos para prevenir la degradación de los polímeros a temperaturas mayores de 200 °F.

Dos de los geles mas usados son el metanol y el tio sulfonato de sodio.

El tio sulfonato de sodio, es el más efectivo de los dos en mantener la viscosidad del gel alto. Es usado generalmente en el rango de 10 a 20 lbs/Mgal.

El metanol, es mas caro, es usado en el rango del 5 a 10% de volumen total del fluido tratante. El metanol es más peligroso de manipular que el tio sulfonato de sodio.

NITROGENO Y DIOXIDO DE CARBONO

El nitrógeno (N_2), es bombeado como un gas dentro de la línea de tratamiento con el fluido de tratamiento para dar energía, de modo que más presión es disponible en el fondo para retornar más fluido de tratamiento a la superficie.

El dióxido de carbono (CO_2), es bombeado como un fluido y tiene una presión de cabeza hidrostática cerca a la del agua, Así, bajas presiones de tratamiento de superficie son vistos con dióxido de carbono que con nitrógeno.

ROMPEDOR DE GEL

Después que el sistema de fluido ha sido usado para colocar al agente se sostén en la fractura. La viscosidad del fluido deberá ser reducida, degradando al polímero que es usado para gelificar.

Este cambio de alta viscosidad a baja viscosidad es necesario para prevenir que el agente de sostén regrese hacia el pozo y poder recuperar el fluido de tratamiento completo a la superficie.

El tipo de rompedor es determinado por la temperatura de fondo del pozo por encima ellos se depolimerizan rápidamente.

Tres clases de químicos son usados para degradar:

Enzima, Rango de temperatura 60 - 140 °F por encima de estas temperatura pararan de trabajar y serán inefectivas.

Agentes Oxidantes, Rango de temperatura 140 hasta alrededor de 260 °F.

Los ácidos, Usado s por encima de 200 °F.

También requieren un cierto rango optimo para trabajar.

Las enzimas trabajan mejor en PH de 3 a 7. Los Agentes Oxidantes en el rango de PH 3 a 14. La restricción con el gel ácido rompedor es la perdida de fuerza del ácido en el fondo por algunas mecanismo; es decir, reacción con la formación o químico básico en el agua connata.

En años recientes, rompedores encapsulados están siendo usados para asegurar un rompimiento completo.

Con rompedores encapsulados, el rompedor es envuelto por una capa lentamente soluble que se disuelve en el fondo del pozo de modo que una vez que el agente de sostén este en su lugar, la envoltura se disolverá y el fluido empezara a romperse.

AGENTE DE PERDIDA DE FLUIDO

Un control adecuado de pérdida de fluido en la formación es importante para la ejecución de un eficiente tratamiento hidráulico.

Es necesario disminuir la pérdida de fluido a la fornación y mantenerla dentro de la fractura, creando una mayor área de fractura por unidad de volumen de fluido y mejor control del agente de sostén.

La efectividad de varios materiales usados para controlar la pérdida de filtrado depende del tipo de problema de pérdida de fluido presentado en el reservorio. El fluido puede perderse ya sea en la matriz de la roca, o en microfracturas en la formación.

La pérdida de fluido en la roca matriz es un proceso de filtración el cual es una función de varios parámetros incluyendo propiedades del reservorio, presiones de tratamiento, y composición de fluido.

La pérdida de fluido en una formación es controlada por diferentes métodos:

1. Materiales sólidos, son agregados al fluido tratante para sellar las partes de la formación que toma el fluido. Los aditivos antiperdida de fluido son generalmente sólido finamente divididos que forma una costra filtro en la cara de la fractura.

Cuando la pérdida de fluido es excesiva el fluoruro de silicio(sólido inerte) es añadido para sellar las microfracturas. Este sólido es insoluble con los fluidos producidos por la formación, reduciendo la conductividad de la formación y agente empaquetaste.

El Adomite Aqua, es un polvo, el 77% es degradable, la mayor parte de los materiales serán retornados con los fluidos producidos.

El Adomite Reagain, es 100% degradable.

El Adomite SBS, es 85% degradable.

2. La viscosidad es usado algunas veces , como mecanismo de pérdida de fluido en el fluido tratante.

Al agregar al sistema un enlazante será más dificultoso la filtración. Frecuentemente las presiones y temperatura encontradas en el pozo reducirá la efectividad de su pérdida por filtrado. La presión en la fractura comprimirá al fluido sacando al agua y dejara al polímero sobre la pared de la formación. Si el pozo tiene alta temperatura en el fondo, el fluido puede degradarse y perder viscosidad.

Los aditivos listos a ser usados son:

Adomite Aqua, Bentonita, Fluoruro de Silicio, Goma Guar, Surfactantes, etc. La pérdida de fluido en una formación es controlada por diferentes métodos.

REDUCTORES DE FRICCIÓN

La capacidad de reducir la pérdida de presión por fricción en el tubing o casing es de mayor importancia en el fracturamiento.

Si la pérdida de presión por fricción es reducida, es posible incrementar el rate de inyección o usar menos presión a un rate de inyección en particular. Esto permite mayor potencia hidráulico para ser utilizada en la formación, lo que posibilita tratar pozos profundos con tubulares de diámetros pequeños usando mayores rates de inyección.

El uso de agua permite una menor pérdida por fricción.

Experimentalmente y operativa a mayor caudal mayor geometría de fractura.

Los agentes reductores de fricción usados en agua son:

- Las Policrilamidas y policrilamidas parcialmente hidrolizadas.
- Las Goma Guar, es el más económico para obtener alta viscosidad aparente.
- Polímeros No iónicos, Estos polímeros sintéticos son eléctricamente neutros, tienen la ventaja de ser compatible con todos los sistemas acuosos, no son económicos.

ANEXO N° 2

FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO USADOS EN EL NOROESTE PERUANO

I. FLUIDOS BASE ACEITE

- **San Oil Frac**

Composición:

Crudo de las baterías + 30 #/M Gal Adomite Mark II (solamente en el Pad).

- **MY-T-OIL II**

Composición:

Diesel + 5 Gal/M Gal MO-55 + 1.5 Gal /M Gal MO-56 + 5 #/M Gal HL-Breaker.

MO-55 Agente gelificante.

MO-56 Agente activador.

HL-Breaker: Quebrador de Gel.

II. FLUIDOS BASE AGUA

- **Water Frac (Fluido lineal)**

Composición:

Agua+2% KCl+50 #/M Gal WG-11 + 0.1 % Frac-Flo CS + 0.1 #/M Gal GBW-30.

KCl : Protección para las arcillas

WG-11 : Polímero gelificante del tipo HPG con 1.2 % residuo.

Frac-Flo Cs: Surfactante anionico.

- GBW-30 Enzima ruptura de gel.

BORAGEL

Nuevo fluido X-Linked a base de Borato.

Composición:

Agua + 2 % KCl + 0.1 Gal/M Gal D-Air II + 40 #/M Gal WG-11 + 0.1 % Frac Flo
Cs + 4 #/M Gal K-35 + 7.2 #/M Gal K-38 + 0.5 #/M Gal GBW-30 +1 Gal/M Gal
Cla-Sta II.

D-Air : Antiespumante.

K-35 : Regulador de PH.

K-38 : Activador.

- **TERRAFRAC**

Agua + 1%KCl + 20Lb/Mgal GW-32 + 5 gal/Mgal BF-3 + 0.5 Gal/Mgal EN-15 +
0.5 gal/Mgal EN-8 + 0.5 gal/Mgal J'40 + 7.5 Lb/Mgal Acido Bórico + 7.5
Lb/Mgal XLW-2 (Bórax) + NaOH + 5Lb/Mgal GBW-5.

GW-32: Polímero gelificante.

BF-3, NaOH : Regulador de PH

NE-15: Surfactante.

XLW-2: Crosslinker activador.

GBW-5: Ruptor.

ANEXO N° 3a

EVALUACION MINERALÓGICA

DIFRACTOMETRIA POR RAYOS X

Esta prueba da una indicación de la composición, cantidad de arcilla y minerales presentes en la formación.

El método consiste en irradiar con Rayos X una cantidad de muestra pulverizada, la cual refleja un patrón de Difracción que es característico de los minerales presentes en ella.

Para este análisis se necesita aproximadamente 1 gramo de muestra para pruebas cualitativas y 5 gramos de la misma para análisis cuantitativo.

El tiempo que se requiere, para el análisis cualitativo por muestra es de 0.5 horas y 1 hora para análisis cuantitativo.

ANÁLISIS MICROSCÓPICO PETROGRAFICO

Indica el tamaño de los granos, tamaño de los poros, material cementante y ayudara a identificar los constituyentes entre los granos y dentro de los poros.

Este método consiste en adherir una fina lámina bidimensional (espesor aproximada 30 Um) en una hoja de vidrio, se emplea un microscopio de transmisión de luz, el sistema de lentes del microscopio son colocados según especificaciones para su examen visual.

Para esta prueba se usa un segmento (4.337 cm^2) del núcleo extraído.

Se requiere aproximadamente 2 horas (por muestra) para la prepararon y análisis.

ANÁLISIS DEL MICROSCOPIO ELECTRÓNICO (SEM)

Proporciona un mejor examen de los cores, puede identificar y examinar su distribución en los poros. El SEM no reemplaza al análisis de microscopio Petrográfico; sino que lo complementa.

Proporcionan mayor resolución y rango de magnificación que varía entre 10 y 20,000 veces.

Para esta prueba se requiere un trozo de core de una superficie recientemente expuesta(recientemente quebrada). La muestra es recubierta en una aleación de oro y paladio en la cámara de vacío del SEM. El trozo de core es visualizado en un alta

magnificación y una fotografía es tomada para ayudar a identificar el contenido de minerales de una muestra. Se asocia con la energía de Difracción de Rayos X.

Pruebas estándar con doble magnificación requieren de 2 a 3 horas por análisis. El desarrollo de películas requiere más o menos una semana completa.

COLORIFICACIÓN QUÍMICA.

Si no se dispone de los equipos anterior mencionados, este nuevo método de identificación y determinación de la posición de las arcillas en las rocas es confiable.

La Colorificación usa tintes y química para desarrollar reacciones selectivas de color con las arcillas.

La montmorrillonita, la Kaolinita y las arcillas de capas mezcladas pueden ser identificadas de modo efectivo. No se encontraron pruebas de color satisfactorias para la Illita, sin embargo, puesto que algunas de las otras arcillas son depositadas frecuentemente con la Illita, la posición de la Illita en las rocas puede ser inferida a través de conocer la ubicación de las otras arcillas. La mica, como pequeñas y brillantes escamas, es muy similar a la illita y puede ser observada visualmente en la roca.

En la mayoría de los casos, el color desarrollado en las arcillas puede verse sin magnificación. Para determinar dónde están depositadas las arcillas en las rocas, puede usarse microscopios con ampliación de 20 M a 60 M veces.

Procedimiento de la prueba

a. Generalmente, usa una superficie de roca limpia y seca. Es preferible una superficie que haya sido quebrada y no cortada. En la mayoría de los casos es aconsejable o conveniente piezas quebradas paralelas y perpendiculares a los cores para determinar mejor dónde están posesionadas las arcillas. Las arcillas se encuentran frecuentemente concentradas en áreas en las que se encuentran presentes en lentes o planos macizos.

b. Usar una pieza de roca diferente para cada prueba de coloración.

c. Las piezas fuertemente teñidas con crudo deberían ser limpiadas antes de llevar a cabo la prueba.

d. Indicadores y productos químicos requeridos.

Para facilidades de uso y estabilidad de los productos químicos, las soluciones se mantienen en frascos cuentagotas marrones.

Acido Clorhídrico.

Usado en una mezcla de igual volumen de concentrado del HCl y agua destilada. Puede usar también un frasco cuentagotas transparente.

P - Fenilendiamina.

Es usada como una solución al 3% en agua destilada.

Al contacto con la montmorrillonita está desarrolla inmediatamente un color azul oscuro.

Las otras arcillas, feldespato y arena no producen ningún color con este producto químico.

Por lo tanto es una prueba selectiva para la montmorrillonita.

Malachite Verde.

Es usada como una solución saturada en nitrobenzeno.

La roca teñida por colorificación química es tratada con HCl para producir el color anaranjado en la montmorrillonita y en las capas de arcillas mezcladas.

El desarrollo del color requiere usualmente de 1 a 3 minutos contacto después de añadir el ácido.

Safranine Y.

Es usado como una solución saturada en nitrobenzeno.

La roca teñida por colorificación química es tratada con HCl desarrollando inmediatamente después del contacto con el ácido los siguientes colores:

Color morado en la montmorrillonita y capas de arcillas mezcladas.

Color azul pálido en la Kaolinita.

La illita, el feldespato y arena, como el malachite verde no desarrollan ningún color.

Amarillo de Metilo.

Es usada como una solución (no más de 0.04 gr. en 100 cc) en nitrobenzeno.

Desarrolla los siguientes colores:

Color rojo en la Kaolinita.

Color amarillos en la arena y otras arcillas. No se usa ácido para ésta prueba. Si el ácidos o su gas contactan con el amarillo de metilo todos los sólidos resultarán rojos

Limitación de la prueba

- Si la solubilidad al ácido de la roca es mayor del 30%, es difícil obtener una reacción de color debido a que el ácido se gasta rápidamente en los carbonatos.

PRUEBA DE SOLUBILIDAD

La prueba de solubilidad es una consideración importante para determinar el fluido base.

El ácido clorhídrico determinara la solubilidad del carbonato de calcio. El aumento de solubilidad al agregar el HF se debe a la disolución de las arcillas.

La solubilidad de la muestra es determinada con HCl al 15% y (12% HCl + 3% HF).

Según este método, un 1 gramo de muestra es tratado con 100 ml de ácido clorhídrico (HCl) al 15% en un embase tapado, permitiéndole reaccionar por espacio de 30 minutos a 150°F. Posterior a esto, la muestra es filtrada y secada a un peso constante.

La cantidad de muestra disuelta se determina por diferencia entre el peso original de la muestra y el peso del residuo.

Luego el residuo es centrifugado para desechar el HCl al 15 % y colocar en su lugar la solución de (12% HCl + 3% HF), el procedimiento descrito es el mismo dejando reaccionar por 30 minutos a 150°F.

PORCENTAJE DE HIERRO

Para determinar el porcentaje de Hierro, se utiliza la técnica de absorción atómica; la muestra es tomada del filtrado resultante de la prueba de solubilidad en HCl al 15%

El tiempo que se requiere para preparar una muestra y probarla es aproximadamente de 15 minutos. Dando como resultado contenido de hierro.

ANEXO N° 3b

PRUEBA DEL TIEMPO DE SUCCIÓN CAPILAR (CST)

El dispositivo CST, mide el tiempo requerido para que una cantidad dada de agua libre de una lechada viaje radialmente entre dos electrodos sobre un papel grueso filtro poroso. El papel filtro proporciona la presión de succión capilar necesaria para mover el agua libre entre las sondas.

El instrumento de Succión Capilar (CST) monitorea las variables químicas que afectan el grado de dispersión de las mismas (Figura N° 16a).

Determina la sensibilidad de la muestra a diferentes soluciones acuosas en base al volumen filtrado y al tiempo.

El valor CST es dependiente de las variables siguientes: del tipo de sólidos contenidos en la mezcla, grado de mezclado, pH, salinidad, tipo y concentración del polímero, ideal para analizar los efectos de cambios de estas variables sobre el grado de dispersión que un fluido imparte a los sólidos de la muestra.

El valor CST es principalmente un indicador de la permeabilidad de la costra. Partículas altamente dispersas dan alta permeabilidad de la costra y bajos valores CST.

Para pruebas prácticas en campo y laboratorio, el contenido de sólidos y tiempo de mezclado se mantienen constantes, mientras la composición química tal como PH, salinidad, tipo de producto y concentración se varían. Para examinar muestras de diferentes pozos, el tipo de muestra es lo que varia.

MÉTODO PARA EL ANALISIS DE DISPERSION

EQUIPO Y MATERIALES

1. Dispositivo de tiempo de succión capilar (CST).
2. Mezclador de siete velocidades.
3. Waring minicup (2-37cc ó 37-110cc de capacidad).
4. Balanza de triple beam.
5. Mortero y pestle. (Mazo de mortero).
6. Peróxido de hidrógeno.
7. Jeringas disponibles.

8. Malla serie tyler # 100.

9. Secado sobre una lámpara de calor.

PREPARACION Y PRUEBA DE LA MUESTRA

1. Obtener una adecuada cantidad de muestra de lutitas para el Estudio.

Para caracterización de (well site) y prueba de filtrado, se recomiendan de 6-7 gramos de lutitas. Una concentración de 28 lb/bbl de lutitas es recomendada para esta prueba. De la fórmula:

$$\text{Lutita deseada (lb)} = \frac{X(350)}{4X + V}$$

Donde:

X : gramos de lutitas (muestra de solidos).

V : volumen de filtrado o fluido preparado, cc.

La cantidad de líquido (fluido o filtrado) y sólido (Lutita) puede ser ajustada para producir la lbs/Bls de arcillas deseadas, dependiendo de la cantidad disponible de lutitas y filtrado de lodo.

2. Registro de profundidad de muestras y caracterización tales como 80% de lutitas, 20% caliza, etc.

3. La muestra es lavada en agua destilada y peróxido de hidrógeno al 3%. El secado de la muestra se realiza con una lámpara de calor. Los tiempos de secado y temperatura deben ser consistentes. Se recomienda un tiempo de secado de 2 horas a una temperatura de 105°C.

4. Moler una muestra representativa con un mortero y pestle, de tal forma que logre pasar a través de una malla # 100.

5. Para pruebas de campo, es práctica recomendada caracterizar la Lutita en agua destilada y luego se dispersa en el filtrado de lodo. Desde que el filtrado de lodo consume tiempo en su acumulación, la prueba CST, interacción filtrado-lutita ha sido diseñada para minimizar el volumen de filtrado de lodo requerido.

La caracterización de la formación en agua destilada es también importante.

Los procedimientos de prueba para caracterización de lutitas en agua destilada usa diferentes pesos y volúmenes de Lutita que en las pruebas de interacción entre filtrado de lodo-lutita.

A. Caracterización de la formación en agua destilada: mezclar 2.0 gr. de lutitas (malla - 100) en 24 cc de agua destilada en el mini cup 12-37 cc por 2 minutos a alta velocidad (con 7 velocidades). Retirar una muestra uniforme de lodo y colocar dentro del embudo de filtro de CST de 1.8 cm de diámetro descansando sobre el papel filtro de modo que los electrodos sobre la pieza plástica estén tocando el papel.

Se recomienda que el lado más áspero de papel en líneas visibles esté hacia arriba y paralelo a la dimensión más larga de la pieza plástica. Registrar el valor después que el cronómetro para.

B. Interacción lutita-filtrado de lodo: mezclar 1.0 gr. de Lutita (malla 100) en 12.0 cc de filtrado de lodo por 2.0 minutos en un mini cup 12-37 cc. Retirar la lechada uniforme y colocar ésta en el embudo de 1.8 cm de diámetro. Registrar el valor después que el cronómetro para.

C. Plotear el valor para agua destilada y el valor de (tiempo de succión capilar) (CST) del filtrado de lodo con la profundidad.

MARCADOR DE TIEMPO DE SUCCION CAPILAR - MODELO 440

DESCRIPCION

Este instrumento puede ser operado con batería propia para uso de campo, o desde: 115V, 60Hz de potencia.

El instrumento consiste de una cabina instrumental y una cabeza de prueba,(la cabeza de prueba es conectada a la cabina por un cable corto), Un embudo para la muestra, y un paquete de papel filtro.

OPERACION

- 1.- Si el instrumento va a ser usado con potencia 115V A.C., tapar el transformador dentro de un receptáculo de A.C. .
- 2.- Lavar y secar la cabeza de prueba.
- 3.- Tapar el ensamble de cabeza de prueba.
- 4.- Colocar una hoja de papel filtro especial sobre el tope del sensor de prueba. Colocar el plato del sensor con el lado de prueba hacia abajo, sobre el tope del papel filtro, enganchando los dos pines de alineamiento.

5.- Seleccionar el embudo de 1 cm. de diámetro de apertura para filtrado "rápido" para sistemas acuosos "fast" o el embudo de 1.8 cm. de diámetro de apertura para filtrado lento "slow" e inserte este extremo del embudo dentro de la cabeza de prueba.

Rotar el embudo aplicando ligera presión hacia abajo cuando este en posición, asegurar el contacto con el papel filtro.

6.- Accionar o prender el instrumento.

7.- Presione el Swich RESET y note que el contador se fije en cero y que el foco de finalización no esté prendido.

8.- El instrumento está ahora listo para su uso. Colocar aproximadamente 5cc de muestra dentro del embudo usando una jeringa. El líquido de la muestra es absorbido por el papel filtro en un arreglo circular de incremento de diámetro. Cuando el frente líquido alcance el primer par de contactos el contador arranca, la lámpara de inicio se ilumina y el cronómetro comienza a marcar. Cuando el frente de líquidos alcanza el tercer contacto, el cronómetro cesa, el contador para, la luz de finalización se prende y se escucha una corta señal audible.

9.- Anote la lectura del contador, la cual es el "C.S.T".

(Capillary Suction Time) en segundos y décimas de segundo y la apertura de embudo usado, 1.0 cm. ó 1.8 cm.

10.- Remover el embudo y papel filtro. Lavar y secar la cabeza de prueba y embudo. Para medidas adicionales proceder como desde el párrafo 3 de arriba.

11.- Apagar el instrumento después de usarlo.

PRUEBAS DE FLUJO

Se toma como permeabilidad original al flujo gas o cloruro de potasio con la muestra de core.

Se deja fluir al fluido de prueba atravez de la muestra y se compara su tasa de flujo con la tasa original, reportando como porcentaje de permeabilidad recuperada.

La Figura N° 16b representa el tiempo de flujo de un volumen poroso diseñado para diferentes soluciones de agua y de aceite (Soltrol C). Valores de permeabilidad mostrada en la ilustración son permeabilidades al aire que fueron obtenidos para cada muestra de core antes que la prueba de flujo fuera llevada acabo.

Siendo interesante notar que el agua de formación fue el único fluido acuoso que dio una alta tasa de flujo que la solución de cloruro de potasio al 2%.

Pruebas de flujo en cores de otra formación siguieron la tendencia general mostrada en la Figura N° 16b, en casi todas las instancias el agua contiene 1% a 2% de cloruro de potasio proveyendo mayores rates de flujo que aquellos obtenidos con 10% de cloruro de sodio y 2% de cloruro de calcio. Hay muchas formaciones donde soluciones de cloruro de sodio al 10% dio significativamente mayores rates de flujo que 2% de cloruro de calcio, pero ambas soluciones tienen menor rate de flujo que una solución de cloruro de potasio.

PRUEBAS DE INMERSION.

Pedazos de muestras de cores es seleccionado en una formación a fracturar e inmersos en los vasos de precipitación y saturándolas con diferentes fluidos acuosos y en diferentes concentraciones bajo vacío para determinar si se libera finos cuando se le somete a determinada temperatura de fondo siendo observada con el tiempo (Figura N° 16c).

La preparación y la prueba toman 1.5 Horas.

La determinación se efectúa en forma comparativa con varios fluidos aditivados con sales y/o inhibidores de arcillas, colocando en vasos de precipitación trocitos de formación (cutting) a fracturar, saturándolos con las mezclas de prueba.

PRUEBAS DE PENETROMETRO.

Sirve para determinar la estabilidad de la formación, sometiendo cores a un penetrómetro. El penetrómetro y un dibujo esquemático que muestra el principio de operación (Figura N° 16d). La muestra es saturada en vacío con la solución deseada por un tiempo determinado a temperatura de laboratorio

Una bola de 0.05 pulg. es cargada y forzada con incremento progresivo de peso. El valor d/D es ploteado vs L/D^2 , donde:

D es el diámetro de la bola en pulg.

d es el diámetro de la muesca causada por la bola.

L es la carga, en libras, ejercida sobre la bola.

un valor L/D^2 es derivado de una línea recta que es obtenida cuando d/D es unidad. Este número es llamado el Valor I que representa la fuerza requerida en $Lb/pulg^2$ para empotrar la bola a su máximo diámetro en la roca. Se notará que un alto valor I indicara mayor dureza del core.

ANEXO 3c

PRUEBA DE RUPTURA DE EMULSIÓN

Pruebas de laboratorio indican que muy pocas veces el aceite y el agua del reservorio crean un bloqueo por emulsión sin la presencia de un fluido extraño. La emulsión sucederá si se mezcla un fluido diferente al reservorio con el fluido del reservorio.

Procedimiento

1. Mezclar los fluidos a 14,000 @ 18,000 RPM por 30 segundos, induciendo a que se forme la emulsión. Los fluidos pueden ser mezclados en las siguientes proporciones, 3 partes para la fase aceite y una parte para la fase acuosa, así como, 1 parte de fase aceite y 1 parte de fase acuosa.
2. Vaciarlos inmediatamente dentro de un cilindro graduado de 100cc y empezar a controlar el tiempo.
3. Registrar el volumen de agua “break out” a 15 minutos, 1 hora, y 24 horas.
4. Las pruebas deben ser conducidas a condiciones ambiente y a condición de la temperatura del reservorio.
5. Realizar pruebas para las dos condiciones:

Sin surfactante, el objeto de esta prueba es determinar los agentes surfactantes naturales de la mezcla fluido tratante y crudo de la formación.

Adicionando otros surfactante, con el objetivo de ver el efecto que causaría sobre este.

Los surfactantes deben seleccionarse en base a su afinidad con el fluido de la fractura y su compatibilidad con el resto de los aditivos, la propiedad que debe otorgar a la roca que contacta y no debe ser fácilmente sacado de la solución por adsorción al contacto con la formación (superficie de silicato) y perder su efectividad.

No se puede usar el mismo surfactante en todos los pozos de un área, porque algunas veces los surfactantes activos naturales que pueden originarse espontáneamente en la mezcla de crudo y agua tratada, hace operar a los surfactantes comerciales en forma muy distinta.

La prevención de la emulsión es ahora posible en casi todos los fluidos fracturantes. Se debe tener cuidado en la selección apropiado y la solubilidad con el fluido tratante para no corregir gastos costosos.

Reconocimiento de la emulsión.-

- Viscosidad aparente alta.
- Reducción del flujo substancialmente.

El daño por emulsión alrededor de la fractura es pequeño comparada con el daño que se ocasionaría en la capacidad de flujo de la fractura.

En un bloqueo por emulsión la permeabilidad promedia obtenida de las pruebas de inyección es mucho mayor que la permeabilidad promedia obtenida de las pruebas de producción.

6. Un formato similar al final de este anexo debe ser usada para registrar los reportes de las pruebas de fluido.
7. Los datos son registrados en porcentaje de volumen de la fase agua original, de modo que el 100% representa el "break out" del agua completamente. Se incluye en la información el volumen de sedimento, calidad de la interface (aguda, desigual, difusa), y si el aceite se adhiere a los lados del cilindro.
8. Un opcional pero valioso registro puede ser obtenido de la toma de fotografía a color del sistema a la terminación de la prueba.

COMPATIBILIDAD DE AGUAS

En general, la precipitación de costra sucederá si:

- Están presentes en el agua iones formadores de costras.
- Cambio en las condiciones físicas o composición del agua tal que causan una solución sobresaturada.

Iones formadores de costra

Bario Ba ⁺⁺	Calcio Ca ⁺⁺	Fierro Fe ⁺⁺ , Fe ⁺⁺⁺
Estroncio Sr ⁺⁺	Bicarbonato HCO ₃ ⁻	Carbonato CO ₃ ⁻⁻
Sulfato SO ₄ ⁻⁻	Sulfuro S ⁻⁻	

Otro iones involucrados:

Hidrógeno H ⁺	Magnesio Mg ⁺⁺	Cloruro Cl ⁻ Sodio Na ⁺
--------------------------	---------------------------	-----------------------------------------------

Cuando se combinan estos iones y luego se precipitan crean costras o acumulaciones. Las soluciones sobresaturada de minerales se producen por una mezcla de aguas que contienen iones formadores de costra. Por ejemplo: si se mezcla agua producida rica en bario con una agua rica en iones sulfato, se crea un situación en el cual es muy probable que ocurra formaciones de costra.

Cambio en las condiciones que afectan la solubilidad

Cualquier cambio en los factores que influyen la solubilidad de los formadores de costra, pueden causar que estos precipiten en una solución no saturada.

1. Presión
2. Temperatura
3. pH
4. Composición de la salmuera
5. Cantidad de sólidos suspendidos.

Presión.- Un incremento en la presión incrementa la solubilidad del dióxido de carbono y por lo tanto la del carbonato de calcio. A medida que la presión cae, más dióxido de carbono deja la solución, lo cual puede causar el incremento de la formación de costra del carbonato de calcio.

La disminución de la presión promueve el incremento de los valores del pH, esto también incrementa la probabilidad de formación de acumulación de carbonato de calcio.

Temperatura.- A medida que la temperatura se incrementa, los sólidos pueden disolverse más rápidamente y fácilmente en el agua. Pero los gases disueltos tienden hacia su estado gaseoso a medida que la temperatura aumenta.

La solubilidad del carbonato de calcio disminuye con el incremento de la temperatura, precipitando.

Incremento de temperatura	Solubilidad	Efecto de la formación de costra.
CaCO ₃	disminuye	incrementa
BaSO ₄	aumenta	Disminuye
Ca SO ₄ (hasta los 40°C)	aumenta	Disminuye
Ca SO ₄ (sobre los 40°C)	disminuye	incrementa

pH.- Valores de pH más alto promueven la formación de costra de carbonatos. A medida que se libera dióxido de carbono de una solución por caída de presión, el pH de la solución aumenta y promueve la formación de costra.

La prueba de compatibilidad en laboratorio, deben ser efectuadas mezclando muestras de agua del fluido tratante y el fluido de la formación, en varias proporciones y determinar si ocurre precipitados.

También las aguas de formación deben ser analizadas en sitio debido a que suelen ocurrir muchos cambios después del muestreo y generar resultados erróneos en el laboratorio.

ANEXO N° 3d

PRUEBA DE HUMECTABILIDAD

Es de gran importancia para la óptima producción del reservorio.

Este tipo de prueba permite determinar si una formación es mojada con agua o con aceite. Esta prueba depende principalmente de la muestra de la roca que se va usar.

Cuando las superficies de los poros están mojadas por agua, la capacidad de flujo al petróleo es mucho mayor que si está mojada por hidrocarburos; esto debido a que se produce un resbalamiento de petróleo sobre la película acuosa.

La interacción entre la superficie de la roca y un surfactante responde a un mecanismo de cargas eléctricas (dipolos) que se orientan según estas cargas, dando lugar a superficies con distinta afinidad al agua o a los hidrocarburos.

En base a este hecho, se obtiene la clasificación siguiente:

PRODUCTO	MOJABILIDAD
(Surfactante)	(Arena /Areniscas).
Catiónico	Mojable al Petróleo.
Aniónico	Mojable al agua.
No iónico	Mojable al agua

La roca de la formación, los finos y la arena de fracturamiento deben quedar en condiciones de mojabilidad al agua para una rápida recuperación del fluido de fracturamiento, minimizar el problema de emulsión y para dar mayor permeabilidad relativa al petróleo.

ANEXO N° 5

DISEÑO FLUIDO ACUOSO EN EL CAMPO - FM. ARENISCAS TALARA

- **Pozo 7893 - Fluido usado : Boragel.**

Aditivos usado en las 6 etapas del fracturamiento.

Agua	= 1322 Bls.	SP BREAKER	= 283 Lbs.
WG -11	= 1875 Lbs.	BA 20	= 6 Gls.
K - 35	= 310 Lbs.	MO - 67	= 12 Gls.
k - 38	= 183 Lbs.	FRACFLO CS	= 64.5 Gls.
CLASTO II	= 13.5 Gls.	ENWAR 288	= 18 Gls.

- **Pozo 1907. Fluido usado: Boragel**

Agua de Oxy = 480 Bls.

Aditivos usados en las dos etapas:

WG-11	= 630 Lbs.	BA -20	= 4.5 Lbs.
K-35	= 105 Lbs.	MO-67	= 6 Gls.
FRAC FLO CS	= 21 Gls.	CLAY FIX II	= 42 Gls.
CLASTA	= 6 Gls.	ENWAR - 288	= 9 Gls.
K - 38	= 89 Lbs.	SP - BREAKER	= 125 Lbs.

- **Pozo 7933. Fluido usado: Boragel**

1 etapa.

Prepad

Usó 30 bls de agua de inyeccion(OXY):

ENWAR-288	= 4 Gls.	CLASTA-II	= 1 Gl.
FRAC-FLO-CS	= 1 Gl.	KCl	= 100 Lbs.

Tratamiento:

Usó 400 bls. de agua de inyección (OXY).

BORAGEL-20	= 201 Lbs.	Arena de 10/20	= 200 Sxs.
Bolas de 7/8"	= 14 (SpGr = 1.1).	KCl	= 1400 Lbs.
WG-11	= 317 Lbs.	BA-20	= 4 Gls.
MUSOL-A	= 8 Gls.	FRAC-FLO-CS	= 8 Gls.
CLASTA-II	= 2 Gl.	MO-67	= 24 Gls.
K-39	= 8 Gls.	K- 38	= 84 Lbs.
SP-BREAKER	= 67 Lbs.		

• **Pozo 5668 Fluido usado: Terra-Frac** (2 etapas)

Pre. Pad.: 20 Bls. 4 BPM.

Etapa I

Salmuera = 230 bls.

Aditivos:

KCl	= 396 Kg.	F-75	= 7 Gal.
EN-8	= 7 Gal.	U-66	= 9 Gal.
BF-3	= 49 Lbs.	GBW-32	= 491 Lbs.
XLW-1	= 66 Lbs.	XLW-2	= 66 Lbs.
GBW-5	= 44 Lbs.		

Etapa II

Fluido Gelificado: 220 Bls.

KCl	= 346 Kg.	F-75	= 6 Gal.
EN-8	= 6 Gal.	U-66	= 8 Gal.
BF-3	= 43 Lbs.	GBW-32	= 170 Lbs.
XLW-1	= 57 Lbs.	XLW-2	= 57 Lbs.
GBW-5	= 38 Lbs.		

• **Pozo 7892. Fluido usado: Terra-Frac** (2 etapas)

Etapa I

Preparo: 270 Bls.

Aditivos:

KCl	= 428 Kg.	NE-15	= 7 Gal.
NE-8	= 7 Gal.	J-40	= 9 Gal.
BF-3	= 53 Lbs.	GBW-32	= 212 Lbs.
XLW-1	= 72 Lbs.	XLW-2	= 72 Lbs.
GBW-5	= 48 Lbs.		

Etapa II

Preparo: 270 Bls.

Aditivos:

KCl	= 443 Kg.	NE-15	= 8 Gal.
NE-8	= 8 Gal.	J-40	= 10 Gal.
BF-3	= 55 Lbs.	GBW-32	= 220 Lbs.
XLW-2	= 76 Lbs.	GBW-5	= 50 Lbs.

ANEXO N° 4

CONTROL EN LA EJECUCION DEL TRATAMIENTO DE FRACTURA

Equipo de almacenamiento y los materiales

Almacenamiento.- Los tanques deben ser limpiados con vapor a presión y lavados con agua fresca.

Transporte de fluido.- Chequear los tanques de transporte de fluidos para asegurar su limpieza.

Fluidos.- Rechequear la calidad del agua libre de sólidos, determinar la necesidad de bactericida si se requiere.

Empaquetante.- Revisión del empaquetante cuidadosamente para asegurar que cumpla con las especificaciones, análisis de malla, solubilidad al ácido, sedimentos del agente empaquetante limitados, manipuléo cuidadoso.

Un día antes del trabajo

Fluido.- Controlar la viscosidad del fluido después de gelificarlo periódicamente, hasta que, empiece el trabajo.

Los tanques de mezcla, bombas y líneas.- Deben estar limpios.

Equipo de bombeo y de mezcla.- Verificar la calibración de la mezcladora o las cintas transportadoras para el agente de sostén, si se va depender de ellos.

Tener instalado conexiones de extracción de modo que se obtenga muestra durante el bombeo.

En el día del trabajo

Reunión del personal de la compañía operadora y de servicios antes de realizar el trabajo. Todo el personal debe conocer el trabajo, las etapas programadas de desplazamiento.

Rechequeo de los materiales, entre ellos puede ser: viscosidad del fluido crosslinkeado, programa del ruptor.

Durante el trabajo

El operador debe estar en el pozo o en camión de control todo el tiempo para observar continuamente el trabajo y hacer cambio si se requiere.

Vigilar la tasa y la presión durante la inyección del Pad.

Verificar la calidad de arena durante el trabajo.

- Hacer periódicamente revisiones visuales análisis de malla por finos.

- Tomar muestra en duplicado para análisis de laboratorio.

Chequear la viscosidad del fluido durante todas las etapas.

Verificar los volúmenes de fluido, contadores vs medidores de tanque.

Controlar los volúmenes de arena.

Después que el trabajo es completado

Registrar las medidas finales de los tanques los volúmenes de arena y de los fluidos usados.

Confirmar el tiempo de ruptura con la compañía de servicio.

Flujo de retorno a tasas moderadas minimiza la caída de presión.

Observar los fluidos de retorno para determinar si el gel se rompió y si la arena está fluyendo de retorno.

Asegurar que los estranguladores de remplazo más grande estén en su lugar, si se usaron sellos de bola.

Si se uso sellos de bola, chequear el capturador de bolas para asegurar que este operando.

Chequear la bolas.

ANEXO N° 6

FLUIDO DE FRACTURAMIENTO BASE AGUA.

YACIMIENTO: REVENTONES FORMACION: ARENISCA TALARA

POZO: 7933

TEMPERATURA DE TRABAJO: 104 - 120 °F

- FORMULACION DEL PRE-PAD:

AGUA (OXY) + 1% KCl + 1Gal/Mgal CLASTA II + 1.5 Gal/Mgal ENWAR-288 + 1Gal/Mgal FRACFLO

1. Evaluación del PH, viscosidad del Gel base, viscosidad del Gel Crosslinker.

- **BORAGEL H2195:**

Agua(oxy) + 1% KCL + 20 lb/MGal WG-11 + 0.5 gal/Mgal BA-20 + 0.25 gal/Mgal MUSOL-A + 0.5 Gal/MGal. FRACFLO CS +1.4 gal/Mgal MO-67 + 0.5 gal/Mgal K-39 + 4 lbs/Mgl SP-BREAKER

ADITIVOS	TEMPERATURA(°F)	PH
H2O	104	7.86
KCl	104	-
WG-11	104	-
BA-20	104	6.2
MUSOL-A	104	-
MO-67	104	10.0
FRAC-FLO	104	-
SP-BREAKER	104	-
K-39	104	-
K-38	104	9.45

DIAL (RPM)	GEL BASE	GEL CROSSLINKE	15	30	60	90	240
600	19	240	145	-	--	-	3
300	17	170	110	-	-	-	2
200	9	130	86	-	-	-	1
100	5	70	45	-	-	-	1

Etapa: 1

- FORMULACION DEL PRE-PAD

AGUA (OXY) + 1% KCl + 1Gal/Mgal CLASTA II + 1.5 Gal/Mgal ENWAR-288 + 1Gal/Mgal FRACFLO

- **BORAGEL H2195**

Agua(oxy) + 1% KCL + 20 lb/MGal WG-11 + 0.5 gal/Mgal BA-20 + 0.25 gal/Mgal MUSOL-A + 0.5 Gal/MGal. FRACFLO CS +1.4 gal/Mgal MO-67 + K-38+ 4 lbs/Mgl SP-BREAKER

ADITIVOS	TEMPERATURA(°F)	PH
H2O	120	7.86
KCl	120	-
WG-11	120	-
BA-20	120	6.44
MUSOL-A	120	-
MO-67	120	10.1
FRAC-FLO	120	-
SP-BREAKER	120	-
K-38	120	9.2

DIAL (RPM)	GEL BASE	GEL CROSSLINKER	15	30	60	90	240
600	17	200	100	-	--	-	3
300	11	170	72	-	-	-	2
200	8	110	65	-	-	-	1
100	3	60	40	-	-	-	1

**K-39 se usó solamente en el desplazamiento
razon de 0.5gl/Mgl**

Etapa: 2

- FORMULACION DEL PRE-PAD: NO SE USO

- **BORAGEL H2195**

Agua(oxy) + 1% KCL + 20 lb/MGal WG-11 + 0.5 gal/Mgal BA-20 + 0.25 gal/Mgal MUSOL-A + 0.5 Gal/MGal. FRACFLO CS +1.4 gal/Mgal MO-67 + K-38+ 4 lbs/Mgl SP-BREAKER

ADITIVOS	TEMPERATURA(°F)	PH
H2O	120	7.86
KCI	120	-
WG-11	120	-
BA-20	120	6.3
MUSOL-A	120	-
MO-67	120	10.0
FRAC-FLO	120	-
SP-BREAKER	120	-
K-38	120	9.03

K-39 SE USO EN EL DESPLAZAMIENTO

DIAL (RPM)	GEL BASE	GEL CROSSLINKER	15	30	60	90	240
600	17	240	-	-	--	-	3
300	11	170	-	-	-	-	2
200	9	150	-	-	-	-	1
100	5	100	-	-	-	-	1

POZO: 7892

• **TERRAFRAC**

Gel Base:

Agua(OXY) + 1 %KCL + 20 lb/MGal. GW-32 + 5 Gal/MGal. BF-3 + 0.5 Gal/Mgal
NE-15 + 0.5 Gal/Mgal NE-8 + 0.5 Gal/Mgal J-40

Gel crosslinkiado

Gel Base + 7.5 Lbs/Mgal ACIDO BORICO + 4.5 Lbs/Mgal XLW-2 (BORAX) + NaOH (regulador del PH Según requerimiento) + 5.0 Lbs/MGalGBW-5

REOLOGIA DEL CROSSLINKER:

LECTURA DEL DIAL		T °F
600 RPM	150-200	80
300 RPM	90-150	90
200 RPM	70-80	100
100 RPM	40-50	110

REOLOGIA DEL GEL LINEAL:

TEMPERATURA °F	80	90	100	110	120	130
600 RPM	18.0	17.0	16.0	14.0	12.0	10.0
300 RPM	12.0	11.0	10.5	9.5	8.0	7.0
200 RPM	8.5	8.0	7.0	6.0	5.0	4.0
100 RPM	5.0	4.5	4.0	3.5	3.0	2.5

ENSAYOS DE EMULSIÓN.

TEMPERATURA: 105 °F.

Tiempo de ruptura (minutos)	15'	30'	60'	120'	180'	240'
600 RPM			40.0	7.0	5.0	4.0
300 RPM	70	60	25.0	3.05	2.5	2.0
200 RPM			18.0	1.5	1.0	1.0
100 RPM			10.0	1.0	0.5	0.5

POZO: 5668

• TERRAFRAC

Gel Base:

Agua(OXY) + 1 %KCL + 20 lb/MGal. GW-32 + 5 Gal/MGal. BF-3 + 0.5 Gal/Mgal F-75N + 0.5 Gal/Mgal NE-8 + 0.5 lb/Mgal U66

Gel crosslinkado

Gel Base + 7.5 Lbs/Mgal ACIDO BORICO + 7.5 Lbs/Mgal XLW-2 (BORAX) + NaOH (regulador del PH Según requerimiento) + 5.0 Lbs/MGal GBW-5

REOLOGIA DEL CROSSLINKER:

LECTURA DEL DIAL		
600 RPM	150-200	80°F
300 RPM	90-150	90°F
200 RPM	70-80	100°F
100 RPM	40-50	110°F

- REOLOGIA DEL GEL LINEAL:

TEMPERATURA °F	80	90	100	110	120	130
600 RPM	18.0	17.0	16.0	14.0	12.0	10.0
300 RPM	12.0	11.0	10.5	9.5	8.0	7.0
200 RPM	8.5	8.0	7.0	6.0	5.0	4.0
100 RPM	5.0	4.5	4.0	3.5	3.0	2.5
Vis. Apa. 100cp	15.1	13.9	12.0	10.3	8.7	7.0
200 cp	11.4	10.5	9.8	8.6	7.3	6.1

- ENSAYOS DE EMULSIÓN TEMP : 105 °F.

Tiempo de ruptura (minutos)	15'	30'	60'	120'	180'	240'
600 RPM			40.0	7.0	5.0	4.0
300 RPM			26.0	3.0	2.5	2.0
200 RPM			15.0	1.5	1.0	1.0
100 RPM			10.0	1.0	0.5	0.5
Vis. Apa. 100cp			27.0	2.4	1.3	1.4
200 cp			23.7	3.0	2.1	1.8

ANEXO N° 7

Detalles de los servicios de fracturamiento son los siguientes:

SISTEMA DE FLUIDO BOMBEO DE AGUA

COSTO POR SERVICIO

DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO (\$)	IMPORTE
SERVICIO DE HHP	838	HHP	4.55	3,812.90
SERVICIO MEZCLADOR	1	Unidad	1,244.00	1,244.00
MILLAJE CAMIONES 3uni. x 15 millas	45	Millas	3.58	161.10
Millaje PICK-UPS 2uni. x 15 millas	30	Millas	1.44	43.20
TOTAL DE FLUIDO BOMBEADO	29904	Gal.	0.13	3,887.52
TOTAL DE FLUIDO MEZCLADO (35044 - 1000)	34044	Gal.	0.12	4,085.28
COMPUPAC	1	Unidad	589.00	589.00
MAN & DESC.	900	Sx.	2.29	2,061.00
TON-MILLA 45.91 Ton. 15 millas	620	Ton-Milln	0.86	533.20
TANQUE DE FRAC (Capac. 500Bls.)	2	Unidad	466.00	777.64
SEGURO VT-12	1	Unidad	70.00	70.00
SEGURO MEZCLADOR	1	Unidad	17.00	17.00
CAMION DE QUIMICAS	2	Hrs.	66.00	132.00
SUB TOTAL BRUTO				17,413.84
DESCUENTO (11%)				1,915.52
SUB TOTAL NETO				15,498.32

COSTOS DE TRANSPORTE DE AGUA

DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO (\$)	IMPORTE
TRANSPORTE DE AGUA	834.4	Bl.	0.50	417.19
SUB TOTAL NETO				417.19

COSTOS DE MATERIALES

DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO (\$)	IMPORTE
ARENA	900	Sxs	24.50	22,050.00
SUB TOTAL NETO				22,050.00

COSTOS DE PRODUCTOS

DESCRIPCION			CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO (\$)	IMPORTE
GW-11 GELIFICANTE	20Lb/oo		680.88	Lb	8.20	5,583.22
KCl	2.0%	100 Lb/Sx.	5,671.73	Lb.	0.39	2,211.97
CLASTA - STS II (en PAD)	1 GI/MGI.		3.3	GI	44.40	146.52
ENWARD - 288 (en PAD)	1.5 GI/MGI.		5	GI	108.00	540.00
BA - 20 BUFFER	0.25.GI/MGI		8.51	GI	9.20	78.29
MO-67	0.60 GI/ MGI.		20.43	GI	4.00	81.72
K-38 CROSSLINKE, BORAlO	4.0 Lb/MGI		153.20	Lb	2.80	428.96
SP-BREAKER	4.0 Lb/MGI.		136.18	Lb	3.10	422.16
K-39	0.5 GI/MGI.		17.02	GI	33.60	571.87
FRACFLO - CS	0.5 GI/MGI.		16.00	GI	58.50	938.00
			SUB TOTAL NETO			11,006.00
COSTO/GAL US\$		0,323				

GRAN TOTAL US\$	48,971.51
------------------------	------------------

SISTEMA DE FLUIDO BASE PETROLEO

COSTOS POR SERVICIO

DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO (\$)	IMPORTE
SERVICIO DE HHP	1596	HHP	4.55	7,261.80
SERVICIO MEZCLADOR	1	Unidad	1,244.00	1,244.00
MILLAJE CAMIONES 4uni. x 15 millas	60	Millas	3.58	214.80
Millaje PICK-UPS 2uni. x 15 millas	30	Millas	1.44	43.20
TOTAL DE FLUIDO BOMBEADO	79464	Gal.	0.13	10,330.32
COMPUPAC	1	Unidad	589.00	589.00
MAN & DESC.	900	Sx.	2.29	2,061.00
TON-MILLA 40.91 Ton. 15 millas	614	Ton-Milla	0.86	527.73
TANQUE DE FRAC (Capac. 500Bls.)	4	Unidad	466.00	1,763.34
SEGURO VT-12	2	Unidad	70.00	140.00
SEGURO MEZCLADOR	1	Unidad	17.00	17.00
SUB TOTAL BRUTO				24,192.19
DESCUENTO (11%)				2,661.14
SUB TOTAL NETO				21,531.05

COSTOS DE MATERIALES

DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO (\$)	IMPORTE
ARENA	900	Sx.	24.50	22,050.00
SUB TOTAL NETO				22,050.00

GRAN TOTAL US\$	43,581.05
------------------------	------------------

EVALUACION ECONOMICA DE PROYECTOS DE PERFORACION

10. PLANEAMIENTO Y EVALUACION DE GESTION
AREA EXPLORACION PRODUCCION

FECHA: 19-Nov-96

DATOS DEL POZO					PARAMETROS		PETROLEO	GAS	INVERSIONES (MUS\$)			TANGIBLE	INTANGIBLE	TOTAL	RESULTADOS DEL PROYECTO			
PROPIEDAD	NOROESTE		PRE BASE (S/BU):(S/MPC)		14.53		PERF. Y COMPLET.			78.5		78.5		V.A.N. al 20% (MUS\$)		660		
ZO	6034		VAR.PREC (US\$/API)				POZO SECO							V.A.N. al 15% (MUS\$)		725		
TERMINO	ARENISCAS TALARA		G.O.VAR (S/BU):(S/MPC)		0.04		FACILID DE PRODUCCION							T.I.R. (%)		MAS DE 100%		
PROFUND. (PIES)			G.O.FLUO (MS/POZO-AÑO)				BOMBEO ARTIFICIAL							PERIODO DE RECUPERO (AÑOS)		0.50		
PRODUCCION (DIAS)			TASA IMPOSITIVA (%)		30		REACONDICIONAMIENTOS							INDICE DE VALOR ACTUAL		8.53		
PERDIDA (M³/D)			TASA DE DESCUENTO (%)		20		PRIMERO W.O.											
PERCENTAJE PERDIDA	40.00%		POZO SECO (%)				SEGUNDO W.O.											
PERDIDA CRUDA (FRAC.)	61 (M.Gls)		LUCRO CESANTE (%)		9		TERCER W.O.											
SERVA	PETROLEO (MBS)		GAS (MMPC)				POUC.UTIL.GAS (%)											
	PRIM	SECUND	PRIM	SECUND	ESCUDO TRIBUTARIO (AÑOS)		4		INVERSION NUEVA			78.5		78.5				
JETIVO			PRECIO VARIABLE		(1.51, 0.10)		EJECUTADO							SENSIBILIDAD				
API			PRODUCCION		DECLINACION		INVERSION TOTAL			78.5		78.5						
NIMAS			DESFASE PRIMARIO		MESES		AÑO INSTALACION BOMBA							RESERVAS MIN. PETROLEO (MBS)		9		
OBABL	116		DESFASE SECUNDARIO		MESES		AÑO PRIMER W.O.							RESERVAS MIN. GAS (MMPC)				
UMAS			RELACION GAS/PETROLEO		(1.51, 0.10)		AÑO SEGUNDO W.O.							INV. MAX. PERF. Y COMPLET. (MUS\$)		982		
OBABL (%)							MUS\$							PRECIO MIN. PETROLEO (US\$/BL)		1.2		
NIMAS							MBS							PRECIO MIN. GAS (US\$/MPC)				
OBABL	100		100		100		MMPC							GTO. OPER. FLUO MAX. (MUS\$/POZO)				
UMAS							RPD							GTO. OPER. VAR. PROD. PET. MAX. (US\$/BL)				
					* API BASE		75							GTO. OPER. VAR. PROD. GAS MAX. (US\$/MPC)				
														TASA IMPOSITIVA MAXIMA (%)				

PRODUCCION																			
No. OZOS	AÑO	PETROLEO (MBS)		GAS (MMPC)		VALOR DE LA PRODUCCION	GASTOS DE OPERACION	PROVISIONES DE ABANDONO DE POZOS	DEPRECIACION		INGRESOS ANTES DE IMPUESTOS	INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	INVERSION NUEVA	DESEMBOLSOS		FLUJO DE EFECTIVO	FLUJO DE EFECTIVO ACTUALIZ.	FLUJO DE EFECTIVO ACUMULAD
		O PRIM	O SEC	O PRIM	O SEC				INTANGIBLE	TANGIBLE					GASTOS PROVISION	FLUJO DE EFECTIVO			
1	1	34.64				503.3	2.5			78.5	422.3	126.7	295.6	78.5	295.6	295.6	295.6	295.6	
1	2	18.60				241.2	0.7				240.5	72.2	168.4		168.4	140.3	464.0	464.0	
1	3	10.80				156.9	0.4				156.5	48.9	108.5		108.5	76.1	573.5	573.5	
1	4	7.99				116.1	0.3				115.8	34.7	81.0		81.0	46.9	654.6	654.6	
1	5	6.31				91.7	0.3				91.4	27.4	64.0		64.0	30.9	719.5	719.5	
1	6	5.22				75.8	0.2				75.6	22.7	52.9		52.9	21.3	771.5	771.5	
1	7	4.42				64.2	0.2				64.0	19.2	44.8		44.8	15.0	816.4	816.4	
1	8	3.87				56.2	0.2				56.1	16.8	39.3		39.3	11.0	855.6	855.6	
1	9	3.39				49.3	0.1				49.1	14.7	34.4		34.4	8.0	890.0	890.0	
1	10	3.03				44.0	0.1				43.9	13.2	30.7		30.7	6.0	920.7	920.7	
1	11	2.74				39.8	0.1				39.7	11.9	27.8		27.8	4.5	948.5	948.5	
1	12	2.52				36.6	0.1				36.5	11.0	25.6		25.6	3.4	974.1	974.1	
1	13	2.30				33.4	0.1				33.3	10.0	23.3		23.3	2.6	997.4	997.4	
1	14	2.15				31.2	0.1				31.2	9.3	21.8		21.8	2.0	1,019.2	1,019.2	
1	15	2.00				29.1	0.1				29.0	8.7	20.3		20.3	1.6	1,039.5	1,039.5	
1	16	1.86				27.0	0.1				27.0	8.1	18.9		18.9	1.2	1,058.4	1,058.4	
1	17	1.75				25.4	0.1				25.4	7.6	17.6		17.6	1.0	1,076.1	1,076.1	
1	18	1.64				23.8	0.1				23.8	7.1	16.6		16.6	0.7	1,092.8	1,092.8	
1	19	1.57				22.8	0.1				22.7	6.8	15.9		15.9	0.6	1,108.7	1,108.7	
1	20	1.46				21.2	0.1				21.2	6.3	14.8		14.8	0.5	1,123.5	1,123.5	
1	TOTAL	116.3				1,689.3	5.8				1,605.0	481.5	1,123.5	78.5	1,123.5	669.1	1,123.5	1,123.5	

DATOS DEL POZO					PARAMETROS	PETROLEO	GAS	INVERSIONES (MUSS)	TANGIBLE	INTANGIBLE	TOTAL	RESULTADOS DEL PROYECTO						
PROPIEDAD	NOROESTE				PRE.BASE (\$/BL);(\$/MPC)	14.53		PERF. Y COMPLET.		78.2	78.2	V.A.N. al 20% (MUSS)			399			
POZO	6034				VAR.PRECI (USS/API)			POZO SECO				V.A.N. al 15% (MUSS)			450			
SERVICIO	ARENISCAS TALARA				G.O.VAR (\$/BL);(\$/MPC)	0.04		FACILID. DE PRODUCCION				T.I.R. (%)	MAS DE 100%					
PFUND. (PIES)					G.O.FIJO (MS/POZO-AÑO)			BOMBEO ARTIFICIAL				PERIODO DE RECUPERO (AÑOS)			0.50			
PRODUCCION (DIAS)					TASA IMPOSITIVA (%)	30		REACONDICIONAMIENTOS				INDICE DE VALOR ACTUAL			5.10			
PERDIDA (BPD)					TASA DE DESCUENTO (%)	20		PRIMER W.O.										
Volumen perdido					POZO SECO (%)			SEGUNDO W.O.										
LCRUDO.FRAC.	(M.Gls)				LUGRO CESANTE (%)	9		TERCER W.O.										
SERVA	PETROLEO (MBls)		GAS (MMPC)		PORC.UTILGAS (%)													
	PRIM	SECUND	PRIM	SECUND	ESCUDO TRIBUTARIO (AÑOS)	4		INVERSION NUEVA		78.2	78.2							
°API					PRECIO VARIABLE		(1:SI; 0:NO)	EJECUTADO				SENSIBILIDAD						
NIMAS					PRODUCCION		DECLINACION	INVERSION TOTAL		78.2	78.2	RESERVAS MIN. PETROLEO (MBLS)	11	13%				
OBABL	88				DEFASE PRIMARIO		MESES	AÑO INSTALACION BOMBA				RESERVAS MIN. GAS (MMPC)						
°XIMAS					DEFASE SECUNDARIO		MESES	AÑO PRIMER W.O.				INV.MAX.PERF.Y COMPLT. (MUSS)	605	77%				
OBAB. (%)					RELACION GAS/PETROLEO		(1:SI; 0:NO)	AÑO SEGUNDO W.O.				PRECIO MIN. PETROLEO (USS/BL)	1.9	13%				
NIMAS							MUSS	AÑO TERCER W.O.				PRECIO MIN. GAS (USS/MPC)						
OBABL	100	100	100	100			MBls					GTO.OPER.FIJO MAX. (MUSS/POZO)						
°XIMAS							MMPC					GTO.OPER.VAR.PROD.PET.MAX. (USS/BL)						
					°API BASE	25	BPD					GTO.OPER.VAR.PROD.GAS MAX. (USS/MPC)						
												TASA IMPOSITIVA MAXIMA (%)						
PRODUCCION																		
No. OZOS	AÑO	PETROLEO (MBls)		GAS (MMPC)		VALOR DE LA PRODUCCION	GASTOS DE OPERACION	PROVISIONES DE ABANDONO DE POZOS	DEPRECIACION		INGRESOS ANTES DE IMPUESTOS	INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	DESEMBOLSOS			FLUJO DE EFECTIVO ACTUALIZ.	FLUJO DE EFECTIVO ACUMULAD.
		O.PRIM	O.SEC	O.PRIM	O.SEC				INTANGIBLE	TANGIBLE				INVERSION NUEVA	GASTOS PROVISION	FLUJO DE EFECTIVO		
1	1	17.16				249.3	0.7		78.2		170.4	51.1	119.3	78.2		119.3	119.3	119.3
1	2	10.35				150.4	0.4				149.9	45.0	105.0		105.0	87.5	224.2	
1	3	7.65				111.1	0.3				110.8	33.2	77.6		77.6	53.9	301.8	
1	4	6.17				89.6	0.2				89.4	26.8	62.6		62.6	36.2	364.4	
1	5	5.21				75.7	0.2				75.5	22.6	52.8		52.8	25.5	417.2	
1	6	4.54				66.0	0.2				65.8	19.7	46.0		46.0	18.5	463.2	
1	7	4.05				58.8	0.2				58.7	17.6	41.1		41.1	13.8	504.3	
1	8	3.66				53.2	0.1				53.0	15.9	37.1		37.1	10.4	541.4	
1	9	3.34				48.5	0.1				48.4	14.5	33.9		33.9	7.9	575.3	
1	10	3.09				44.9	0.1				44.8	13.4	31.3		31.3	6.1	606.6	
1	11	2.89				42.0	0.1				41.9	12.6	29.3		29.3	4.7	635.9	
1	12	2.69				39.1	0.1				39.0	11.7	27.3		27.3	3.7	663.2	
1	13	2.52				36.6	0.1				36.5	11.0	25.6		25.6	2.9	688.8	
1	14	2.38				34.6	0.1				34.5	10.3	24.1		24.1	2.3	712.9	
1	15	2.26				32.8	0.1				32.7	9.8	22.9		22.9	1.8	735.8	
1	16	2.15				31.2	0.1				31.1	9.3	21.8		21.8	1.4	757.6	
1	17	2.05				29.8	0.1				29.7	8.9	20.8		20.8	1.1	778.4	
1	18	1.97				28.6	0.1				28.5	8.6	20.0		20.0	0.9	798.4	
1	19	1.89				27.5	0.1				27.4	8.2	19.2		19.2	0.7	817.6	
1	20	1.82				26.4	0.1				26.4	7.9	18.5		18.5	0.6	836.0	
1	TOTAL	87.8				1,276.0	3.5		78.2		1,194.3	358.3	836.0	78.2	836.0	398.9	836.0	

EVALUACION ECONOMICA DE PROYECTOS DE PERFORACION

IQ. PLANEAMIENTO Y EVALUACION DE GESTION
AREA EXPLORACION PRODUCCION

FECHA: 19-Nov-98

DATOS DEL POZO				PARAMETROS		PETROLEO	GAS	INVERSIONES (MUS\$)			TANGIBLE	INTANGIBLE	TOTAL	RESULTADOS DEL PROYECTO				
PROPIEDAD	NOROESTE			PRE BASE (\$/BL); (\$/MPC)		14.53		PERF. Y COMPLET.				67.2	67.2	V.A.N. al 20% (MUS\$)	98			
ZO	7892			VAR. PRECI (US\$/API)				POZO SECO						V.A.N. al 15% (MUS\$)	106			
SERVICIO	ARENISCAS TALARA			G.O. VAR (\$/BL); (\$/MPC)		0.04		FACILID. DE PRODUCCION						T.I.R. (%)	MAS DE 100%			
OFUNDO (PIES)				G.O. FLUJO (MUS/POZO-AÑO)				BOMBEO ARTIFICIAL						PERIODO DE RECUPERO (AÑOS)	0.50			
RAZON (DIAS)				TASA IMPOSITIVA (%)		30		REACONDICIONAMIENTOS						INDICE DE VALOR ACTUAL	1.45			
FL (BPD)				TASA DE DESCUENTO (%)		20		PRIMER W.O.										
Suma perdida	40.00%			POZO SECO (%)				SEGUNDO W.O.										
L. CRUDO, FRAC.	79 (M.Gha)			LUCRO CESANTE (%)		9		TERCER W.O.										
SERVA	PETROLEO (MBbl)		GAS (MMPC)		PORC. UTIL GAS (%)			INVERSION NUEVA				67.2	67.2	SENSIBILIDAD				
	PRIM	SECUND	PRIM	SECUND	ESCUDO TRIBUTARIO (AÑOS)		4	EJECUTADO						RESERVAS MIN. PETROLEO (MBLS)	7	35%		
JCTIVO					PRECIO VARIABLE			(1.51; 0.10)	INVERSION TOTAL			67.2	67.2	RESERVAS MIN. GAS (MMPC)				
API					PRODUCCION		DECLINACION							INV. MAX. PERF. Y COMPLT. (MUS\$)	196	29%		
NIMAS					DEFASE PRIMARIO		MESES		AÑO INSTALACION BOMBA					PRECIO MIN. PETROLEO (US\$/BL)	5.0	34%		
OSABL	19				DEFASE SECUNDARIO		MESES		AÑO SEGUNDO W.O.					PRECIO MIN. GAS (US\$/MPC)				
XTIMAS					RELACION GAS/PETROLEO		(1.51; 0.10)		AÑO TERCER W.O.					GTO. OPER. FLUJO MAX (MUS\$/POZO)				
OSABL (%)								MUS\$						GTO. OPER. VAR. PROD. PET. MAX (US\$/BL)				
NIMAS								MBbls						GTO. OPER. VAR. PROD. GAS MAX (US\$/MPC)				
OSABL	100		100		100		100	MMPC						TASA IMPOSITIVA MAXIMA (%)				
XTIMAS								MPD										
					API BASE		25											
PRODUCCION																		
No. POZOS	AÑO	PETROLEO (MBbl)		GAS (MMPC)		VALOR DE LA PRODUCCION	GASTOS DE OPERACION	PROVISIONES DE ABANDONO DE POZOS	DEPRECIACION		INGRESOS ANTES DE IMPUESTOS		INGRESOS DESPUÉS DE IMPUESTOS	DESEMBOLSOS INVERSION NUEVA	GASTOS PROVISION	FLUJO DE EFECTIVO	FLUJO DE EFECTIVO ACUMULADO	
		O. PRIM	O. SEC	O. PRIM	O. SEC				INTANGIBLE	TANGIBLE	IMPUESTOS	IMPUESTOS						
1	1	7.00				101.7	1.8		67.2		32.8	9.8	22.9	67.2		22.9	22.9	
1	2	3.58				52.0	0.1				51.9	15.6	36.3			36.3	59.2	
1	3	2.44				35.5	0.1				35.4	10.6	24.7			24.7	84.0	
1	4	1.86				27.0	0.1				27.0	8.1	18.9			18.9	102.9	
1	5	1.50				21.8	0.1				21.7	6.5	15.2			15.2	118.1	
1	6	1.29				18.8	0.1				18.5	5.6	13.0			13.0	131.1	
1	7	1.10				16.0	0.0				15.9	4.8	11.2			11.2	142.2	
	8																142.2	
	9																142.2	
	10																142.2	
	11																142.2	
	12																142.2	
	13																142.2	
	14																142.2	
	15																142.2	
	16																142.2	
	17																142.2	
	18																142.2	
	19																142.2	
	20																142.2	
1	TOTAL	18.8				212.8	2.2		67.2		200.2	60.9	142.2	67.2		142.2	97.6	142.2

DATOS DEL POZO					PARAMETROS		PETROLEO	GAS	INVERSIONES (MUSS)		TANGIBLE	INTANGIBLE	TOTAL	RESULTADOS DEL PROYECTO					
PROPIEDAD	NOROESTE				PRE.BASE (\$/BL);(\$/MPC)	14.53			PERF. Y COMPLET.			63.8	63.8	V.A.N. al 20% (MUS\$)			22		
POZO	7892				VAR.PRECI (US\$/API)				POZO SECO					V.A.N. al 15% (MUS\$)			25		
SERVICIO	ARENISCAS TALARA				G.O.VAR (\$/BL);(\$/MPC)	0.04			FACILID. DE PRODUCCION					T.I.R. (%)			MAS DE 100%		
PROFUND. (PIES)					G.O.FIJO (M\$/POZO-AÑO)				BOMBEO ARTIFICIAL					PERIODO DE RECUPERO (AÑOS)			1.23		
PRODUCCION (DIAS)					TASA IMPOSITIVA (%)	30			REACONDICIONAMIENTOS					INDICE DE VALOR ACTUAL			0.35		
PERDIDA (BPD)					TASA DE DESCUENTO (%)	20			PRIMER W.O.										
VOLUMEN PERDIDO					POZO SECO (%)				SEGUNDO W.O.										
L.CRUDO.FRAC.					LUCRO CESANTE (%)	9			TERCER W.O.										
SERVICIO					PORC.UTIL.GAS (%)														
					ESCUDO TRIBUTARIO (AÑOS)	4			INVERSION NUEVA			63.8	63.8						
OBJETIVO					PRECIO VARIABLE			(1:SI : 0:NO)	EJECUTADO					SENSIBILIDAD					
°API					PRODUCCION			DECLINACION	INVERSION TOTAL			63.8	63.8	RESERVAS MIN. PETROLEO (MBLS)			5	69%	
NIMAS					DEFASE PRIMARIO			MESES	AÑO INSTALACION BOMBA					RESERVAS MIN. GAS (MMPC)					
OBABL	8				DEFASE SECUNDARIO			MESES	AÑO PRIMER W.O.					INV.MAX.PERF.Y COMPLT. (MUS\$)			93	145%	
EXIMAS					RELACION GAS/PETROLEO			(1:SI : 0:NO)	AÑO SEGUNDO W.O.					PRECIO MIN. PETROLEO (US\$/BL)			10.1	69%	
PROBAB. (%)								MUS\$	AÑO TERCER W.O.					PRECIO MIN. GAS (US\$/MPC)					
NIMAS								MBls						GTO.OPER.FIJO MAX. (MUS\$/POZO)					
OBABL	100		100					MMPC						GTO.OPER.VAR.PROD.PET.MAX. (US\$/BL)					
EXIMAS								BPD						GTO.OPER.VAR.PROD.GAS MAX. (US\$/MPC)					
					° API BASE	25								TASA IMPOSITIVA MAXIMA (%)					
PRODUCCION																			
No.	PETROLEO (MBls)				GAS (MMPC)		VALOR DE LA PRODUCCION	GASTOS DE OPERACION	PROVISIONES DE ABANDONO DE POZOS	DEPRECIACION		INGRESOS ANTES DE IMPUESTOS	INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	DESEMBOLSOS	FLUJO DE EFECTIVO	FLUJO DE EFECTIVO ACTUALIZ.	FLUJO DE EFECTIVO ACUMULAD.	
POZOS	AÑO	O.PRIM	O.SEC	O.PRIM	O.SEC				INTANGIBLE	TANGIBLE	IMPUESTOS	IMPUESTOS	IMPUESTOS	INVERSION NUEVA	GASTOS PROVISION	FLUJO DE EFECTIVO			
1	1	3.40				49.4	0.1		63.8		(14.5)		(14.5)	63.8		(14.5)	(14.5)	(14.5)	
1	2	1.93				28.0	0.1				28.0		23.9			23.9	19.9	9.4	
1	3	1.43				20.8	0.1				20.7		14.5			14.5	10.1	23.9	
1	4	1.15				16.7	0.0				16.7		11.7			11.7	6.8	35.6	
	5																	35.6	
	6																	35.6	
	7																	35.6	
	8																	35.6	
	9																	35.6	
	10																	35.6	
	11																	35.6	
	12																	35.6	
	13																	35.6	
	14																	35.6	
	15																	35.6	
	16																	35.6	
	17																	35.6	
	18																	35.6	
	19																	35.6	
	20																	35.6	
1	TOTAL	7.9				114.9	0.3		63.8		50.8		15.2	35.6	63.8		35.6	22.2	35.6

EVALUACION ECONOMICA DE PROYECTOS DE PERFORACION

10. PLANEAMIENTO Y EVALUACION DE GESTION
AREA EXPLORACION PRODUCCION

FECHA: 15-Ene-97

DATOS DEL POZO					PARAMETROS		PETROLEO	GAS	INVERSIONES (MUS\$)			TANGIBLE	INTANGIBLE	TOTAL	RESULTADOS DEL PROYECTO		
PROPIEDAD	NORCESTE				PRE.BASE (S/BU):(S/MPC)	14.53			PERF. Y COMPLET.				70.4	70.4	V.A.N. al 25% (MUS\$)	104	
POZO	1907				VAR.PRECI (US\$/API)				POZO SECO						V.A.N. al 15% (MUS\$)	111	
SERVICIO	ARENISCAS TALARA				G.O.VAR (S/BU):(S/MPC)	0.04			FACILID. DE PRODUCCION						T.I.R. (%)	MAS DE 100%	
PROFUND. (PIES)					G.O.FLUO (MS/POZO-AÑO)				BOMBEO ARTIFICIAL						PERIODO DE RECUPERO (AÑOS)	0.50	
PROFUND. (M)					TASA IMPOSITIVA (%)	30			REACONDICIONAMIENTOS						INDICE DE VALOR ACTUAL	1.48	
PROFUND. (M)					TASA DE DESCUENTO (%)	20			PRIMER W.O.								
PROFUND. (M)					POZO SECO (%)				SEGUNDO W.O.								
PROFUND. (M)					LUCRO CESANTE (%)	9			TERCER W.O.								
PROFUND. (M)					PORC.UTIL.GAS (%)												
PROFUND. (M)					ESCUDO TRIBUTARIO (AÑOS)	4			INVERSION NUEVA				70.4	70.4			
PROFUND. (M)					PRECIO VARIABLE			(1:SI; 0:NO)	EJECUTADO						SENSIBILIDAD		
PROFUND. (M)					PRODUCCION			DECLINACION	INVERSION TOTAL				70.4	70.4	RESERVAS MIN. PETROLEO (MBSL)	5	34%
PROFUND. (M)					DEFASE PRIMARIO			MESES	AÑO INSTALACION BOMBA						RESERVAS MIN. GAS (MMPC)		
PROFUND. (M)					DEFASE SECUNDARIO			MESES	AÑO PRIMER W.O.						INV. MAX. PERF. Y COMPLT. (MUS\$)	210	298%
PROFUND. (M)					RELACION GAS/PETROLEO			(1:SI; 0:NO)	AÑO SEGUNDO W.O.						PRECIO MIN. PETROLEO (US\$/BL)	4.9	34%
PROFUND. (M)								MUS\$	AÑO TERCER W.O.						PRECIO MIN. GAS (US\$/MPC)		
PROFUND. (M)								MBSL							GTO OPER.FLUJO MAX. (MUS\$/POZO)		
PROFUND. (M)								MMPC							GTO OPER.VAR.PROD.PET.MAX. (US\$/BL)		
PROFUND. (M)								BPD							GTO OPER.VAR.PROD.GAS MAX. (US\$/MPC)		
PROFUND. (M)					API BASE	25									TASA IMPOSITIVA MAXIMA (%)		

PRODUCCION																	
No. POZOS	AÑO	PETROLEO (MBSL)		GAS (MMPC)		VALOR DE LA PRODUCCION	GASTOS DE OPERACION	PROVISIONES DE ABANDONO DE POZOS	DEPRECIACION		INGRESOS ANTES DE IMPUESTOS	INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	DESEMBOLSOS		FLUJO DE EFECTIVO ACTUALIZ	FLUJO DE EFECTIVO ACUMULADO
		C.PRIM	C.SEC	G.PRIM	G.SEC				INTANGIBLE	TANGIBLE				INVERSION NUEVA	GASTOS PROVISION		
1	1	7.95				115.5	1.3			70.4	43.8	13.1	30.7	70.4		30.7	30.7
1	2	3.83				55.6	0.2				55.5	16.6	38.8			38.8	69.5
1	3	2.52				36.6	0.1				36.5	11.0	25.6			25.6	95.1
1	4	1.90				27.5	0.1				27.5	8.3	19.3			19.3	114.3
1	5	1.50				21.8	0.1				21.7	6.5	15.2			15.2	129.6
1	6	1.24				18.0	0.0				18.0	5.4	12.6			12.6	142.1
	7																142.1
	8																142.1
	9																142.1
	10																142.1
	11																142.1
	12																142.1
	13																142.1
	14																142.1
	15																142.1
	16																142.1
	17																142.1
	18																142.1
	19																142.1
	20																142.1
TOTAL		18.9				275.2	1.7			70.4	203.0	60.9	142.1	70.4		142.1	104.3

DATOS DEL POZO					PARAMETROS	PETROLEO	GAS	INVERSIONES (MUSS)	TANGIBLE	INTANGIBLE	TOTAL	RESULTADOS DEL PROYECTO	
PROPIEDAD	NOROESTE				PRE.BASE (\$/BL);(\$/MPC)	14.53		PERF. Y COMPLET.		66.8	66.8	V.A.N. al 20% (MUS\$)	71
ZO	1907				VAR.PRECI (US\$/API)			POZO SECO				V.A.N. al 15% (MUS\$)	85
SERVORIO	ARENISCAS TALARA				G.O.VAR (\$/BL);(\$/MPC)	0.04		FACILID. DE PRODUCCION				T.I.R. (%)	MAS DE 100%
PFUND. (PIES)					G.O.FIJO (M\$/POZO-AÑO)			BOMBEO ARTIFICIAL				PERIODO DE RECUPERO (AÑOS)	0.94
PRODUCCION (DIAS)					TASA IMPOSITIVA (%)	30		REACONDICIONAMIENTOS				INDICE DE VALOR ACTUAL	1.06
PROD. (BPD)					TASA DE DESCUENTO (%)	20		PRIMER W.O.					
Volumen perdido					POZO SECO (%)			SEGUNDO W.O.					
FLUJO DE CRUDO.FRAC.	(M.Gls)				LUCRO CESANTE (%)	9		TERCER W.O.					
SERVA	PETROLEO (MBIs)		GAS (MMPC)		PORC.UTIL.GAS (%)								
	PRIM	SECUND	PRIM	SECUND	ESCUDO TRIBUTARIO (AÑOS)	4		INVERSION NUEVA		66.8	66.8		
OBJETIVO					PRECIO VARIABLE		(1:SI; 0:NO)	EJECUTADO				SENSIBILIDAD	
PROD. API					PRODUCCION	DECLINACION		INVERSION TOTAL		66.8	66.8	RESERVAS MIN. PETROLEO (MBLS)	9 43%
NIMAS					DESFASE PRIMARIO	MESES		AÑO INSTALACION BOMBA				RESERVAS MIN. GAS (MMPC)	
OBABL	21				DESFASE SECUNDARIO	MESES		AÑO PRIMER W.O.				INV. MAX. PERF. Y COMPLT. (MUSS)	156 234%
PROXIMAS					RELACION GAS/PETROLEO		(1:SI; 0:NO)	AÑO SEGUNDO W.O.				PRECIO MIN. PETROLEO (US\$/BL)	6.2 43%
PROBAB. (%)							MUSS	AÑO TERCER W.O.				PRECIO MIN. GAS (US\$/MPC)	
NIMAS							MBIs					GTO. OPER. FIJO MAX. (MUSS/POZO)	
OBABL	100	100	100	100			MMPC					GTO. OPER. VAR. PROD. PET. MAX. (US\$/BL)	
PROXIMAS							BPD					GTO. OPER. VAR. PROD. GAS MAX. (US\$/MPC)	
					PROD. API BASE	25						TASA IMPOSITIVA MAXIMA (%)	

PRODUCCION															
No. POZOS	PETROLEO (MBIs)		GAS (MMPC)		VALOR DE LA PRODUCCION	GASTOS DE OPERACION	PROVISIONES DE ABANDONO DE POZOS	DEPRECIACION		INGRESOS ANTES DE IMPUESTOS	INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	DESEMBOLSOS		FLUJO DE EFECTIVO ACTUALIZ.	FLUJO DE EFECTIVO ACUMULAD
	AÑO	O.PRIM	O.SEC	O.PRIM				O.SEC	INTANGIBLE			TANGIBLE	INVERSION NUEVA		
1	1	3.87			56.2	0.2		66.8	(10.7)		(10.7)	66.8	(10.7)	(10.7)	(10.7)
1	2	2.59			37.6	0.1			37.5		8.0	29.5	29.5	24.6	18.7
1	3	2.12			30.8	0.1			30.7		9.2	21.5	21.5	14.9	40.3
1	4	1.82			26.4	0.1			26.4		7.9	18.5	18.5	10.7	58.7
1	5	1.64			23.8	0.1			23.8		7.1	16.6	16.6	8.0	75.3
1	6	1.53			22.2	0.1			22.2		6.7	15.5	15.5	6.2	90.9
1	7	1.42			20.6	0.1			20.6		6.2	14.4	14.4	4.8	105.3
1	8	1.31			19.0	0.1			19.0		5.7	13.3	13.3	3.7	118.6
1	9	1.24			18.0	0.0			18.0		5.4	12.6	12.6	2.9	131.1
1	10	1.20			17.4	0.0			17.4		5.2	12.2	12.2	2.4	143.3
1	11	1.13			16.4	0.0			16.4		4.9	11.5	11.5	1.9	154.8
1	12	1.09			15.8	0.0			15.8		4.7	11.1	11.1	1.5	165.8
	13														165.8
	14														165.8
	15														165.8
	16														165.8
	17														165.8
	18														165.8
	19														165.8
	20														165.8
1	TOTAL	21.0			304.5	0.8		66.8	236.9	71.1	165.8	66.8	165.8	70.9	165.8

9. TABLAS

TABLA N° 1

TIPO Y TAMAÑO DEL AGENTE ENPAQUETANTE

MALLA	RANGO, pulg.
Arena	
70/140	0.0083 x 0.0041
40/70	0.0165 x 0.0083
30/50	0.0234 x 0.0117
20/40	0.0331 x 0.0165
16/30	0.0469 x 0.0234
12/20	0.0661 x 0.0331
8/16	0.0937 x 0.0469
6/12	0.132 x 0.0661
Bauxita Sintetizada	
40/	0.0165 x 0.0078
20/40	0.0331 x 0.0165
12/20	0.0661 x 0.0331

TABLA N ° 2

TERMINOLOGIA E INTERVALO EN ESCALAS GRADUADAS

Malla de Zaranda estandar de EEUU	Milimetro	Clasificación de Wenworth
GRAVA		
Usa malla de alambre (orificios cuadrados).	4096	
	1024	Canto rodado
	256	256
	64	64
	16	Canto rodado mediano
5	4	4
6	3.36	
7	2.83	
8	2.38	Granulo
10	2.00	2
ARENA		
12	1.68	
14	1.41	
16	1.19	Arena muy gruesa
18	1.0	1
20	0.84	
25	0.71	Arena Gruesa
30	0.59	
35	0.50	½
40	0.42	
45	0.35	Arena mediana
50	0.30	
60	0.25	¼
70	0.210	
80	0.177	
100	0.149	
120	0.125	1/8
140	0.105	
170	0.088	
200	0.074	Arena muy fina
230	0.0625	1/16
SEDIMENTOS(SILT)		
270	0.053	
325	0.044	
	0.037	
	0.031	1/32
Uso de pipeta o hidrometro	0.0156	1/64
	0.0078	1/128
	0.0039	1/256
LODO		
Uso de pipeta o hidrometro	0.0020	
	0.00098	
	0.00049	
	0.00024	
	0.00012	
	0.00006	
		Arcilla

TABLA N° 3

CAPACIDAD DE INTERCAMBIO DE CATIONES

ARCILLA	RANGO
MONTMORILLONITA	80-150
ILLITA	10-40
CLORITA	10-40
KAOLINITA	3-15

TABLA N° 4

NUMERO DE HIDRATACION DE LOS CATIONES

ARCILLA	DIAMETRO IONICO	NUMERO DE HIDRATACION
LITIO	1,2 A°	7 a 15
SODIO	1,9 A°	5 a 11
POTASIO	2,66 A°	1 a 4
AMONIO	2,42 A°	2 a 4
CALCIO	1,98 A°	10 a 22
MAGNESIO	1,3 A°	12 a 33

TABLA N° 5

SALINIDAD MINIMAS DE SALMUERAS REQUERIDAS PARA PREVENIR EL BLOQUEO DE ARCILLAS EN FORMACIONES SENSITIVAS AL AGUA

TIPO DE ZARCILLAS EN LA FORMACION	SALMUERA DE CLORURO DE SODIO (ppmClNa)	SALMUERA DE CLORURO DE CALCIO (ppm Cl ₂)	SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO (ppm Cl ₂)
Montmorillonita	30,000	10,000	10,000
Illita, Caolinita, Clorita	10,000	1,000	1,000

TABLA N° 6

SALINIDAD MINIMAS DE SALMUERAS REQUERIDAS PARA PREVENIR EL BLOQUEO DE ARCILLAS EN FORMACIONES SENSITIVAS AL AGUA

Sistema de fluido	Polimero	Concentración de Polimero Lbs/100Gal	FLUIDO BASE INDICADO			PROCEDIMIENTO DE MEZCLA		SISTEMA DE RUPTURA		Rango de Temperatura °F
			Agua Fresca	Salmuera	Agua Producida	Por etapas	Continuas	Enzimas	Quimica	
Gel Lineal: (Waterfrac) WF100 WF200	Guar	10-200	x	x	x	x	x	x	x	100-225 60-200
	HPGuar	20-80	x	x	x	x	x	x	x	
Gel crosslinkeante: (Widefrac) YF100 YF200 YF300-LPH YF400-LPH YF500 YF600	Guar	20-40	X	X		X	X		X	70-175
	HPGuar	20-40	X	X		X	X		X	70-200
	Guar	30-60	X			X	X	X	X	70-225
	HPGuar	30-60	X			X	X	X	X	70-300
	Guar	30-60	X			X	X		X	175-300
	HPGuar	30-60	X			X	X		X	200-375

TABLA N° 7

REOLOGIADE LOS TIPICOS FLUIDOS ACUOSOS LINEALES

Concentración de polímeros lb/1000gal	Temperatura °F	Parámetro de fluido para la ley de potencia		Viscosidad aparente Cp.		Tiempo de ruptura hr.
		n'	K'	160sec-1	479sec-1	
20	80	0.70	1.4 X 10-3	13	10	15
20	100	0.93	6.5 X 10-4	10	8	10
20	125	0.95	1.9 X 10-4	6	6	3
20	150	1.00	7.5 X 10-5	4	4	1
30	100	0.60	4.7 X 10-3	30	20	24
30	125	0.63	3.5 X 10-4	26	17	8
30	150	0.67	2.3 X 10-4	20	14	4
30	175	0.75	1.2 X 10-5	15	12	2
40	125	0.51	9.4 X 10-3	37	21	30
40	150	0.56	5.7 X 10-3	29	18	19
40	175	0.62	3.1 X 10-3	22	1	8
40	200	0.7	1.3 X 10-3	16	12	2
60	125	0.40	4.9 X 10-2	109	56	50
60	150	0.42	3.5 X 10-2	88	7	20
60	175	0.48	2.3 X 10-2	76	43	10
60	200	0.52	8.4 X 10-2	48	30	3

TABLA N° 8

REOLOGIADE LOS TIPICOS FLUIDOS GEL CROSSLINKE

Concentración de polímeros lb/1000gal	Temperatura °F	Parámetro de fluido para la ley de potencia		Viscosidad aparente Cp.		Tiempo de ruptura hr.
		n'	K'	160sec-1	479sec-1	
15	80	0.945	0.0024	85		80
15	100	0.915	0.0018	85		51
15	125	0.60	0.0085	65		44
15	150	0.282	0.0730	91		41
20	100	0.757	0.0127	177		136
20	125	0.948	0.0022	82		77
20	150	0.640	0.0139	107		72
20	175	0.253	0.1420	154		68
40	100	0.48	0.185	633		358
40	125	0.62	0.054	374		246
40	150	0.37	0.241	471		236
40	175	0.25	0.401	426		188
40	200	0.39	0.027	58		30

TABLA N° 9

RANGO DE PERMEABILIDAD, ALTURA DE FRACTURA Y TEMPERATURA

PERMEABILIDAD md.	
BAJA	$K < 0.1$
MEDIANA	$0.1 < K < 2.0$
ALTA	$2.0 < K$

ALTURA DE FRACTURA Ft.	
PEQUEÑA	$H < 40$
MEDIANA	$40 < H < 100$
GRANDE	$100 < H$

TEMPERATURA °F	
BAJA	70 a 150
MODERADA	150 a 250
ALTA	250 a 375

TABLA N° 10

ARCILLOSIDAD DEL YACIMIENTO REVENTONES

FORMACION : BASAL SALINA

POZO	PROFUNDIDAD	T.M.	MINEROLOGIA (%)				MATRIZ %	HCI	F+HCI	FC
			CAOLONITA	MONTMORILLONITA	ILLITA	CLORITA				
6526	7790	C	X	X	-	-	25-30	13.2	40.7	
6526	7810	C	X(12)	-	-	X(6)	-	10.7	40.5	3.2
6526	7660	C	X	X	-	-	20-25	7.4	29.0	
6214	7790-7800	C	X	-	X	-	10-15	15.2	29.6	
6214	7820	C	X(trs)	-	-	X(trs)	-	11.9	35.8	4.4
5093	6840	C	X(2-5)	X(10-20)	X(5-10)	X(2-5)	-	1.0	68.8	
6093	6830	C	-	-	-	-	15-20	6.4	23.3	
6093	6710-6720	C	X(2-5)	X(2-5)	X(2-5)	X(5-10)	-	1.7	34.8	
6093	6590-6700	C	X	-	-	-	10	4.5	15.2	

FORMACION : SAN CRISTOBAL

POZO	PROFUNDIDAD	T.M.	MINEROLOGIA (%)				MATRIZ %	HCI	F+HCI	FC
			CAOLONITA	MONTMORILLONITA	ILLITA	CLORITA				
6526	7520-7530	C	X(trs)	-	-	X(2)	-	9.9	30.8	2.5
6526	7510	C	X	X	-	-	15-20	9.2	23.7	
6526	7180	C	X(2)	-	-	X(3)	-	9.8	35.7	1.9
6526	7160	C	X	X	X	-	15-20	12.5	29.9	
6214	7610-7620	C	X	-	-	-	15-20	10.0	26.6	
6214	7280	C	X(7)	-	-	X(4)	-	21.7	41.6	5.9
6093	7270	C	X	-	-	-	15-20	11.9	31.3	
6093	6420-6430	C	X(3)	-	-	X(6)	-	14.9	37.1	2.6
6093	6410	C	X	-	-	-	25-30	18.2	48.7	
6093	6230	C	X(2-5)	X(5-10)	X(5-10)	X(5-10)	-	9.1	49.4	
6093	6210-6220	C	X	-	X	-	15-20	17.6	40.7	

FORMACION : MOGOLLON

POZO	PROFUNDIDAD	T.M.	MINEROLOGIA (%)				MATRIZ %	HCI	F+HCI	FC
			CAOLONITA	MONTMORILLONITA	ILLITA	CLORITA				
6093	5410-5420	C	X	-	-	-	15-20	12.3	30.9	
6093	5400	C	X(4)	X(Trz)	-	X(7)	-	13.5	43.8	4.3
6093	4870-4880	C	X(5-10)	X(2-5)	X(5-10)	X(5-10)	-	3.1	44.8	
6093	4850-4830	C	X	-	X	X	15-20	17.7	36.4	

FORMACION : OSTREA

POZO	YACIMIENTO	T.M.	PROFUNDIDAD	MINEROLOGIA (%)				MATRIZ %	HCI	F+HCI	FC
				CAOLONITA	MONTMORI.	ILLITA	CLORITA				
6424	Taiman	N	2830-2840	X(2)	-	-	X(2)	-	15.5	42.7	3.5
6424	Taiman	N	2810-2820	X(5-10)	X(5-10)	X(5-10)	X(5-10)	-	1.0	47.1	

FORMACION : ECHINO

POZO	YACIMIENTO	T.M.	PROFUNDIDAD	MINEROLOGIA (%)				MATRIZ %	HCI	F+HCI	FC
				CAOLONITA	MONTMORI.	ILLITA	CLORITA				
6869	Merina	N	2649	X(2.2)	X(1.9)	X(1.6)	-	5.7			
6889	Merina	N	3383-3715	X(6)	X(4)	X(11.8)	-	27.0			
6424	Taiman	N	850-870	x(2.5)	X(10-20)	X(5-10)	X(5-10)		4.5	51.7	
A-80	La Tuna	N	3047-3067	X(2-5)	-	X(5-10)	X(2-5)				

FORMACION : HELICO

POZO	YACIMIENTO	T.M.	PROFUNDIDAD	MINEROLOGIA (%)				MATRIZ %	HCI	F+HCI	FC
				CAOLONITA	MONTMORI.	ILLITA	CLORITA				
6424	Taiman	-	1930	X(7)	X(12)	-	X(4)		19.7	52.3	2.4
6424	Taiman	C	1920	X(5-10)	X(5-10)	X(2-5)	X(5-10)		5.7	51.9	
6424	Taiman	C	1880-1910	X	-	-	-	20-35	18.8	55.2	
6869	Merina	N	2297	X(2,4)	X(1,8)	x(Trz)	X(3)	15-22	8.9	49.7	4.9

Formación: Arenisca Talara (lote X , informe del grupo Talara).

TABLA N° 11

REACONDICIONAMIENTOS - YACIMIENTO REVENTONES

POZOS FRACTURADOS CON AGUA

N	POZO	FORMACION	FECHA	RPI/RPR x BWP'D x MET x GOR x PSI	BOPD
1	1570	B. SALINA, MOGOLLON	MAR. 66	227 x 0 x WO x SF x 1465	
2	1939	BASAL SALINA	DIC. 67	665 x 0 x 5/8" x SF x 770	
3	2046	BASAL SALINA	OCT. 67	565 x 0 x 1/2" x SF x 2900	
4	2044	MOGOLLON	JUL. 68	144 x 8 x 24 x 3/8" x SF x 4222	
5	2144P	PALEOZOICO	MAY. 69	49 x 17 x 11/32" x ST x NR	
6	2144P	BASAL SALINA	MAY. 69	44 x 0 x 11/32" x ST x NR	
7	5668	SAN CRISTOBAL	ENE. 75	43 x 2 x 1 1/8" x ST	
8	5690	MOGOLLON	ABR. 76	0 x 70 x WO x SF x NR (Abandonado)	
9	5863	ECHINO - OSTREA	FEB. 81	24 x 1 x UB x 8 x 835 (No incremento)	
10	6032	SN.CRIST-MOG-OST-ECH	OCT. 80	320 x 30 x 9/32" x SF x 602	
11	6213	BS. - SN. CRISTOBAL - MOG.	NOV. 80	375 x 57 x 9/32" x SF x 1241	
12	6256	BASAL SALINA	DIC. 81	84 x 0 x 7/32" x SF x 676	
13	6256	SN. CRIST., MOGOLLON	SET. 83	160 x 41 x 5/16 x ST x 690	
14	6561	SN. CRIST. - MOGOLLON	MAY. 84	296 x 54 x 1/4" x SF x 783	
15	6647	SAN CRISTOBAL	SET. 84	10 x 2 x UB x 5220	
16	6686	BASAL SALINA	AGO. 84	36 x 35 x SUAB (Abandonado)	
17	6712	BS. SAL. - SN. CRIST.	OCT. 84	285 x 100 x 3/8" x SF x NR	
18	7849	MESA	AGO. 92	576 x 4 x 1/4 x SF x 968	
19	2016	SAN CRISTOBAL	AGO. 92	37 x 1x UB x 1730	
20	1907	ARENISCA TALARA	NOV. 93	51 x 2 x 24 x UB x 1243	
21	7893	AR. TALARA	OCT. 93	35 x 4 x UB	
22	5668	OS.- ECH.- HEL. AR. TALARA	DIC. 94	64 x 8 x UB	
23	6286D	SN. CRIST. - MOGOLLON	DIC. 94	48 x 22 x GL x 6102	
24	6244	OSTREA - HELICO	DIC. 94	120 x 21 x UB x 1558	
25	7933	HELICO - AR. TALARA	ENE. 95	33 x 03 x UB	
26	7892	AR. TALARA-HELICO	ENE. 95	64 x 12 x UB	
27	6177	SAN CRISTOBAL-MOGOLLON	ENE. 95	154 x 3 x PU x 1183	
28	7896D	AR. TALARA	JUN. 95	39 x 24 x 4819	

POZOS FRACTURADOS CON PETROLEO

POZO	FECHA	RPR	RPR EST	RPI	RPI EST	RIS MEI	FORMACION
6177	08,01,88	35 x 2 x 24 x 1/4x St	30			7	Os
7306D	03,09,88	148 x 12 x 24 x 3/8x Sf	120			140	Sc-Mog
6907	19,04,88			128 x 9 x 24x 1/4 x Sf	120	90	Bs-Sc
7309	04,05,88			253 x 4 x 24 x 1/4 x Sf	120	135	Bs
6712	18,09,89	48 x 20 x 24 x UB	80			18	Mog
6214	06,11,89	47 x 3 x 24 x UB	100			26	Mog
6647	28,07,89	213 x 1 x 24 x 1/4 x Sf	60			12	Os-Echi
7309d	06,02,89			263 x 2 x 24 x 1/4x Sf	120	35	Bs
7304d	30,05,89			264 x 7 x 24 x 1/4 x Sf	200	40	Sc-Mog
7307d	27,06,89			164 x 1 x 24 x 1/4 x Sf	200	30	Mog
7309d	14,05,90	160 x 1 x 24 x 1/4 x Sf	120			30	Mog
6907	27,09,90	440 x 22 x 2 x 1/4 x Sf	80			20	Mog
6288d	24,10,90	101 x 0 x 24 x 1/4 x Sf	100			30	Os
7306d	03,09,91	104 x 32 x 24 x GL	40			8	Os-Mog-Sc-Bs
7304d	09,07,91	52 x 1 x 24 x 1/4 x Sf	40			8	Os-Echi
6287D	22,09,91	70 x 0 x 24 x GL	50			12	Echi-Bs-Sc-Mog
6906	28,02,91	19 x 1 x 24 x UB	80			5	Sc
6246	20,05,91	245 x 6 x 24 x 1/4 x Sf	35			20	Os
6523	02,06,91	355 x 0 x 24 x 1/4 x Sf	40			20	Helico
6034	13,03,92	281 x 1 x 1/4" x SF				116	Are. Tal.
5775	,4,8,92	58 x 8 x 24 x UB	30			12	Echi-Hel-Os
6093	05,08,92	42 x 2 x 24 x UB	35			15	Echi-Hel-Os-Mog
2076	21,08,92	55 x 0 x 24 x UBx 2870	30			20	
2046	23,08,92	29 x 20 x 24 x UB x 3254	30			15	Hel-Os-Mog-Bs
1983	26,08,92	50 x 4 x 24 x UB x 1618	30			12	Echi.Is-Hel-Os-Mog
1695	12,09,92	56 x 71 x 24 x UB x 1834	25			10	Hel-Echi-Os-Mog-Sc-Bs
2016	29,08,92	37 x 1 x 24 x UB x 1730	talara				san cristobal
1874	05,2,92	257 x 2 x 24x 1/4 x Sf x 469	60			25	Are. Tal
5863	,5,12,92	176 x 1 x 24 x 1/4 x St	100			35	Hel
2111	22,12,92	no incremento	25			15	
6291	10,02,92	51 x 12 x 24 x ub x 1887	40			15	Echi-Os-Mog-Bs
2189	13,03,92	151 x 1 x 24 x 1/4 x Sf	30			20	Hel
6904	13,03,92	178 x 1 x 24 x 1/4 x Sf x 1006	50				Os
6561	10,04,92	11 x 2 x 24 x UB x 1333	30			15	Os
6758	23,04,92	21 x 1 x 24 x 1 1/8 x St	30			15	Os
6526	16,05,92	275 x 5 x 24x1/4 xSf x1002	40			25	Echi.Is-Os
6244	30,5,92	110 x 1 x 24x1/4 xSf x 1330	40			18	Mog
6712	09,06,92	52 x 0 x 24x 1/4 xStx 1890	30			12	Echi.Is
1925	21,06,92	70 x 1 x 24 x 1/4 x 2270	30			15	
6214	30,06,92	327 x 6 x 24x 1/4x St x991	50			25	Os
6256	30,06,92	82 x 2x 24x UBx 1621	50			25	Hel-Echi-Os-Are.Tal
2044	01,07,92	141 x 3 x 24x1/4xSf x 1260	30			12	Ar. Tal. Helico
7849	06,10,92			576 x 4 x 24x1/4xSf x 968	12	160	Sc.
7858	21,10,92			437 x 10x24x1/4xSf x 545	80	60	Hel.
7857	03,11,92			165 x 0x 24x1/4xSf x 442	80	60	Hel.
7876	27,12,92			153 x 1x 1/4x24xStx1592	120	163	Mog. - Os.
6253	01,09,93	297 x 4 x 24 x 3/8 x Sf	80			25	Ar. Tal
1519	06,10,93	34 x 3 x 24 x UB	35			18	Os-Echi
2044	06,10,93	no incremento	18			7.5	Os-Echi
2078	14,10,93	26 x 0 x 24 x UB	45			30	Ar. Tal
2112	03,11,93	226 x 1 x 24 x 1/4 x Sf	20			15	Hel

POZO	FECHA	RPR	RPR EST.	RPI	RPI EST.	RES MEL	FORMACION
2144p	06,11,93	19 x 1 x 24 x UB	25			22	Hel.Rp
7849	29,12,93	30 x 27 x 24 x UB	40			15	Os
7876	29,12,93	pozo de gas:1,8mmpc	75			33	Echi
5815d	05,01,93	213 x 1 x 24 x 5/16 x Sf	50			23	Echi-Tere
5668	14,01,93	133 x 17 x 24 x UB	50			58	Os-Echino-Hel.
2232	22,01,93	106 x 1 x 24 x 3/8 x Sf	80			40	Hel
5614	22,01,93	59 x 1 x 24 x UB	40			15	Hel .Rep
6749	14,02,93	65 x 1 x 24 x UB	35			10	Hel
7307d	15,03,93	217 x 7 x 24 x 3/8 x Sf	35			35	Echi.I s-Os
6287d	17,03,93	334 x 4 x 24 x 1/4 x Sf	40			15	Echi.red
5735	11,06,93	107 x 2 x 24 x UB	-			-	Os-Echi
7892	17,06,93	127 x 0 x 24 x 1/4 x Sf	55			30	Ar.Tal
6758	21,06,93	61 x 6 x 24 x UB	30			12	Echi.I s
2189	30,06,93	127 x 3 x 24 x 3/8 x Sf	95			50	Ar.Tal
7857	10,08,93	265 x 3 x 24 x 3/8 x St	95			45	Ar.Tal
7892	06,01,93			85 x 15 x 24 x 9/32 x St	100	55	Hel
7891	12,01,93			274 x 09 x 24 x 9/32 x Sf	100	55	Hel
7893	15,01,93			314 x 22 x 24 x Sf	100	55	Hel
7889	13,02,93			91 x 07 x 24 x St	120	160	Echi-Hel
7902	09,04,93			168 x 55 x 3/8 x St	55	100	Hel
7899	10,05,93			455 x 24 x 1/4 x Sf		180	Bs- Mog inf., Med.
7907	14,05,93			314 x 11 x 24 x 1/4	100	55	Hel
7903	30,05,93			51 x 05 x 24 x UB	100	55	Hel.-Are:Tal:
7911	10,08,93			357 x 08 x 24 x 1/2 x Sf	100	50	Hel-Ar.Tal
7912	23,08,93			252 x 09 x 24 x 3/8 x St	100	50	Hel-Ar.Tal
6523	31,08,93						
7909	28,09,93			116 x 01 x 24 x UB	80	45	Hel-Ar.Tal
7808	29,09,93			128 x 02 x 24 x UB	100	50	Hel-Ar.Tal
7932	07,10,93			139 x 41 x 24 x 3/8 x St	120	50	Hel-Ar.Tal
7931	10,10,93			100 x 42 x 24 x UB	100	50	Hel-Ar.Tal
7918	11,10,93			204 x 03 x 24 x 3/8 x St	120	55	Os-Hel-Ar.Tal
7933	08,11,93			51 x 01 x 24 x UB	120	50	Hel-Ar.Tal
7898	02,03,94			138 x 45 x 24 x UBx 2410	120	165	Ter-Hel.Rep- Ar.Tal
7934	05,12,94			71 x 18 x 24 x UB	200	150	Mog-Os-Echi-Hel
7961	17,04,94			193 x 0 x 24 x Sfx 1/4	110	55	Hel-Ar.Tal
7959	08,05,94			102 x 5 x 24 x UB	100	60	Ar.Tal-Echi-Os
7957	31,05,94			25 x 0 x 24 x UB	100	50	Ar.Tal
7963	18,06,94			52 x 20 x 24 x UB	100	50	Hel-Ar.Tal
7981	13,07,94			110 x 17 x 24 x Sf x 1/4	100	60	Hel-Ar.Tal
1983	07,01,94	no incremento	25			12	-
2046	18,02,94	41 x 52 x 54 x UB	55			16	Are. Tal.
7891	01,05,94	78 x 2 x 24 x UB	50			20	Ar.Tal-Hel
7876	02,06,94	178 x 06 x 24 x 1/4 x Sf	75			33	Hel
6906	11,06,94	77 x 14 x 24 x UB	70			28	Bs-Sc-Mog
7309	13,06,94	51 x 7 x 24 x Gl x 6355	50			28	Hel. rp-Sc-Bs
7899	08,07,94	93 x 26 x 24 x UB x 2636	80			30	Mog-Sc
7849	09,08,94	225 x 2 x 24 x 1/4 x Sf	50			25	Echi.Rep-Ter-Hel
6244	22,12,94	120x21Devx 24x UBx 1558	25			15	Bs-Sc-Mog-Os- Hel
7978	28,03,95			pozo "ATA"	100		Mbro.Hel
6130	03,05,95			pozo "ATA"	100		Bs-Sc-Mog-Os- Ter-Echi
7987d	04,05,95			19x0x24x3/8xSf x110x2115	160	75	Mbro.Hel-Ar.Tal
5863	22,08,95	46 x 0 x 24 x UB x 1332	50			21	Ar.Tal
69	05,09,95	105 x 4 x 24 x UB x 1151	40			28	Echi.Rep-Ter
7304d.	22,09,95	141 x 9Dev x 24 x 1/4 x Sf	40			29	Echi.Rep-Ter
7932.	26,09,95	no incremento	30			13	Ar.Tal

TABLA N° 12

YACIMIENTO: REVENTONES

FLUIDO DE FRACTURA BASE ACUOSA

POZO	ESTIMADO				REAL				ANTES				
	FORMACION	INTER. (PIES)	RPR (BPD)	RESER. (MBLS)	FORMACION	INTER. (PIES)	RPR/RPI	RESER. (MBLS)	FECHA	TIEMPO (DIAS)	PRODUC. (BPD)	FORMACION	INTER. (PIES)
7893	AR. TAL.	2328-1478	30	30	AR. TAL.	2328-1481	35 x 01 x UB	17	14 Oct. 93	30	60x2xUB	Helico	3341-2701
1907	AR. TAL.	2003-1674	30	15	AR. TAL.	2004-1674	51 x 02 x UB	21	04 Nov. 93	32	6x1xUBxNR	Os.-Ech.-Hel.	4525-2664
5668	AR. TAL.	2374-2142	25	10	AR. TAL.	2375-2141	39 x 08 x UB	16	13 Dic. 94	24	25x01xUB	SC.-Mg.-Os.	7423-1675
7933	AR. TAL.	2435-2214	35	15	AR. TAL.	2435-2214	24 x 03 x UB	10	09 Ene. 95	64	9*0*UB*NR	Helico-Are. Tal.	3751-3544
7892	AR. TAL.	2459-2221	25	10	AR. TAL.	2459-2224	44 x 12 x UB	22	13 Ene. 95	54	20x0xUB	Hel. Ar. Tal.	3437-1551
PROMEDIO:			29	13	39 x 05 x UB			14.8					

FLUIDO DE FRACTURA BASE PETROLEO

POZO	ESTIMADO				REAL				ANTES				
	FORMACION	INTER. (PIES)	RPR (BPD)	RESER. (MBLS)	FORMACION	INTER. (PIES)	RPR/RPI	RESER. (MBLS)	FECHA	TIEMPO (DIAS)	PRODUC. (BPD)	FORMACION	INTER. (PIES)
6034	AR. TAL.	2240-1510	30	20	AR. TAL.	2239-1511	281 x 1 x 1/4" SF	117	13 -03 -92	24	15 x 0 x UB	Hel.- Terebra.	4691-2923
5668	AR. TAL.	2010-1680	50	50	AR. TAL.	2072-1677	106 X 17 x UB	58	14 -01 -93	27	27 x 0 x PU	Hel -Ech- Os.	5260-2946
7892	AR. TAL.	2041-1551	55	18	AR. TAL.	2041-1551	127 x 0 x 1/4" SF	19	17 -06 -93	15	23 x 0 x UB	Helico	3437-2999
7857	AR. TAL.	2506-1547	95	45	AR. TAL.	2500-1543	201 x 2 x 3/8 x ST	29.5	09 - 08 - 93	16	55 x 1 x UB	Helico	3358-2294
6523	AR. TAL.	2180-1460	80	25	AR. TAL.	2175-1461	234x 04 x 3/8" SF	8.5	01 -09-93	14	63 x 08 x UB	BS-SC-MG-OS- ECH- HE.	7056-2942
2078	AR. TAL.	2411-1625	45	30	AR. TAL.	2441-1670	26 x 0 x UB	22	13 - 10 -93	86	11 x 5xUB	SC-M-OS-ECH	7157-3246
7891	AR. TAL.	2084-1697	50	20	AR. TAL.	2084-1697	56 x 02 x UB	16.1	01 -05-94	33	22 x 2 x UB	Helico	3532-3045
7957	AR. TAL.	2600-1650	40	10	AR. TAL.	2144-1614	25 x 0 x UB	10.0	31 - 05 - 94	61	NUEVO	NUEVO	
PROMEDIO:			61	32	93x 05 x UB			52.1					

TABLA N°13

COMPARACION DE GEOMETRIA DE FRACTURA

FRACTURA AGUA										FRACTURA PETROLEO									
POZO	YACIMIENTO	FORMACION	INTERVALO FT	BL.	ARENA Sk	GEOME .EMPAQUETADA				POZO	YACIMIENTO	FORMACION	INTERVALO FT	BL.	ARENA Sk	GEOME EMPAQUETADA			
						H (ft)	W(pulg)	L(ft)	1 ala ft ²							H (ft)	W(pulg)	L(ft)	1 ala ft ²
7892	REVENTONES	AR.TALARA	2459-2368 (91)	249	240 12/20	50	0.25	234	122	7891	REVENTONES	AR.TALARA	2084-1953 (131)	413	360 12/20	50	0.18	487	183
			2320-2224 (96)	243	215 12/20	60	0.25	174	109				1922-1811(111)	463	310 12/20	40	0.19	496	157
														1779-1679(100)	420	270 12/20	30	0.18	608
7933	REVENTONES	AR.TALARA	2435-2214 (221)	231	503 12/20	80	0.22	138	101										
5668	REVENTONES	AR.TALARA	2374-2268 (106)	204	175 12/20	40	0.18	296	89	7609	CARRIZO	AR.TALARA	2469-2365 (104)	346	200 12/20	40	0.18	338	101
			2220-2142 (78)	159	140 12/20	40	0.18	237	71				AR.TALARA	2058-2004 (54)	322	190 12/20	30	0.18	428
1853	CARRIZO	AR.TALARA	2565-2413 (152)	232	180 20/40	100	18	112	84	6344	CARRIZO	AR.TALARA	2730-2588 (142)	490	320 12/20	70	0.2	278	162
												AR.TALARA	1990-1934 (56)	460	280 12/20	45	0.2	378	142
AX-63	LA TUNA	HELICO	2967-2869 (98)	290	300 12/20	40	0.26	351	152	7923	LA TUNA	AR.TALARA	2221-2029 (192)	486	340 12/20	60	0.17	406	172
7621	TAIMAN	HELICO	2073-2003 (70)	327	350 12/20	60	0.26	273	177			AR.TALARA	1911-1821 (90)	422	300 12/20	40	0.18	507	152
										7217	TAIMAN	HELICO	2102-2002 (100)	402	263 12/20	40	0.18	444	133
													1920-1825 (95)	375	282 12/20	40	0.17	505	143
										7333	TAIMAN	HELICO	2626-2484 (142)	514	260 12/20	40	0.19	416	132
										6727	TAIMAN	ECHINO IS	2086-2003 (83)	384	220 12/20	30	0.18	496	112

TABLA N° 14

YACIMIENTO REVENTONES - FORMACION ARENISCAS TALARA

POZOS FRACTURADOS CON FLUIDO BASE AGUA

POZOS	6034			7957			2046			5668		7892	
INTERVALO FT.	2328-2257	2170-2078	2043-1885	1819-1718	1686-1580	1544-1481	2004-1917	1859-1674	2435-2214	2374-2268	2217-2141	2459-2368	2320-2224
Espesor Inter. ft	71	92	158	191	106	63	87	185	221	106	76	91	96
RATE (BPM)	19	18	18	17,5	17	17	20	20	19	16	16	22	21
P. RUPTURA	1750	1700	1300	2600	1800	1000	1300	1600	2300	5400	NR	3000	3600
P. INYECCION	1600-2000	1400-1800	1200-1450	2400-1500	900-1100	1000-1100	1000-1400	1000-1400	900-2900	3100-1800	1600-1200	2200-1500	4000-2000
P. PROMEDIO	1800	1100	1200	1900	1000	1000	1200	1300	1200	2800	1600	1800	3500
Agua BLS	249	214	308	160	155	128	197	283	400	204	159	229	223
SXS. ARENA 12/20	310	390	450	300	295	210	320	410	200	175	140	240	215
HHP.	839	485	529	815	417	417	588	637	559	1098	627	970	1801

POZOS FRACTURADOS CON FLUIDO BASE PETROLEO

POZOS		6034		7957			2046			5668		7892		
INTERVALO FT.	2239-2165	1817-1691	1605-1511	2144-1968	1920-1828	1737-1614	2064-1952	2193-2102	2430-2344	2015-1872	1735-1677	2041-1967	1907-1757	1657-1551
Espesor Inter. ft							112	91	86	143	58	74	150	106
RATE (BPM)	28	30	30	29	30	31	29	32	31	30	30	30	31	31
P. RUPTURA	1400	1500	NR	1600	1300	1600	1500	2600	3500	2350	1570	1500	1915	2000
P. INYECCION	2100-280	2200-3100	1800-3500	5400-1600	4400-1900	2300-1200	1400-2200	2200-3700	2400-3300	1700-3500	1900-2500	1850-2300	1400-3700	1050-2300
P. PROMEDIO	2500	2100	2400	2900	2600	1700	1700	2900	2800	2400	2100	2000	2100	1600
Agua BLS	530	485	480	421	289	434	426	444	447	540	424	480	770	620
SXS. ARENA 12/20	245	315	320	240	120	230	310	330	330	344	260	240	380	280
HHP.	1716	1544	1765	2061	1912	1292	1200	2275	2127	1765	1544	1470	1595	1216

TABLA N° 15

CONCENTRACION TIPICA DE ARENA (Lb / Gal liquido)

	PROMEDIO	MAXIMO
AGUA GELIFICADA	1 - 1 1/2	2
PETROLEO CRUDO (< 100 Cp.)	2	3
PETROLEO CRUDO (100-250 Cp.)	2 - 3	4
PETROLEO CRUDO (250-500 Cp.)	3 - 4	5
PETROLEO CRUDO (> 500 Cp.)	4 - 5	6 - 8
AGUA GELIFICA CROSSLINKEADO	4 - 5	6 - 8
EMULSION POLIMERO 20 - 40, 10 - 20	4 - 5	6
EMULSION POLIMERO 8 - 12	2 - 3	3 - 5
ESPUMA	2 - 3	4 - 6

TABLA N° 16a

FACTORES DE DECLINACION

FACTORES DE DECLINACION DEL FLUIDO BASE ACUOSA:

POZOS	RPI / RPR BPD	FECHA	FACTORES DE DECLINACION			TIEMPO LIMITE ECONOMICO AÑOS
			Q _o BOPD	n'	Do mes-1	
1907	51 x 02 x UB	01/11/1993	18	2.222	0.17	10.583
5668	39 x 08 x UB	13/12/1994	20	1.087	0.08	6.00
7892	44 x 12 x UB	13/01/1995	13	1.087	0.09	3.00

PROMEDIO : 1.310 0.113

FACTORES DE DECLINACION DEL FLUIDO BASE PETROLEO:

POZOS	RPI / RPR BPD	FECHA	FACTORES DE DECLINACION			TIEMPO LIMITE ECONOMICO AÑOS
			Q _o BOPD	n'	Do mes-1	
6034	281 x 1 x 1/4" x SF	13 / 03 / 92	199	0.956	0.18	30.00
5668	133 x 17 x UB	14 / 01 / 93	94	1.053	0.18	16.92
7892	127 x 0 x 1/4 x SF	18 / 06 / 93	37	1.050	0.16	7.25
7857	201 x 2 x 3/8" x ST	09 / 08 / 93	112	0.954	0.18	15.30
6523	234 x 4 x 3/8 x SF	01 / 09 / 93	155	0.956	0.19	17.75
7891	56 x 2 x UB	01 / 05 / 94	31	0.960	0.17	4.20
7957	25 x 0 x UB	31/05/1994	26	1.020	0.27	3.42

PROMEDIO : 0.999 0.192

LIMITE ECONOMICO : BPD 3.0 BOPD

TABLA N° 16b

FACTORES DE DECLINACION

POZOS FRACTURADOS CON FLUIDO BASE ACUOSA:

POZOS	INTERVALO PIES	I ESPEJOR NETO PIES	II Q BOPD	III II/I BOPD / PIES
7893	2328 - 1481	100	35	0,35
7933	2435 - 2214	20	8	0,40
1907	2004 - 1674	50	18	<u>0,36</u>
5668	2374 - 2142	30	20	<u>0,67</u>
7892	2459 - 2221	30	13	0,43

PROMEDIO : 0,515

POZOS FRACTURADOS CON FLUIDO BASE PETROLEO

POZOS	INTERVALO PIES	I ESPEJOR NETO PIES	II Q BOPD	III II/I BOPD / PIES
6034	2239-1511	110	199	1.81
5668	2072-1872	50	94	<u>1.88</u>
7892	2041-1551	95	37	0.39
7857	2500-1543	76	112	<u>1.47</u>
6523	2175-1461	105	130	<u>1.23</u>
7891	2084-1679	40	31	<u>0.78</u>
7957	2144-1614	50	26	0.52

PROMEDIO : 1.34

$$\frac{\text{III AGUA}}{\text{III PETROLEO}} = 0.384$$

*El pozo 7893, primer pozo fracturado con fluido acuoso sin pruebas de laboratorio, con 6 etapas.

*El pozo 7933, pozo arenado (1 etapa).

*El pozo 7892, apertura a producción de arenas reservorios con alta saturación de agua.

10. FIGURAS

YACIMIENTO REVENTONES

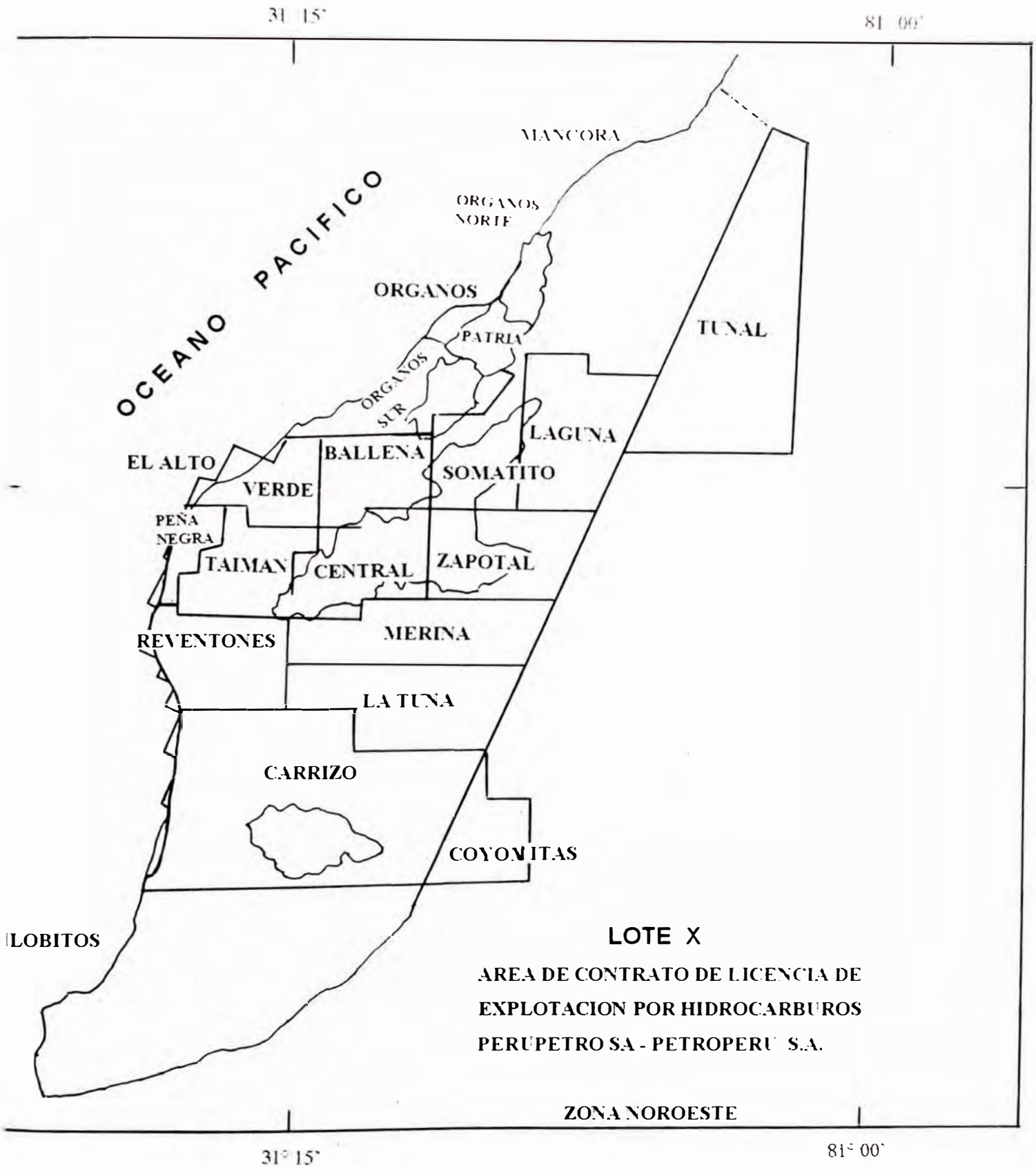
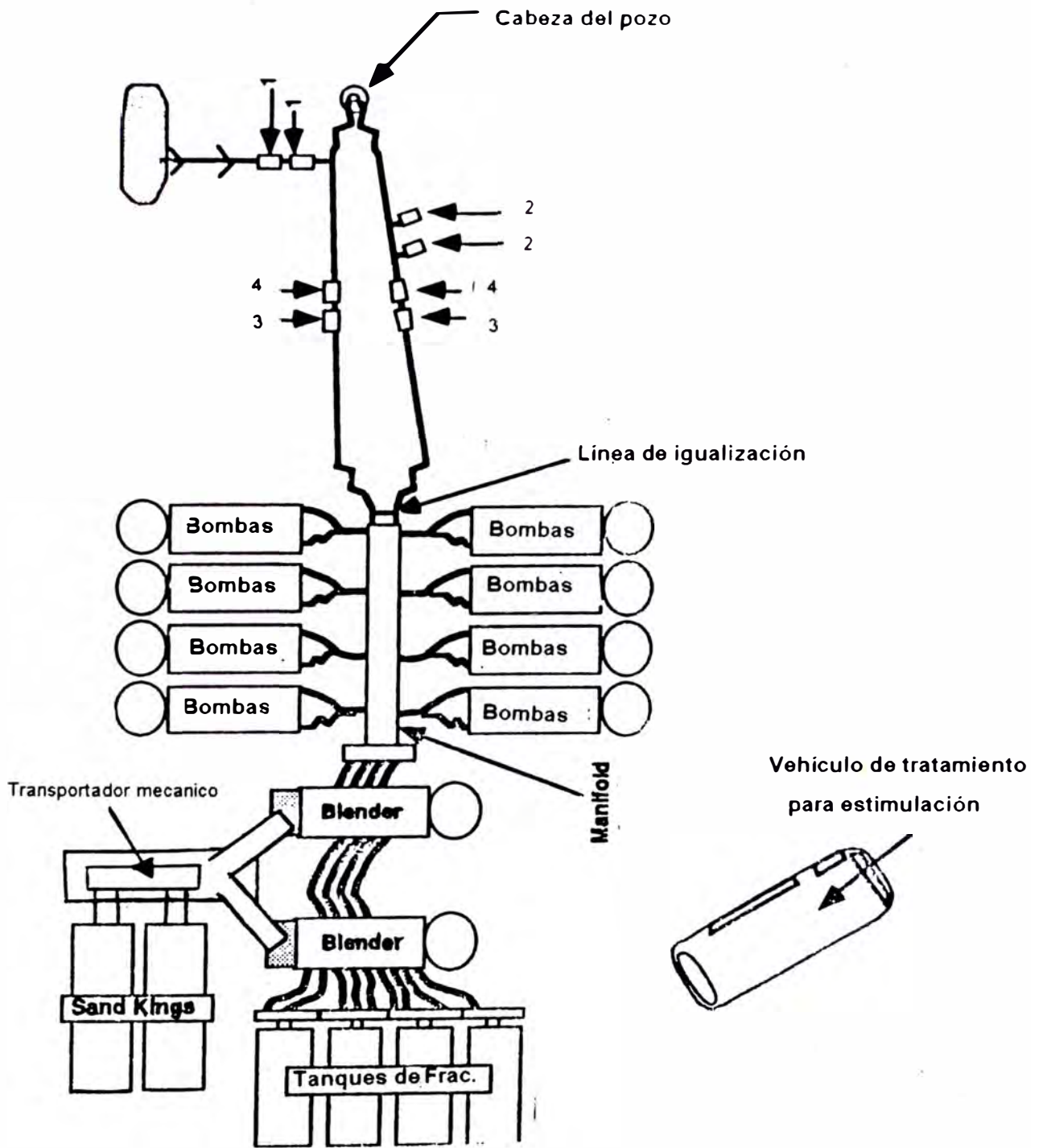


FIGURA N° 1

ARREGLO DE UN EQUIPO DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO



- 1) Válvula de 1" x 2"
- 2) Registro de presión
- 3) Válvula de línea de fracturamiento
- 4) Válvula check de la línea de fracturamiento.

Figura N° 2

DIAGRAMA DE TRATAMIENTO SEMICONTINUO

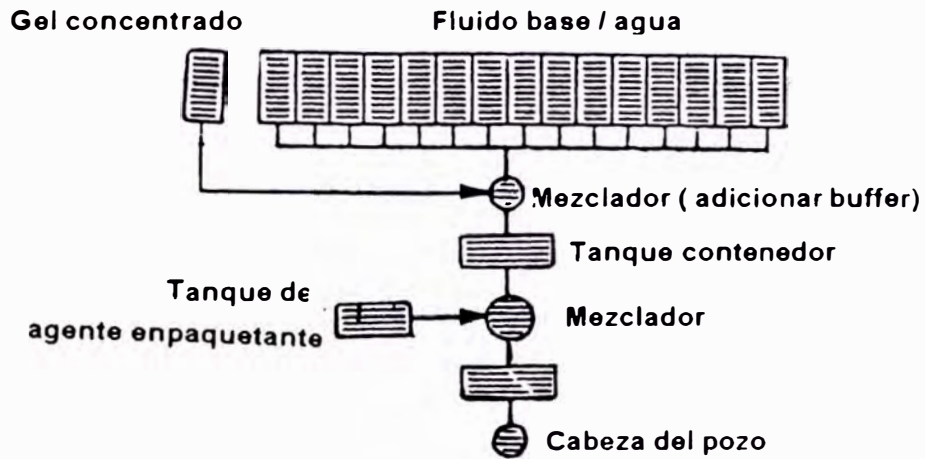


DIAGRAMA DE TRATAMIENTO CONTINUO

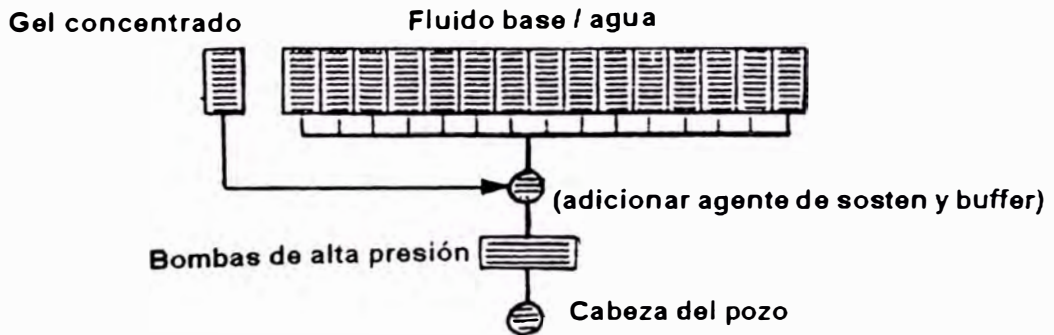


Figura N° 3 Mezcla del gel concentrado añadido al agua fresca o KCl de los tanques de almacenamiento de modo semi continuo y continuo

INCREMENTO DE PRODUCCION

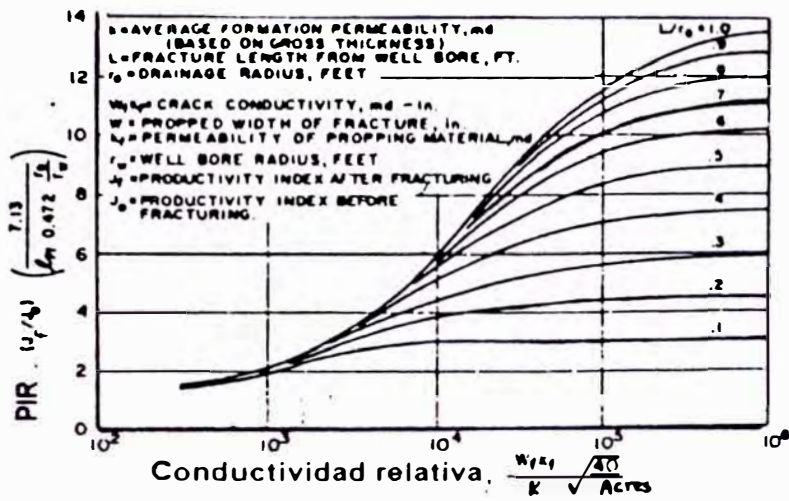


Figura N° 4 Fractura orientado verticalmente (McGuire Sikora)

CONSTITUYENTES TÍPICOS DE ARENISCA

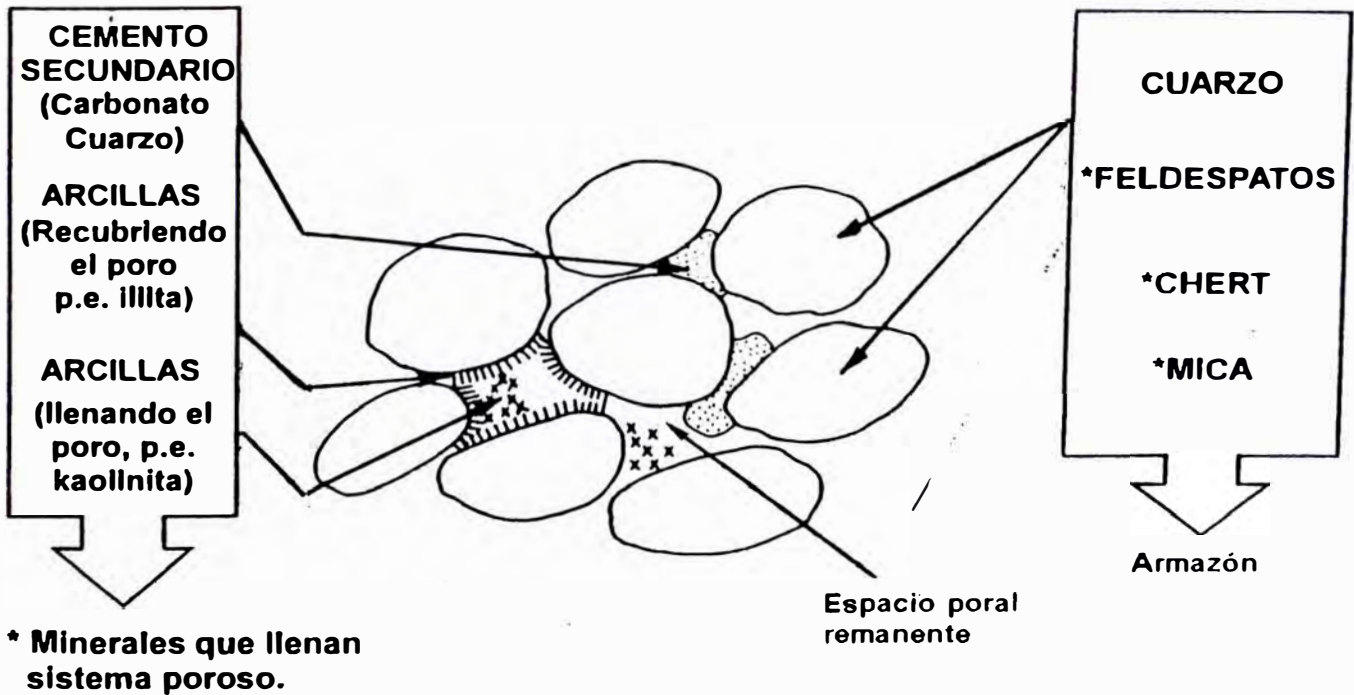
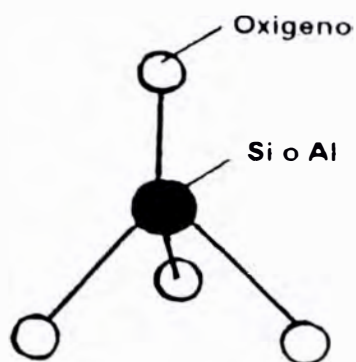
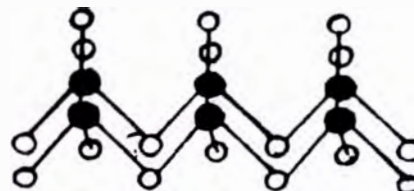


Figura N° 5

UNIDAD SILICA TETRAEDRO & ESTRUCTURA DE HOJA

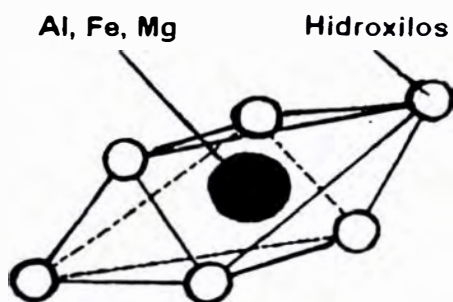


Silica Tetrahedrica

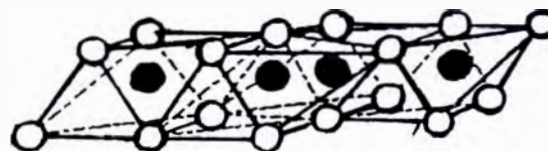


Estructura de hoja Hexagonal

UNIDAD OCTAEDRO & ESTRUCTURA DE HOJA



Unidad Octahedral

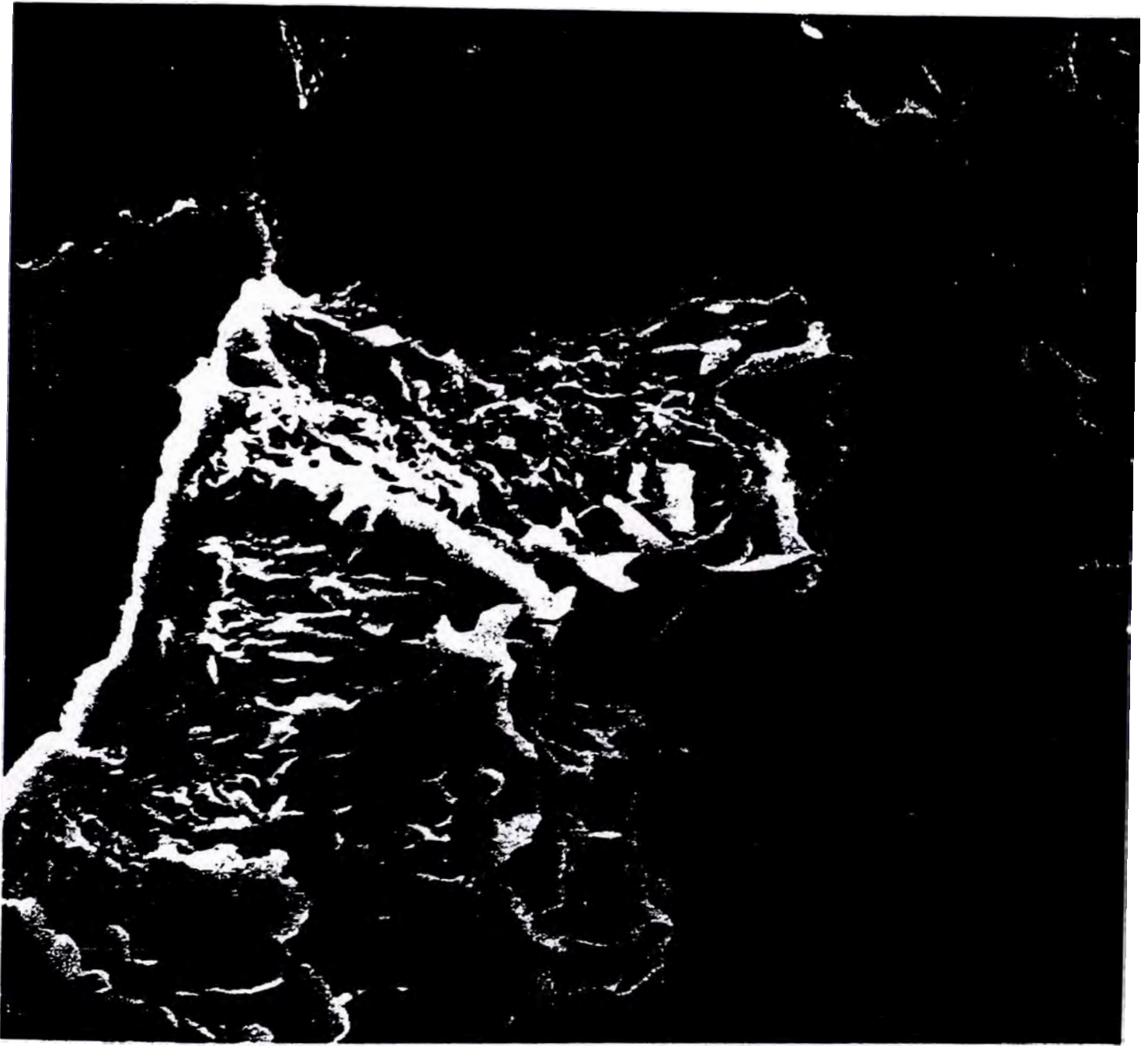


Estructura de Hoja Octahedral

ESTRUCTURA EN PLAQUETAS DE LA MONTMORRILLONITA

Hoja Silica Tetrahedral.
Hoja Aluminica Tetrahedral.
Hoja Silica Tetrahedral.

Figura N° 6



x 1250

MONTMORILLONITA AND CHOLORITE

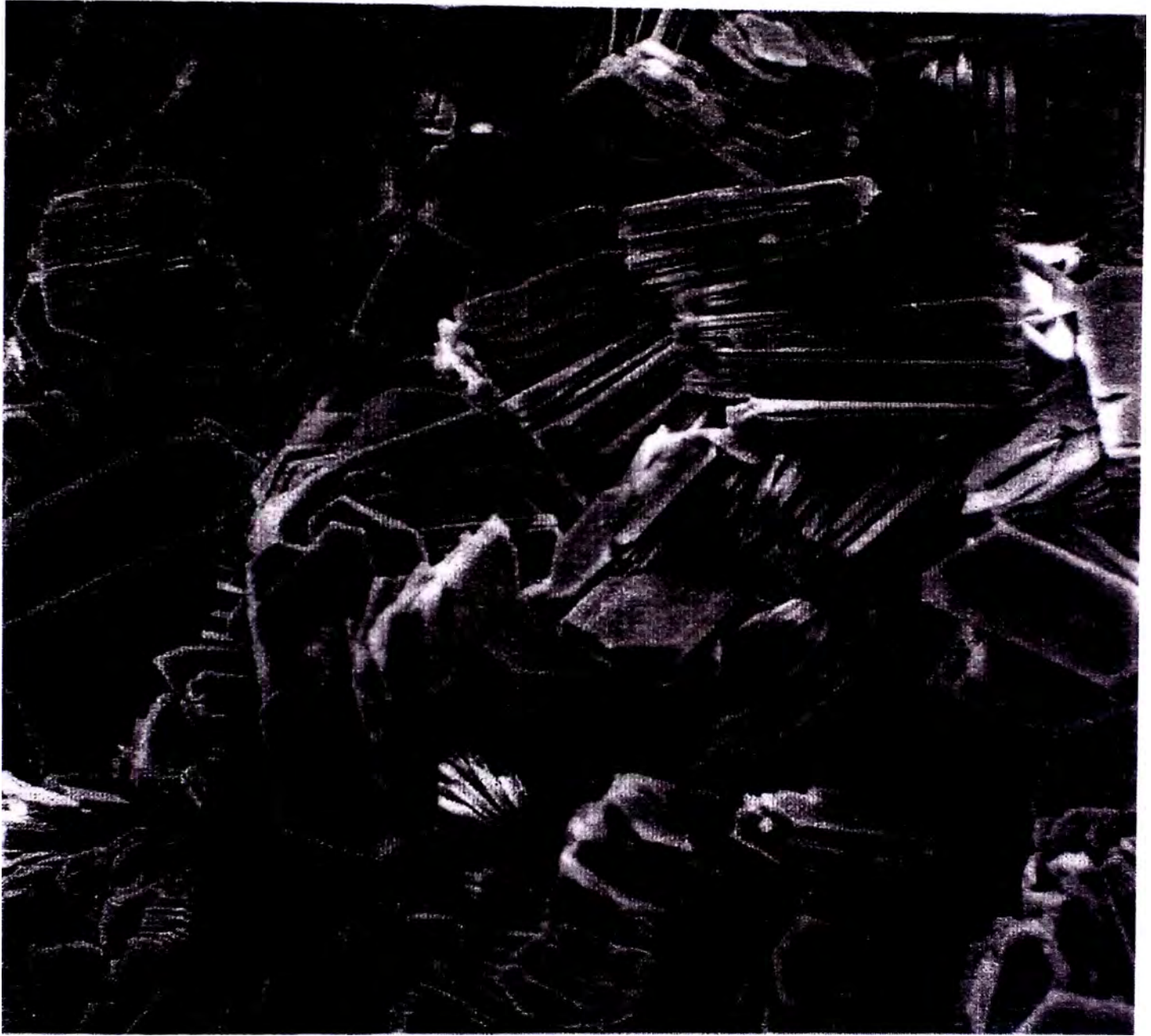
FIGURA N° 7



x 1250

ILLITE

FIGURA Nº 8



x 640 KAOLINITE



250C CHLORITE

INTERCAMBIO DE CATIONES

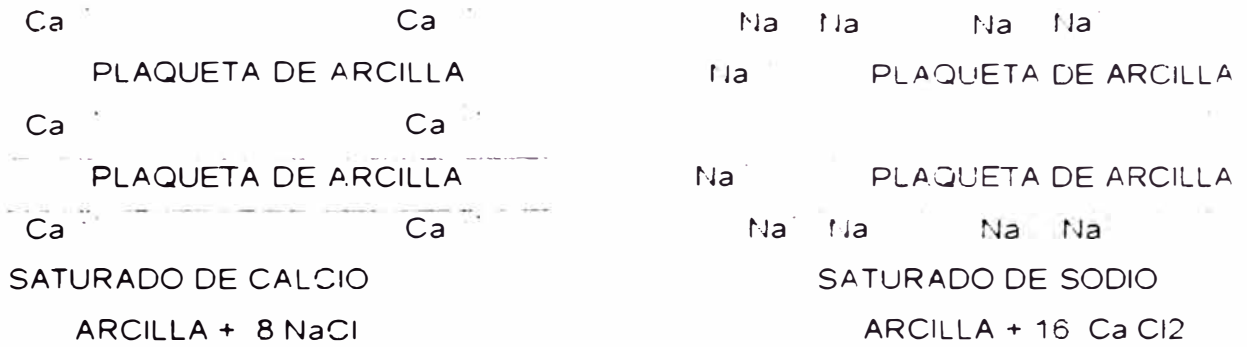


Figura N° 11

TIPOS DE EMULSIÓN

AGUA EN ACEITE
(MAS COMUN)

ACEITE EN AGUA

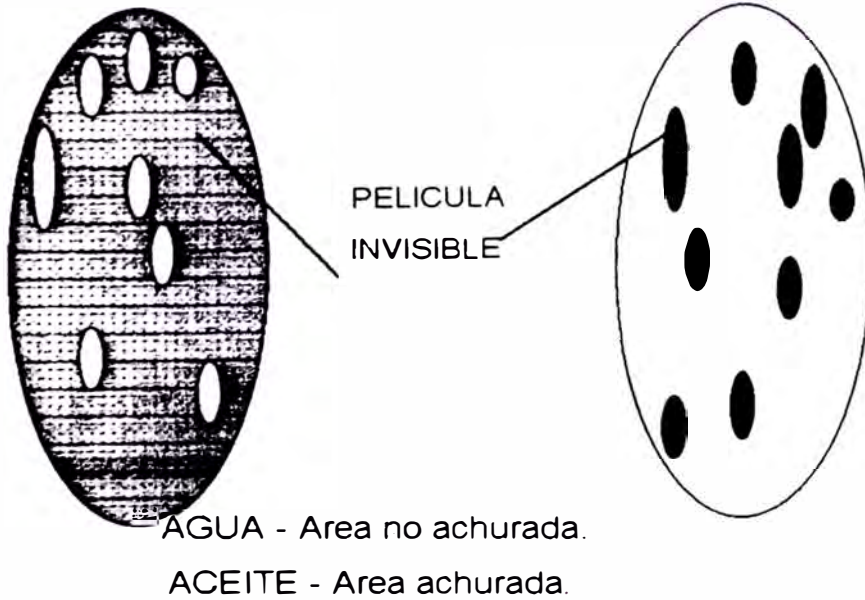
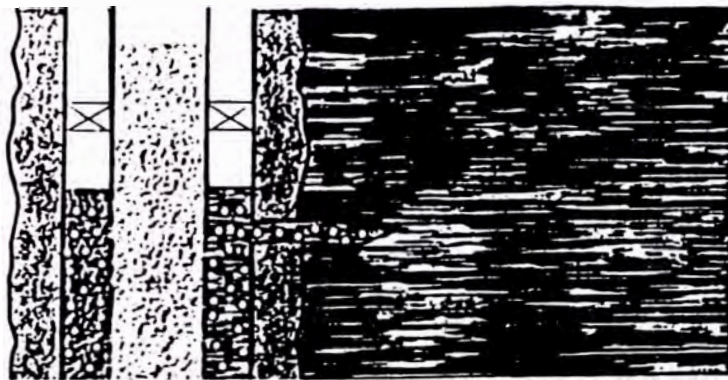


Figura N° 12



	Tubing	Gravel Pack	Perforaciones	Formación
Scales	Shaded pattern	Shaded pattern	Shaded pattern	Shaded pattern
Depósitos Orgánicos	Shaded pattern	Shaded pattern	Shaded pattern	Shaded pattern
Arcillas	White	Shaded pattern	Shaded pattern	Shaded pattern
Emulsión	White	Shaded pattern	Shaded pattern	Shaded pattern
Bloqueo por Agua	White	White	White	Shaded pattern
Cambio de Mojabilidad	White	White	White	Shaded pattern
Bacteria	Shaded pattern	Shaded pattern	Shaded pattern	Shaded pattern

FIGURA N° 13 Localización de los tipos de daño

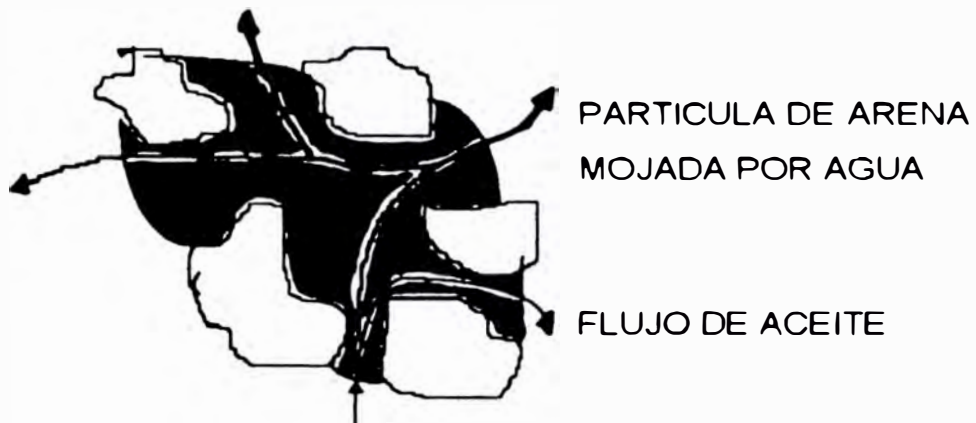


Figura N° 14a Flujo de aceite a través de arena

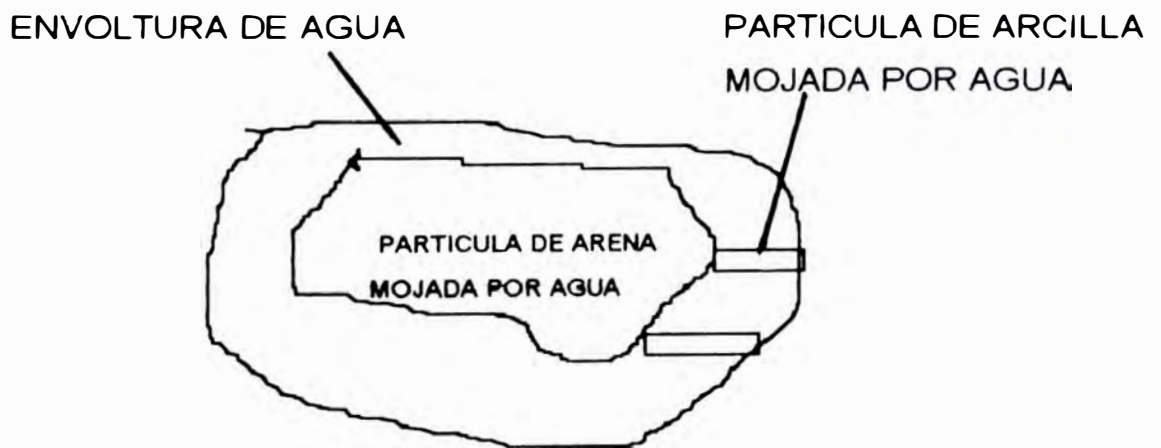


Figura N° 14b Partículas de arcilla mojadas por agua

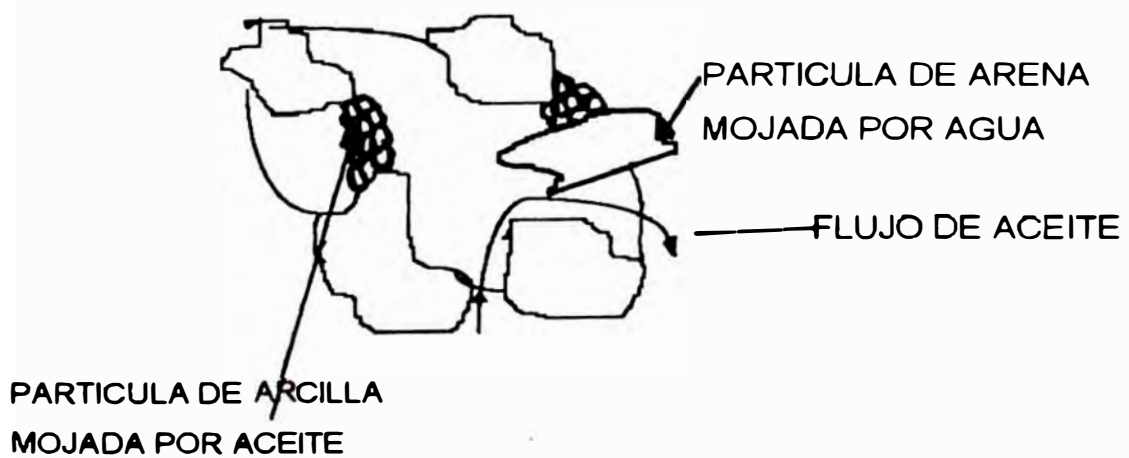
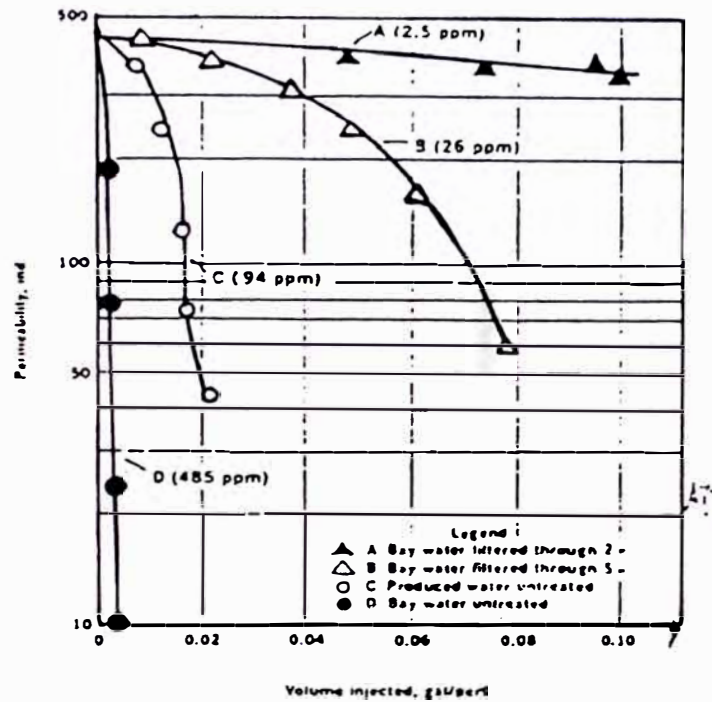


Figura N° 14c Partículas de arcillas, mojadas por aceite - bloqueo poral

REDUCCION DE PERMEABILIDAD POR FUENTES DE AGUA



- A** Agua de Bahía filtrada durante 2".
- B** Agua de bahía filtrada durante 5".
- C** Agua de formación no tratada.
- D** Agua de Bahía no tratada.

FIGURA N° 15 Cores de Areniscas FM. Cypres.

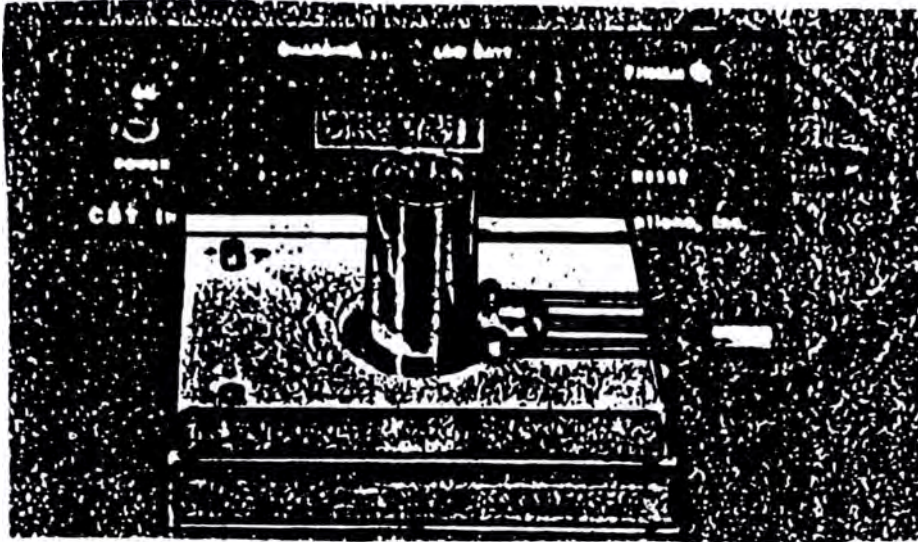


Figura N° 16a INSTRUMENTO CST

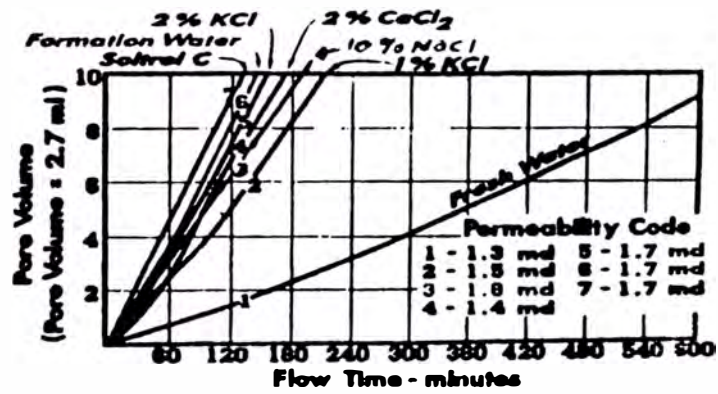


Figura N° 16b Representación de tasa de flujo en cores individuales que tiene significativa cantidad de Kaolinita y mezcla de arcilla y pequeña cantidad de Illita y Clorita.

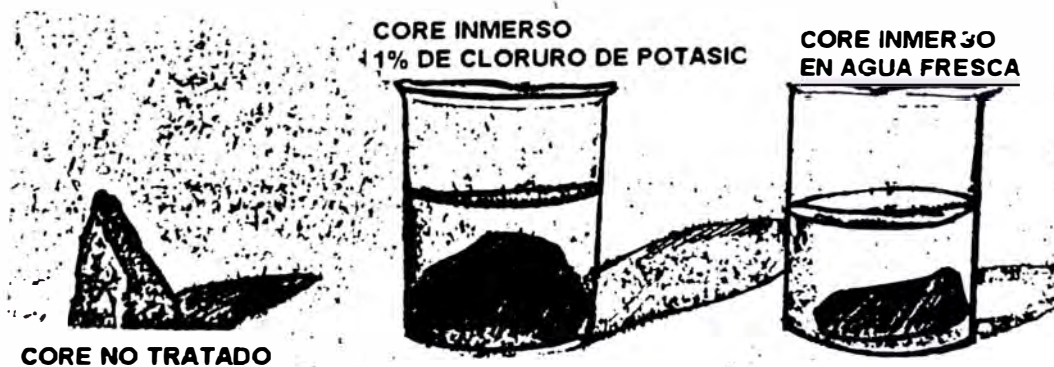
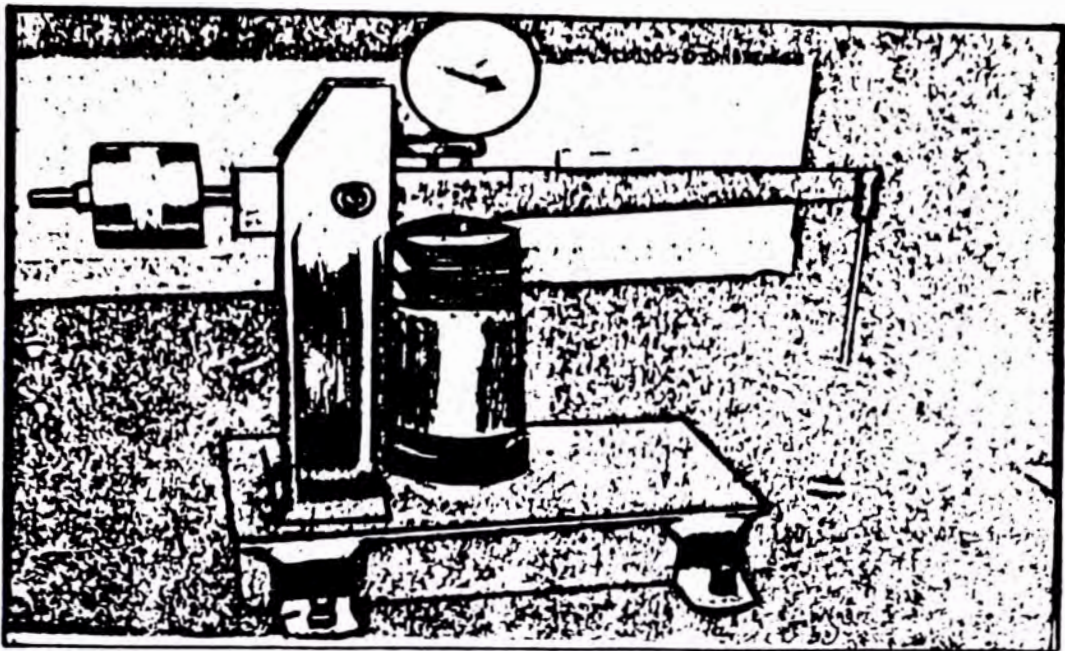
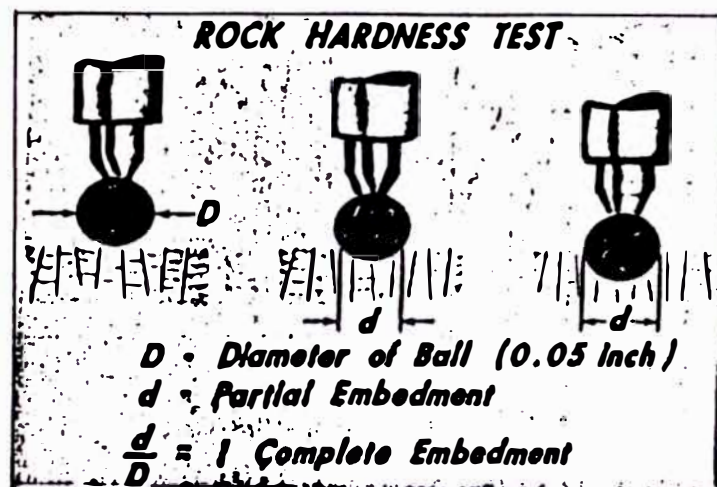


Figura N° 16c Prueba de Inmersión



Penetrometro usado para determinar la dureza de la roca



Princio de operación del penetrometro usado para determinar la dureza de la roca.

FIGURA N° 16 D

FLUIDO CON GEL LINEAL



FLUIDO CON GEL CROSSLINKEANTE (ENLAZANTE)



FIGURA Nº 17

ESTRUCTURA QUIMICA DE AL GOMA GUAR

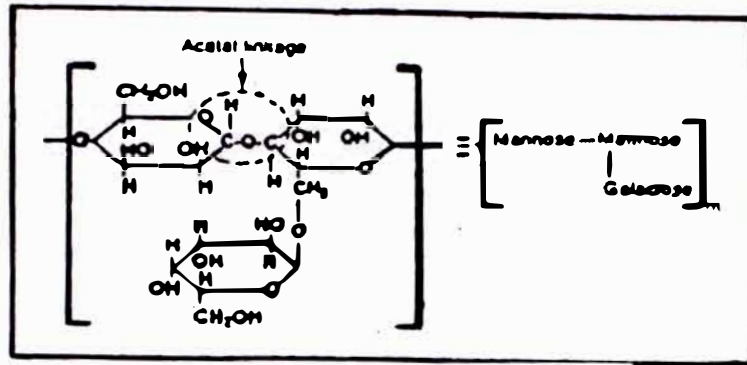


FIGURA N° 18a

ESTRUCTURA QUIMICA DE LA GOMA GUAR CON BORATO

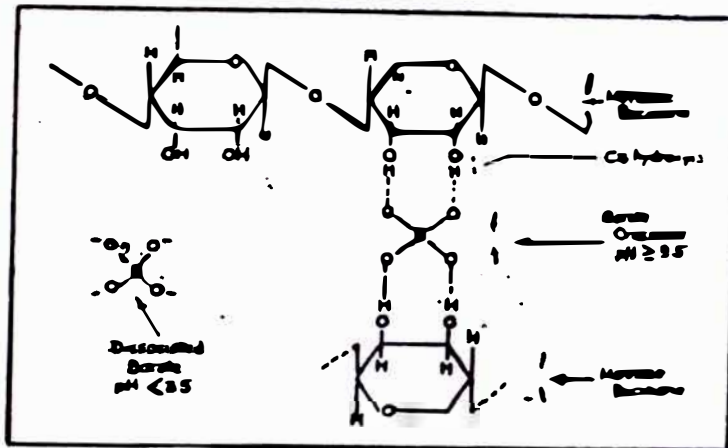


FIGURA N° 18b

ESTRUCTURA QUIMICA DE LA GOMA GUAR CON EL CROSSLINKE ORGANO METALICO

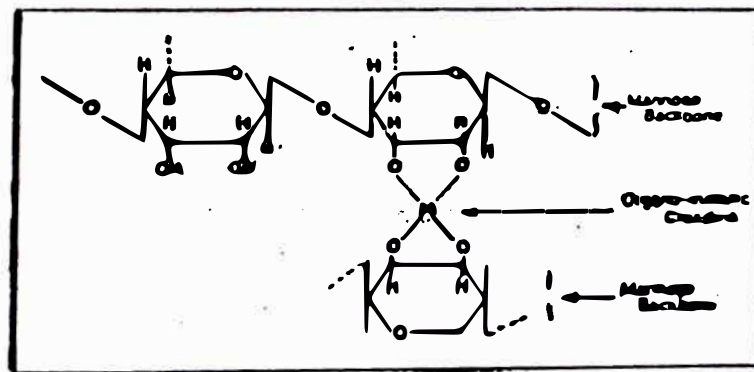


FIGURA N° 18c

VISCOSIDAD VS TIEMPO A 80°F

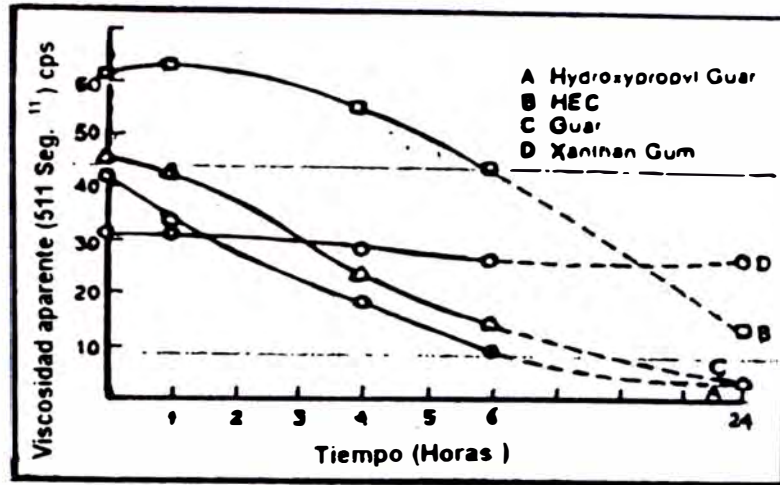


FIGURA N° 19a Agentes gelificantes al 50 lb/ Mgal con 5% HCl.

VISCOSIDAD VS TIEMPO A 80°F

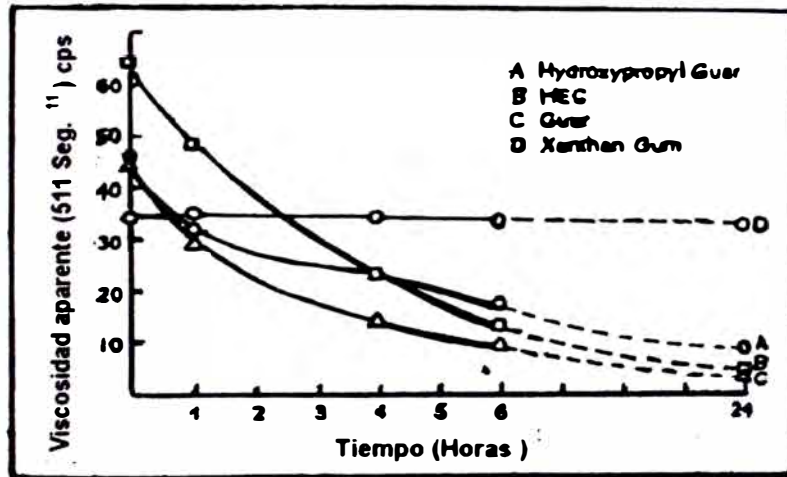


FIGURA N° 19b Agentes gelificantes 50 lb/ Mgal con 2% KCl y 0.3 lb enzima / Mgal

EFFECTO DE TEMPERATURA SOBRE LA VISCOSIDAD APARENTE

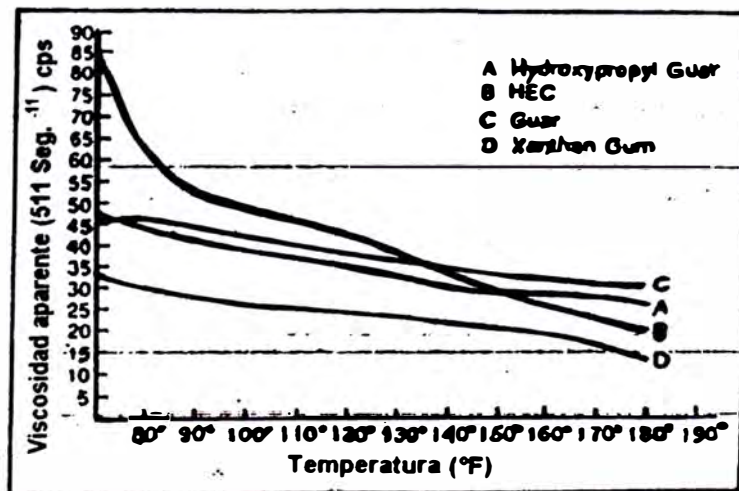


FIGURA N° 19c

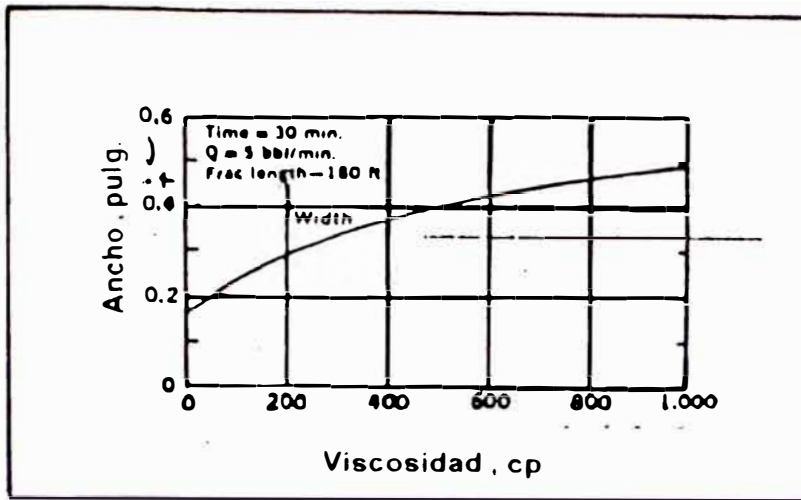


FIGURA N° 20 Como la viscosidad afecta al ancho de fractura

RELACION DE PERDIDA DE PRESION VS TASA DE FLUJO

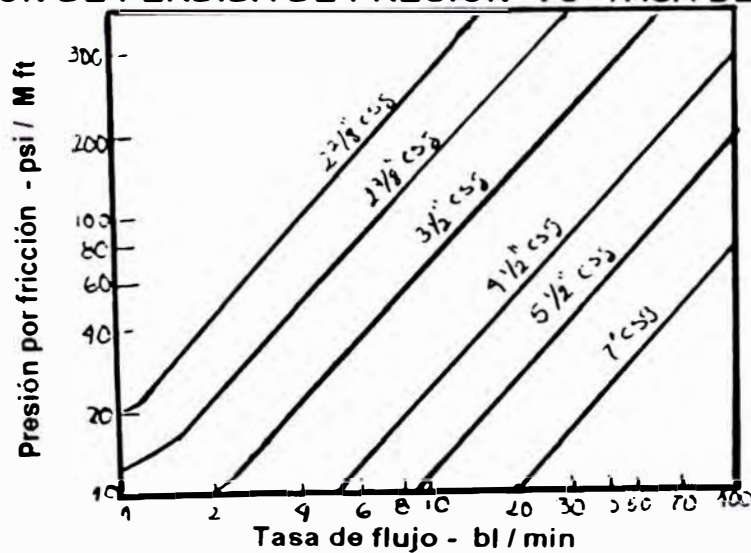


FIGURA N° 21 Sistema guar de 40 Lb/Mgal.

RELACION VISCOSIDAD VS TIEMPO

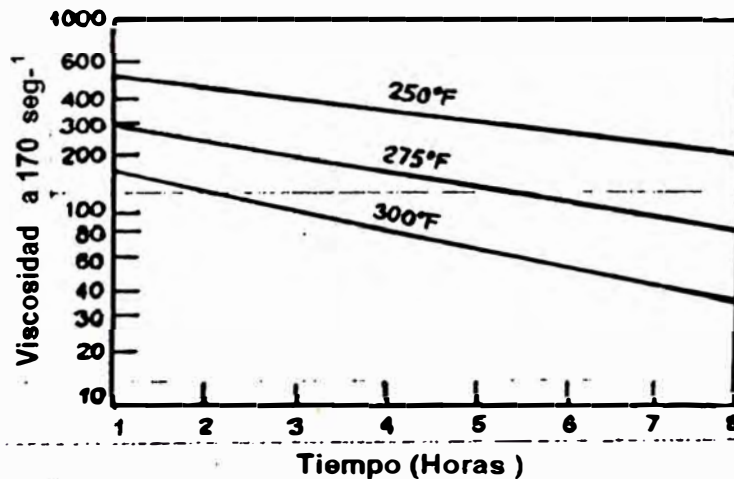


FIGURA N° 22 Sistema HPG de 50 Lb/ Mgal, con crosslinkeante organo metalico 10 Lb/ Mgal de estabilizador

TABLA DE CORRELACION ESTRATIGRAFICA DE LOS YACIMIENTOS DEL AREA LIMA - CUENCA TALARA

SISTEMA	SERIE	EDAD	GRUPO	FORMACION	LOBITOS	POZA NEGRA	TAMIAN REVENTONES	CARRIZO	CENTRAL LA TUNA	LOS ORGANOS	LAGUNA ZAPOTAL	CONCHITAS GOLDENIA ROVACIANO	TUNAL INJALTACAL	CAPILLA CEREZA		
				TABLAZO	VERDUN	VERDUN	VERDUN	VERDUN	VERDUN	VERDUN	VERDUN	VERDUN	VERDUN	VERDUN	VERDUN	VERDUN
T E R C I A R I O	E O C E N O	S U P E R I O R	LAGUNITOS	CARPITAS			MIRADOR					MIRADOR				
				CHIRA			CHIRA	CHIRA	CHIRA		CHIRA	CHIRA	CHIRA	CHIRA		
				VERDUN			VERDUN	VERDUN	VERDUN	VERDUN	VERDUN	VERDUN	VERDUN	VERDUN		
				POZO												
				ARS. TALARA												
				MONTE	TALARA	TALARA	TALARA	TALARA	TALARA	TALARA	TALARA	TALARA	TALARA	TALARA	TALARA	TALARA
				MELICO												
				LOBITOS												
				FERRRATULA												
				CONDUCT AMOS	PARIAS	EDINOYALOS	ECHINOYALUS	ECHINOYALUS	ECHINOYALUS	ECHINOYALUS	ECHINOYALUS	ECHINOYALUS	ECHINOYALUS	ECHINOYALUS	ECHINOYALUS	ECHINOYALUS
				CLAVEL	CHIVO	CLAVEL	CLAVEL	CLAVEL	CLAVEL	CLAVEL	CLAVEL	CLAVEL	CLAVEL	CLAVEL	CLAVEL	CLAVEL
				PALEONDA	PALEONDA	OSTREA	OSTREA	OSTREA	OSTREA	OSTREA	OSTREA	OSTREA	OSTREA	OSTREA	OSTREA	OSTREA
				COOL SUP. PACT. MEDIO INFERIOR	MOGOLLON	MOGOLLON	MOGOLLON	MOGOLLON	MOGOLLON	MOGOLLON	MOGOLLON	MOGOLLON	MOGOLLON	MOGOLLON	MOGOLLON	MOGOLLON
				SAN CRISTOBAL	SAN CRISTOBAL	SAN CRISTOBAL	SAN CRISTOBAL	SAN CRISTOBAL	SAN CRISTOBAL	SAN CRISTOBAL	SAN CRISTOBAL	SAN CRISTOBAL	SAN CRISTOBAL	SAN CRISTOBAL	SAN CRISTOBAL	SAN CRISTOBAL
				BASAL SALINA	BASAL SALINA	BASAL SALINA	BASAL SALINA	BASAL SALINA	BASAL SALINA	BASAL SALINA	BASAL SALINA	BASAL SALINA	BASAL SALINA	BASAL SALINA	BASAL SALINA	BASAL SALINA
CRETACEO	SUPERIOR	DANIANO	MALIPASO	BALCONES	BALCONES	BALCONES										
				MESA	MESA	MESA										
				PETACAS	PETACAS	PETACAS	PETACAS	PETACAS	PETACAS	PETACAS	PETACAS	PETACAS	PETACAS	PETACAS		
				ARCHA	ARCHA	ARCHA	ARCHA	ARCHA	ARCHA	ARCHA	ARCHA	ARCHA	ARCHA	ARCHA		
				MONTE GRANDE					MONTE GRANDE			MONTE GRANDE	MONTE GRANDE			
				REDONDO	REDONDO	REDONDO	REDONDO	REDONDO	REDONDO	REDONDO	REDONDO	REDONDO	REDONDO	REDONDO	REDONDO	
				TARLONES CON BOMBAREO									TARLONES CON BOMBAREO	TARLONES CON BOMBAREO		
MED. ALB.	MARTE PAMPANA				MARTE PAMPANA				MARTE PAMPANA	MARTE PAMPANA						
PERMICO	PALAU															
PENSILVANIA	CERRO PHETO	AMOTAPE	AMOTAPE	AMOTAPE	AMOTAPE	AMOTAPE	AMOTAPE	AMOTAPE	AMOTAPE	AMOTAPE	AMOTAPE	AMOTAPE	AMOTAPE			
MISSISSIPIANO	CHALET DE PNC															
DEVONICO.	CENOMANO															

Figura N° 23

PRODUCCION INMEDIATAMENTE DESPUES DE FRACTURAR

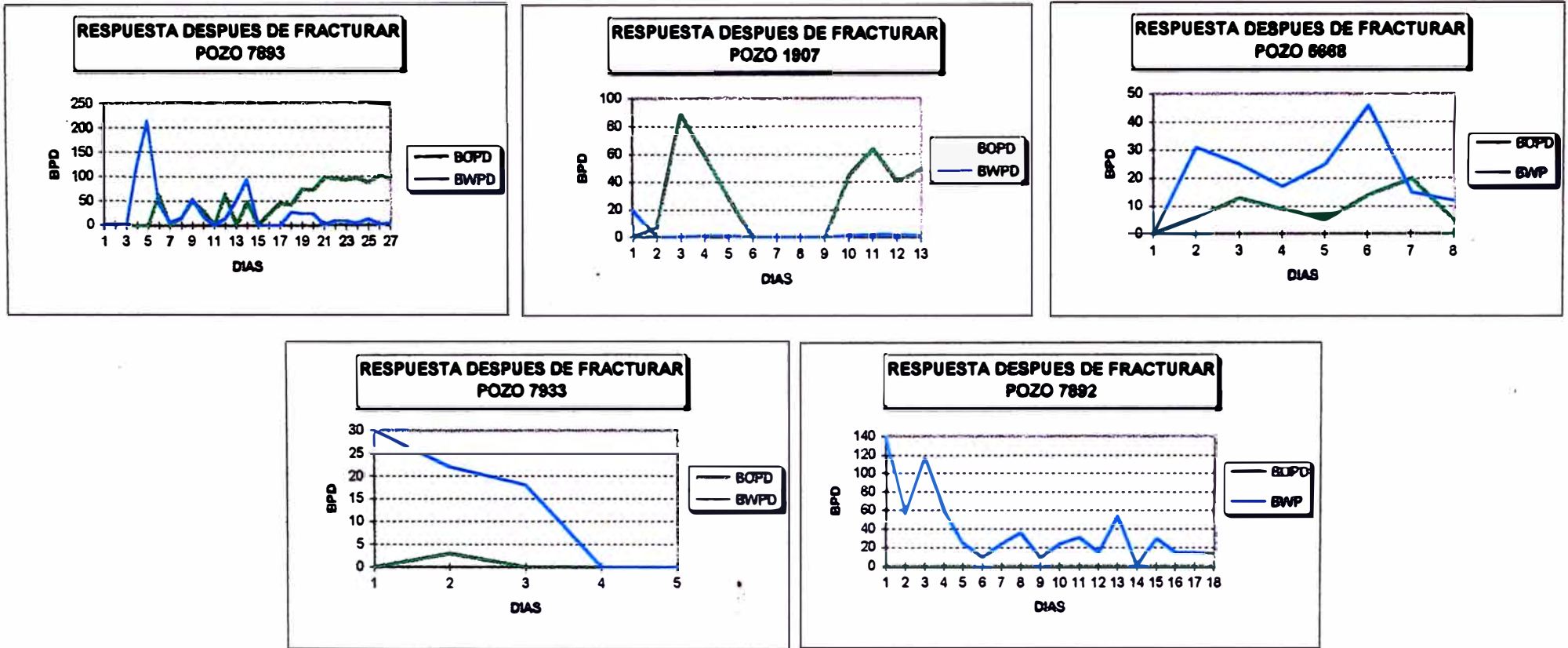


Figura N° 25

YACIMIENTO REVENTONES

COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO

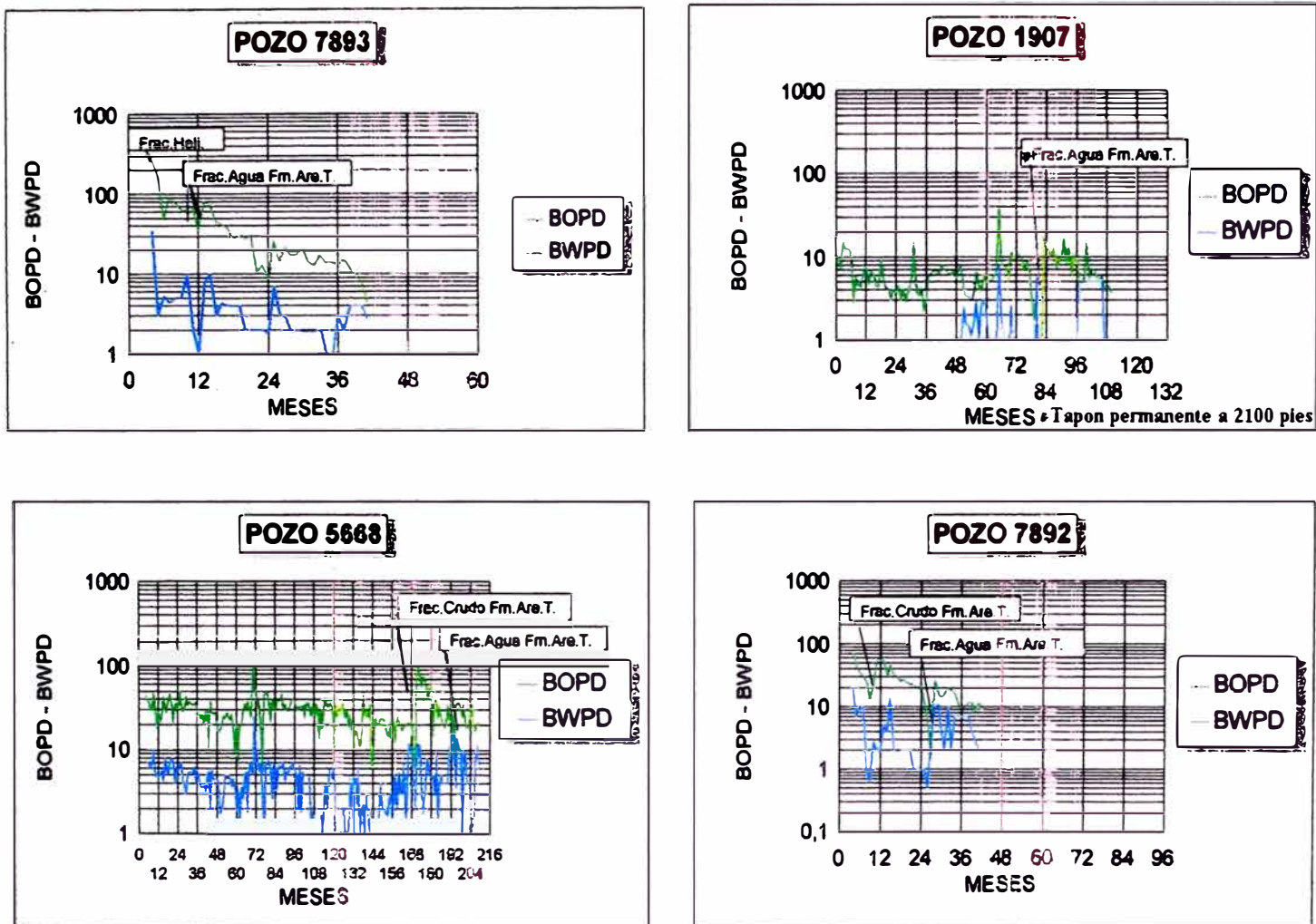
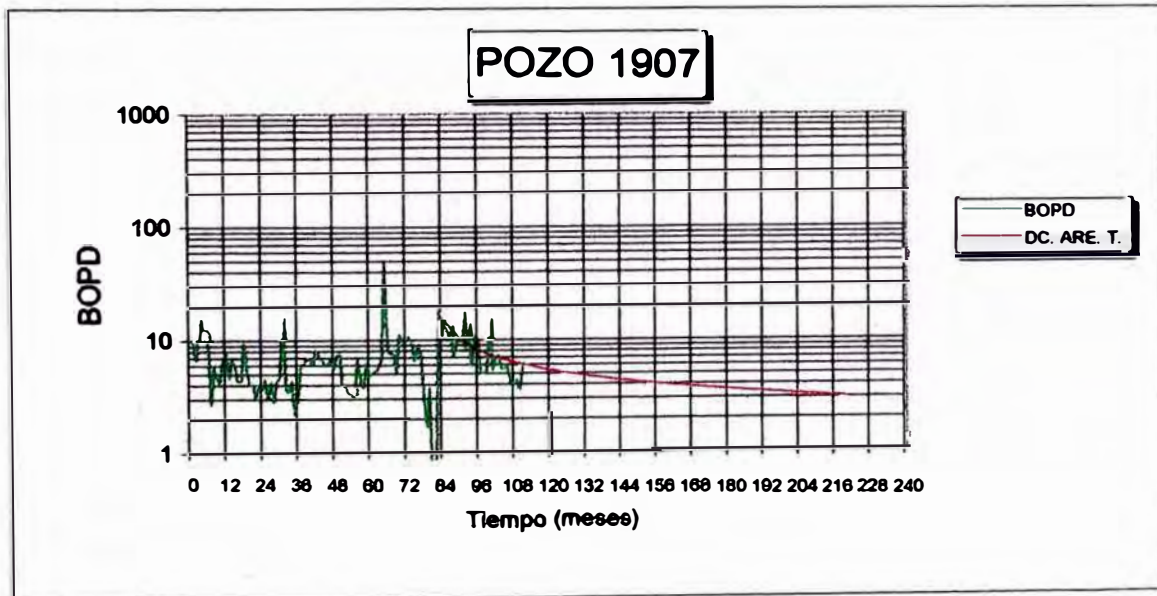
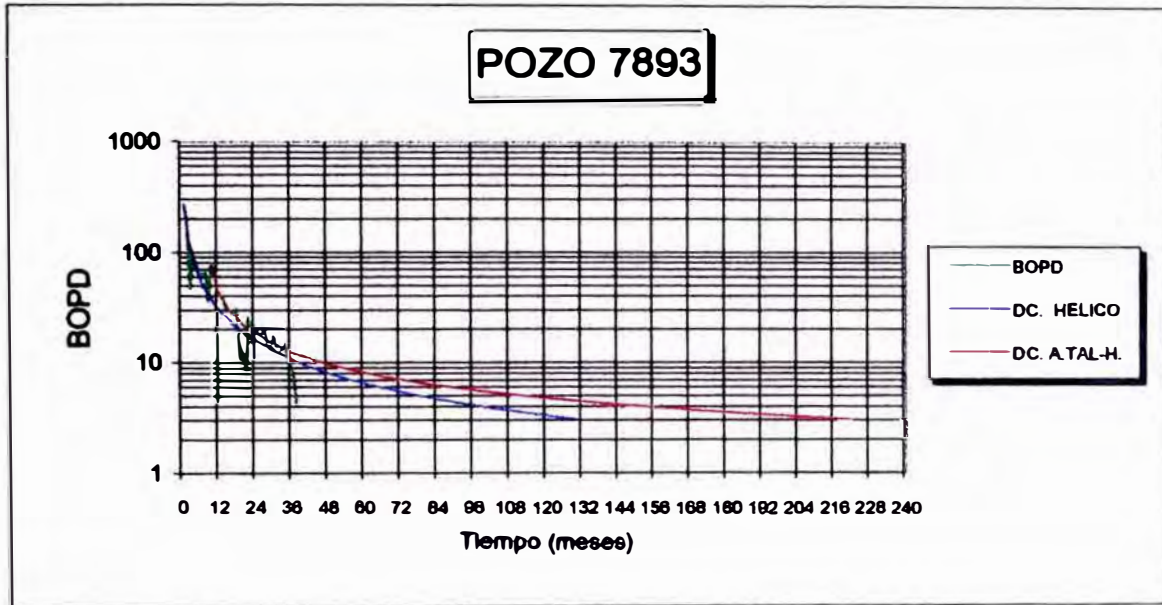


Figura N° 26

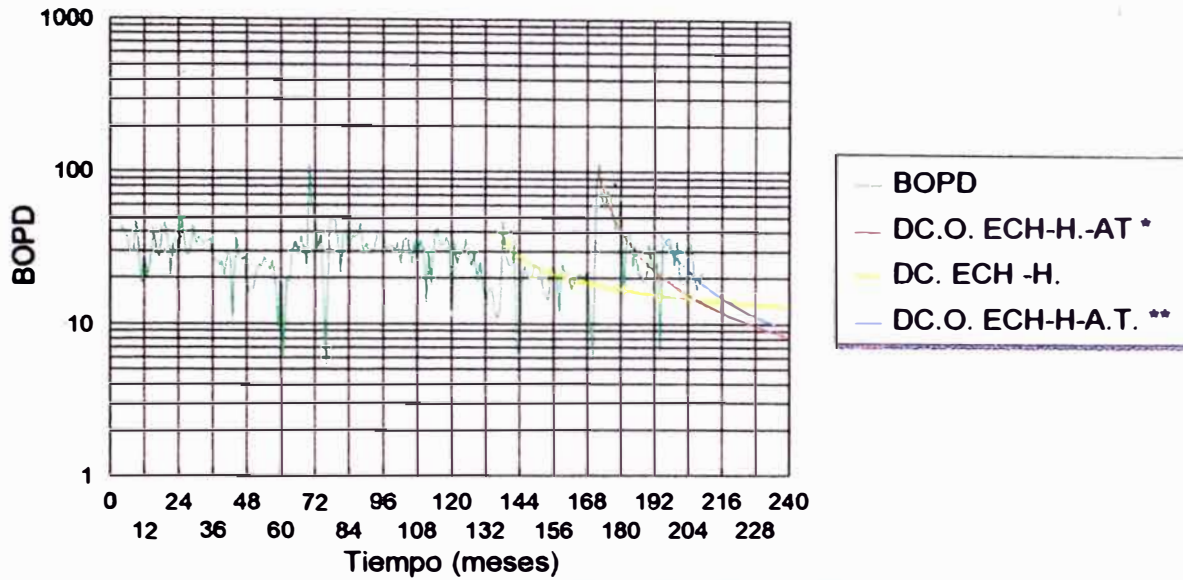
DETERMINACION DE CURVAS TIPO
POZOS FRACTURADOS CON AGUA



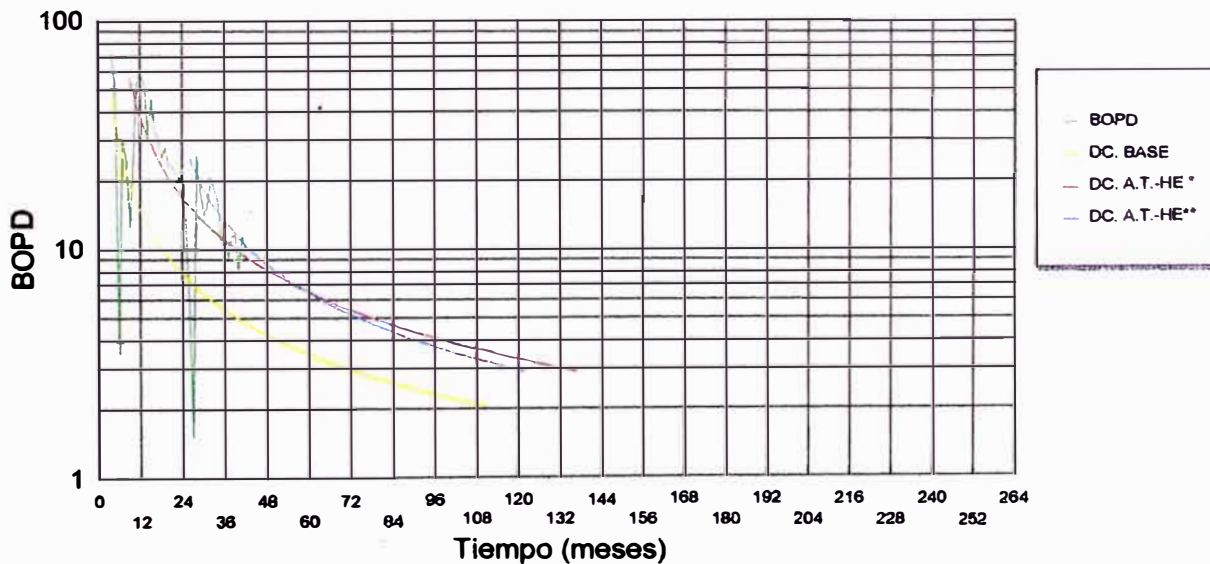
DC: DECLINACION, A.TA.: ARENISCAS TALARA

Figura N° 27

POZO 5668



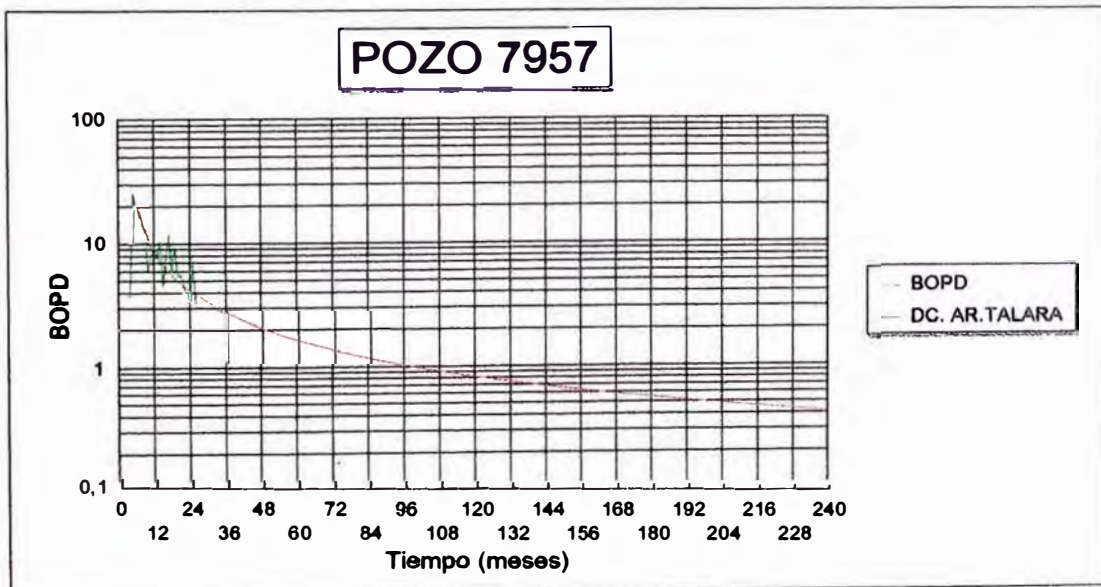
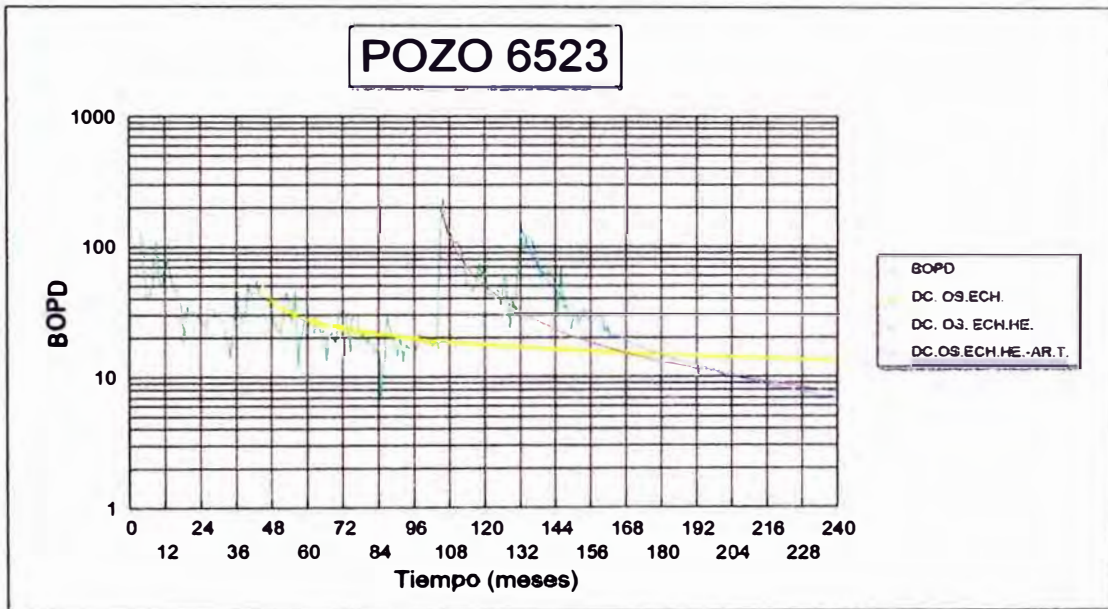
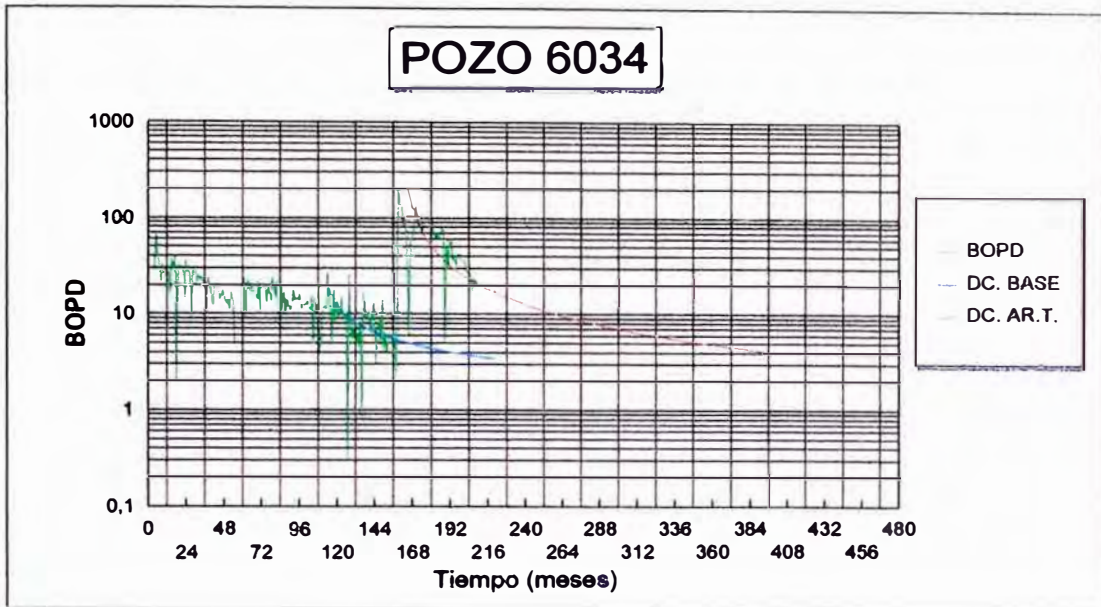
POZO 7892



DC. Declinación , O: Ostrea, ECH.: Echino, H: Helico, A.T.: Areniscas Talara.

* =FLUIDO FRACTURANTE PETROLEO ** = FLUIDO FRACTURANTE ACUOSO

POZOS FRACTURADOS CON CRUDO



DC: DECLINACION, AR.TAL: ARENISCAS TALARA, OS: OSTREA, ECH: ECHINO, HE: HELICO

ANALISIS DE CORE

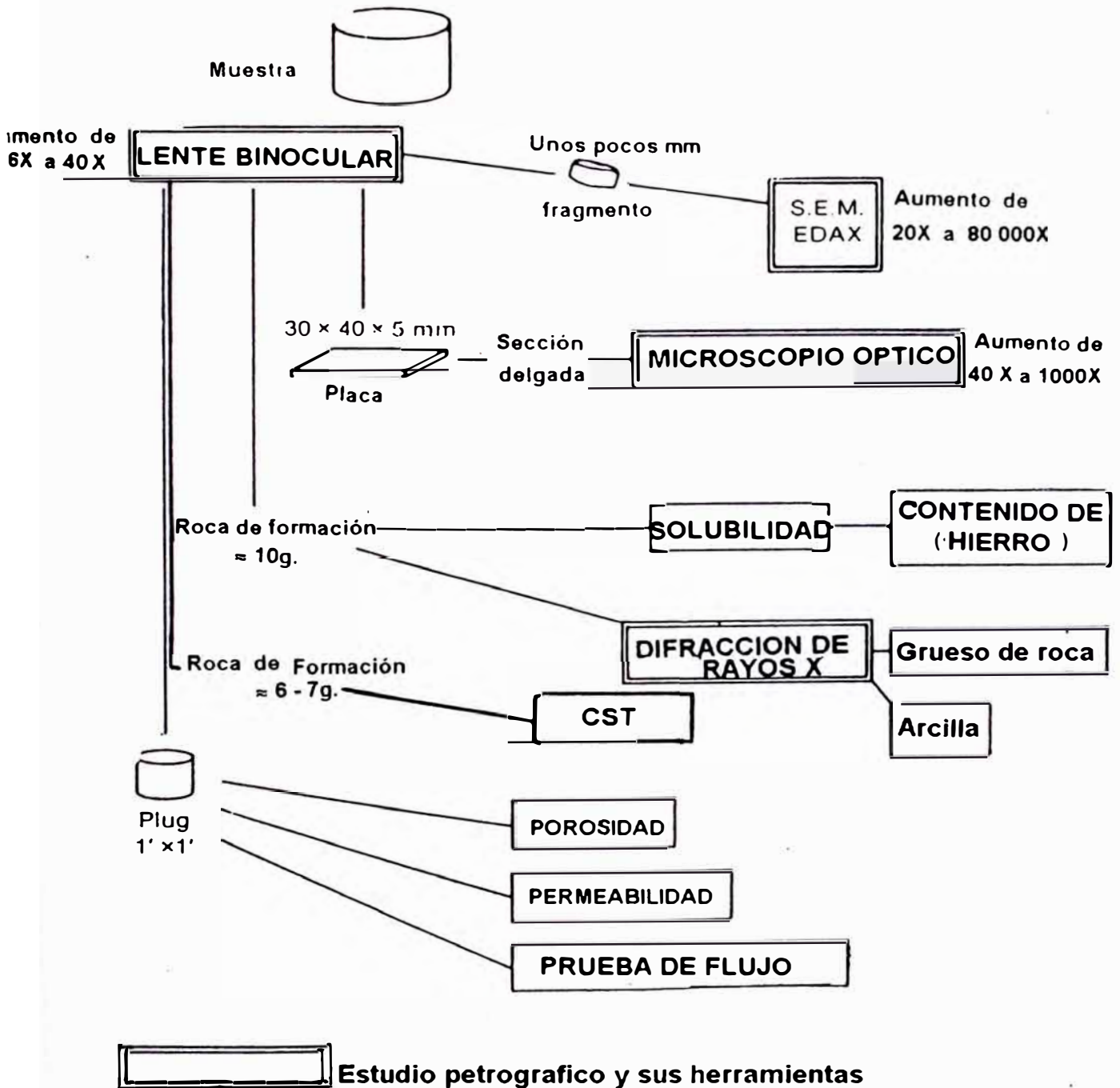
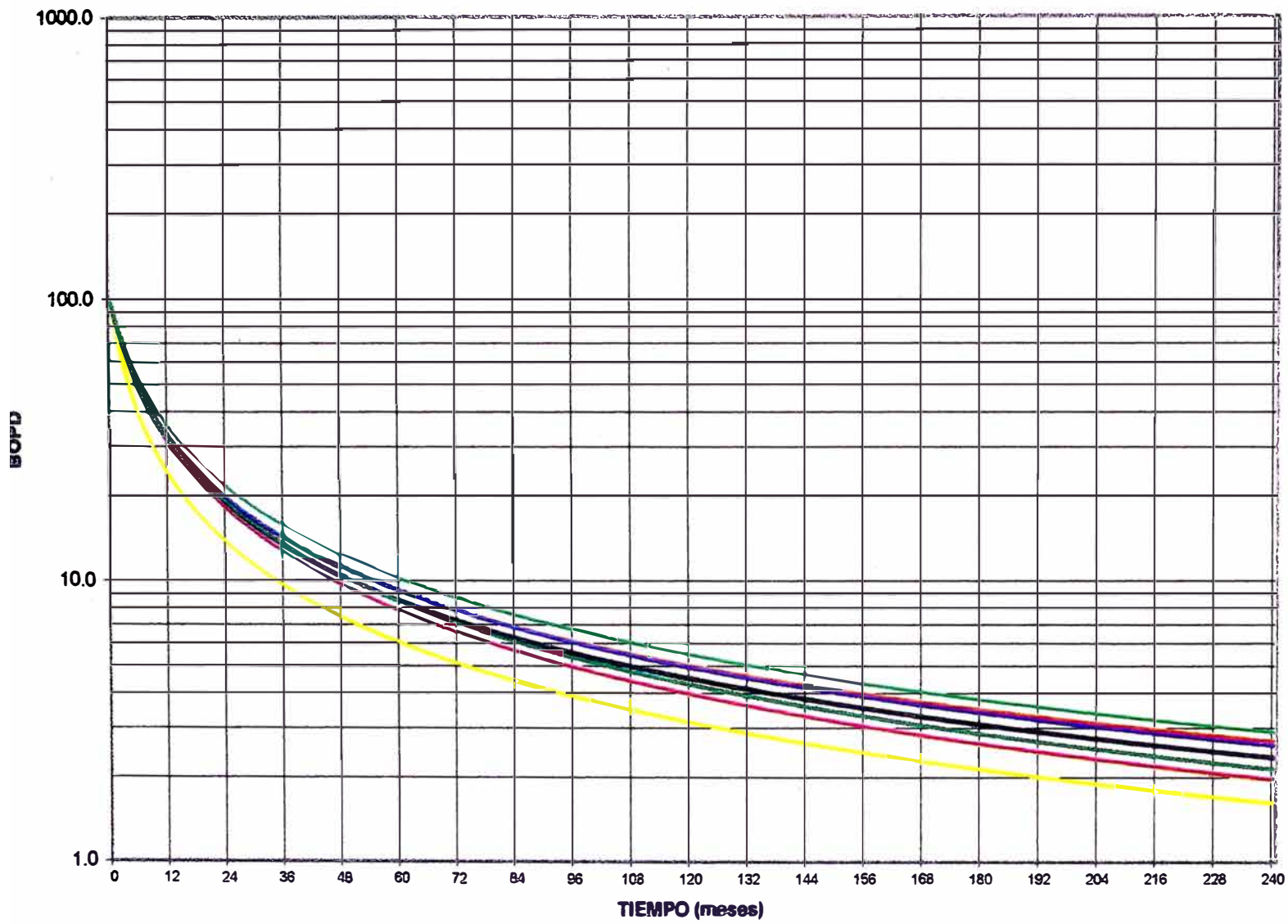


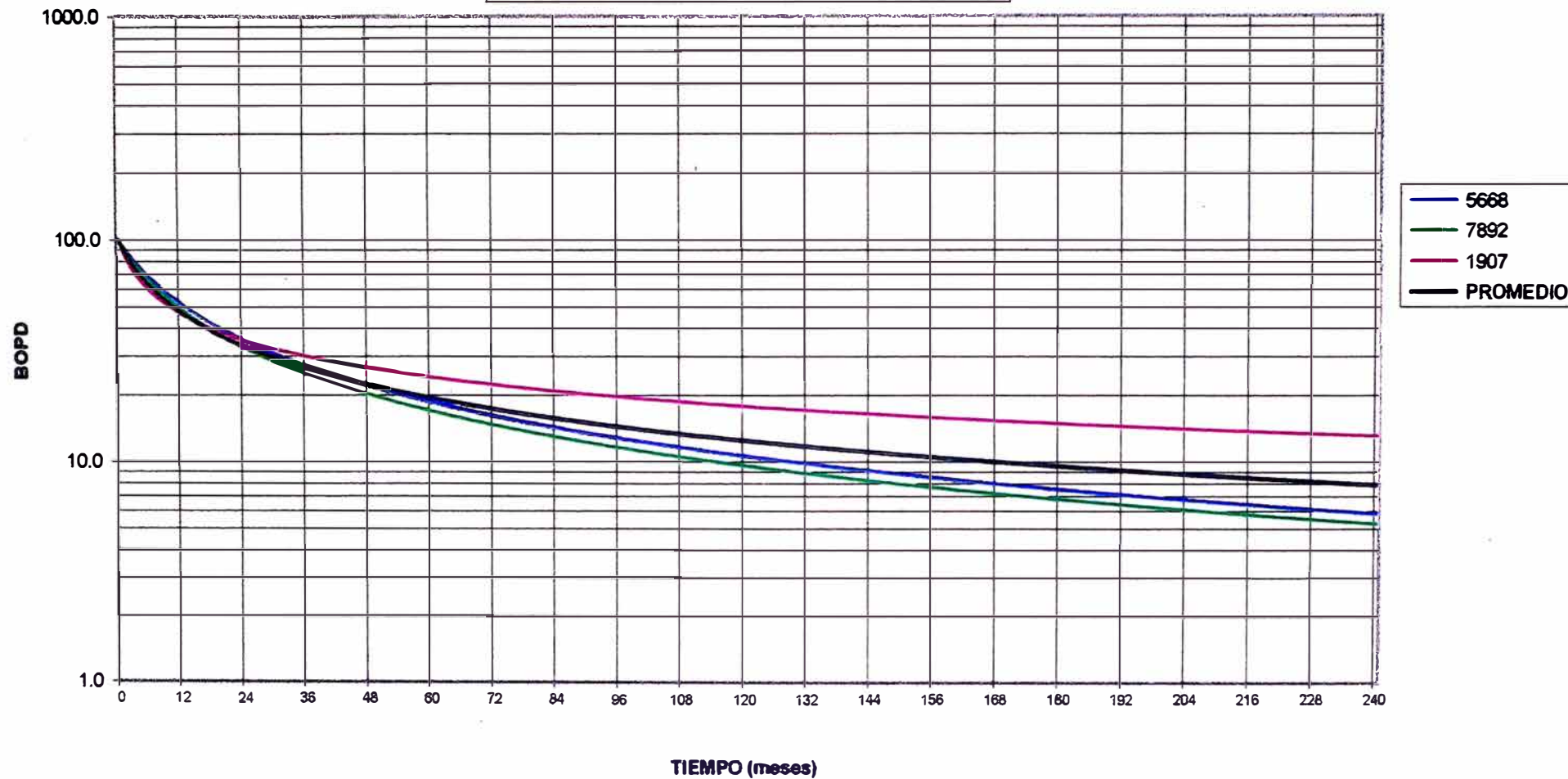
Figura N° 29 Diferentes técnicas usadas para análisis de core

POZOS FRACTURADOS CON PETROLEO

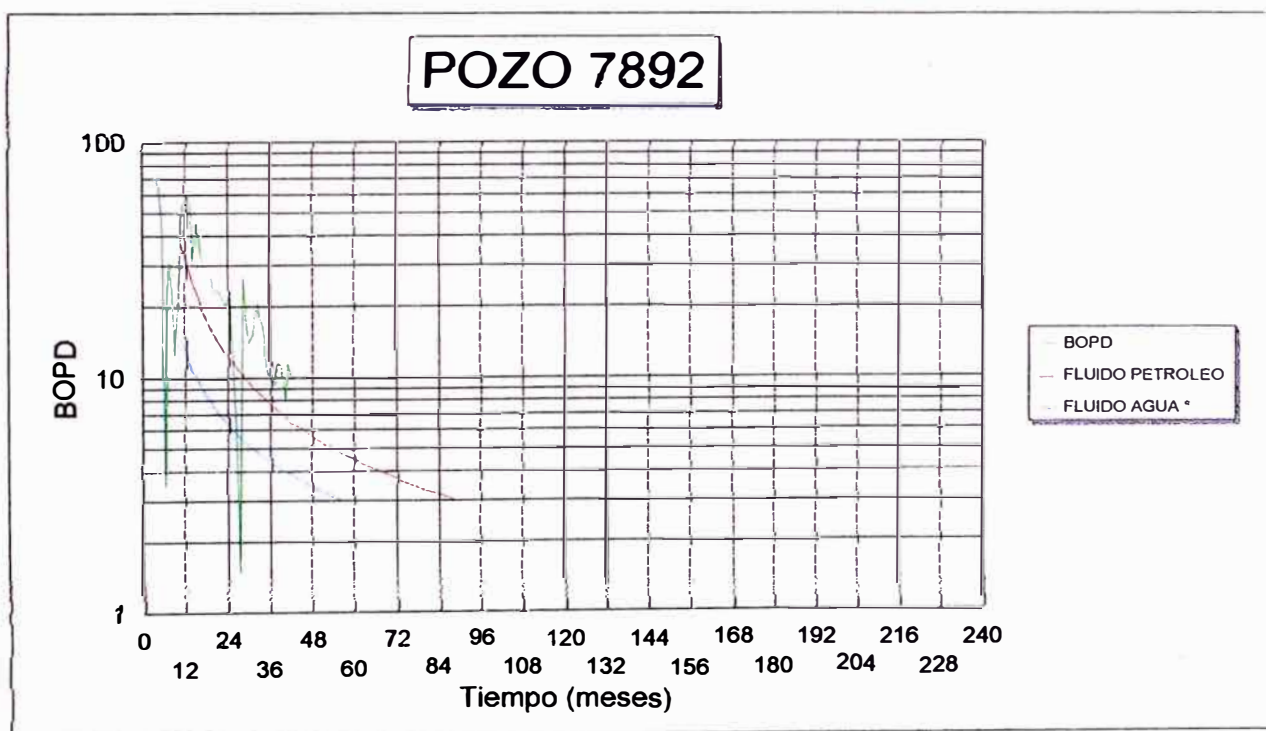
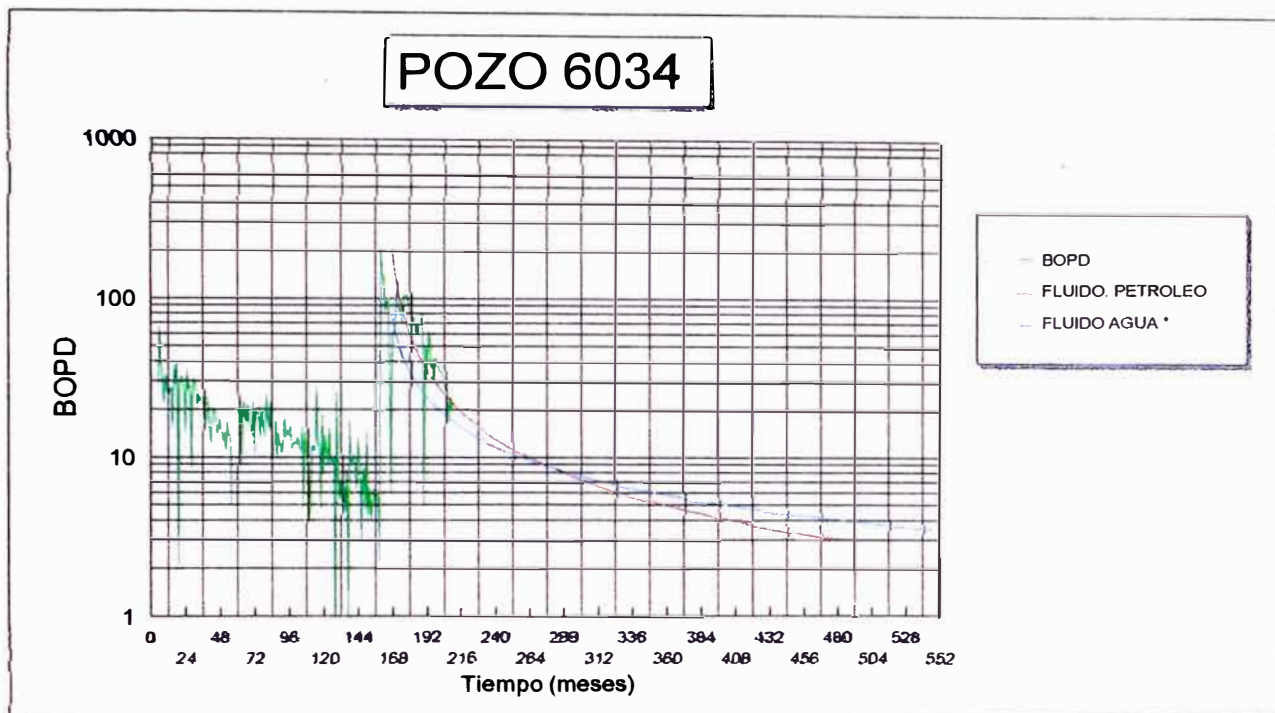


- 6523
- 6034
- 7957
- 5668
- 7892
- PROMEDIO
- 7857
- 7891

**CURVA DE DECLINACION TIPICA - PROMEDIO
POZOS FRACTURADOS CON BASE ACUOSA**



CURVA DE DECLINACION USANDO EL COMPORTAMIENTO TIPICA DE PRODUCCION EN EL FLUIDO ALTERNATIVO FRACTURANTE RESERVORIO ARENISCAS TALARA



* FLUIDO ALTERNATIVO

Figura N° 30

POZO 1907

