

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



**FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON FLUIDOS ACUOSOS
EN YACIMIENTOS DEL LOTE X**

**TITULACIÓN POR EXAMEN PROFESIONAL
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DEL
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**VICTORINO SIU GABRIEL
PROMOCIÓN 1974 - I**

**LIMA - PERU
1995**

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON FLUIDOS ACUOSOS **EN YACIMIENTOS DEL LOTE X**

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN

I. OBJETIVO

II. ANTECEDENTES

III CONSIDERACIONES TÉCNICAS

III.1 FRACTURAMIENTO CON FLUIDO BASE ACUOSA

III.1.1 Selección de los fluidos de fractura base acuosa

III.1.2 Geometría y conductividad de fractura

III.1.3 Recuperación del fluido de fractura

III.2 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS Y PETROFÍSICAS DE LOS RESERVORIOS

III.2.1 Características geológicas

III.2.2 Características petrofísicas

IV. DISCUSIÓN Y ANÁLISIS

IV.1 ASPECTO GEOLÓGICO.

IV.2 ASPECTO TÉCNICO

IV.3 ASPECTO OPERATIVO

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

ANEXO

INTRODUCCIÓN

Ante la creciente preocupación, debido a que los niveles de producción diaria en operaciones del Lote X Noroeste, vienen siendo afectados entre otras razones por el uso generalizado de petróleo crudo en trabajos de fracturamiento; la Gerencia General de Petróleos del Perú S.A., encargó estudiar la conveniencia de utilizar fluidos alternativos para efectuar dichos trabajos de estimulación.

En atención a dicho encargo, la Gerencia de Operaciones Noroeste, en coordinación con la Gerencia de Área Exploración Producción-Lima y a través de sus dependencias correspondientes: Técnico de Petróleo N.O., Dpto. Ingeniería de Petróleo y Dpto. de Geología-Lima, acordaron conformar un grupo de trabajo para que estudie y elabore un informe respecto a la posible sustitución del petróleo crudo, como fluido fracturante en las futuras completaciones y reacondicionamientos de pozos del Lote X. El grupo de trabajo, quedó conformado por los siguientes ingenieros:

Victorino Siu G.	Coordinador General
Mauro Cataño O.	Dpto. Técnico de Petróleo ONO
Aníbal Lajo S.	Dpto. Técnico de Petróleo ONO
Luis Angulo R.	Dpto. Ingeniería de Petróleo - Lima
Alcides Campos P.	Dpto. Ingeniería de Petróleo - Lima
Miguel León E.	Dpto. Geología - Lima
Luis Mogrovejo R.	Dpto. Geología - Lima

El mencionado grupo, inició sus actividades el 23 de febrero con una reunión en la Oficina Principal-Lima, donde se elaboró un plan de trabajo, el cual, debería ser ejecutado dentro del plazo de un mes.

Las actividades iniciales estuvieron orientadas a efectuar una evaluación de casos históricos de fracturamientos con agua y a estudiar con mayor detalle las características geológicas y de reservorios de las diferentes formaciones productivas. Al término de estas actividades se presentó un informe preliminar de avance, el 12 de marzo del año en curso.

El desarrollo posterior del cronograma, estuvo relacionado básicamente con las tareas siguientes: a). Consulta e intercambio de opiniones técnicas con ingenieros y especialistas de las diferentes Cías. de Servicios, b). La selección y envío de muestras de canaleta (cuttings) a los laboratorios especializados para la determinación de volumen y análisis mineralógico de matriz en yacimientos donde no se cuenta con esta información y c). Finalmente, se concluyó con la realización de una mesa redonda en Operaciones Noroeste, con la participación de expertos de las Cías. Halliburton Services, B.J. Services y Dowell Schlumberger; llegándose a conclusiones de trascendental importancia, fruto de las cuales, es parte el presente informe que se presenta.

I. OBJETIVO

Estudiar y evaluar la conveniencia técnico-operativa, del uso de los fluidos base agua como alternativa para efectuar los fracturamientos hidráulicos en los reservorios del Lote X.

II. ANTECEDENTES

En el Noroeste Peruano se han efectuado hasta la fecha, 124 trabajos de fracturamientos con agua, remontándose el primero al año 1964 (1564 Carrizo) y el último a 1993 (7916 Ballena).

Durante este período, no ha habido un estudio completo que haya efectuado una evaluación técnico-operativa y económica de los fracturamientos con fluidos acuosos. El estudio IT-7665 “Evaluación de Fracturamientos Hidráulicos”, desarrollado en 1991 por el Dpto. Ingeniería de Petróleo, fue orientado a comparar la performance productiva de los pozos fracturados con agua, versus los pozos fracturados con petróleo, como una forma de mostrar en forma objetiva, los buenos resultados logrados en fracturamientos con agua, habiéndose escogido para ello, pozos con características y condiciones similares.

Si bien es cierto que, el mencionado estudio arriba a importantes conclusiones sobre la incidencia del agua en la vida productiva del pozo, en él no se analizó ni se determinó las causas que la originaron.

En esta oportunidad, tomando como base el estudio IT-7665, se orientó los esfuerzos al conocimiento del interior del reservorio; especialmente, al conocimiento de la compatibilidad que debe haber entre el fluido de estimulación con los de la formación y al procedimiento operativo para la preparación, control de calidad y recuperación de este fluido.

Para el logro de este fin, se elaboraron mapas de distribución areal de las formaciones Basal Salina, Mogollón, Ostrea, Echino, Mbo. Hélico y Echino Repetido; se preparó también un registro de 56 análisis de arcillosidad correspondientes a 20 pozos que involucran las formaciones Basal Salina, San Cristóbal, Mogollón, Ostrea, Echino y el Mbo. Hélico; finalmente se elaboró un registro de salinidades de 1000 muestras de agua de formación y otro registro de grados API de 70 muestras de petróleo crudo, correspondiente a todos los yacimientos y formaciones productivas. Finalmente se evaluó desde el punto de vista técnico-operativo 17 fracturamientos con agua, considerados los más representativos en el estudio IT-7665.

Las dudas e inquietudes que se encontraron al desarrollar estos rubros, fueron consultados y discutidos con los investigadores y especialistas de las Compañías de Servicios, tales como: Halliburton, BJ Services, Dowell, etc., mediante el envío de un cuestionario de preguntas, así como con la participación directa de éstos en la mesa redonda realizada en la ciudad de Talara.

III. CONSIDERACIONES TÉCNICAS

Con el propósito de entender y explicar el proceso técnico que demanda el conocimiento de los fracturamientos con agua, se contempló el desarrollo de las siguientes consideraciones técnicas:

III.1.- FRACTURAMIENTO CON FLUIDO BASE ACUOSA

Este sistema, como cualquier otro de su género, tiene como objetivo crear y formar un medio de alta conductividad que facilite el flujo de los fluidos del reservorio hacia el pozo, para drenarlo de la forma más eficiente.

La selección de un adecuado fluido, dependerá de un gran número de consideraciones previas, seguidas del análisis de las consideraciones particulares del pozo, equipamiento o material disponible, costo, etc.

En general, las propiedades más importantes que debe cumplir un fluido de fractura son:

- Baja pérdida de fluido.
- Buena capacidad de transporte de arena.
- Compatible con los fluidos de la formación.
- Fácilmente recuperable de la formación.
- ~~Causar el mínimo daño a la formación.~~
- Seguridad en la manipulación.
- Bajo costo.

Los fluidos de base acuosa, dada su versatilidad para lograr las propiedades antes mencionadas, son los más usados en el mundo en fractura hidráulica.

III.1.1 Selección de los fluidos de fractura base agua.

Una adecuada selección de los fluidos en un sistema de fracturamiento con agua, dependerán básicamente de los siguientes aspectos:

Análisis Petrográfico.- Este tipo de análisis es de suma utilidad: permite conocer el tipo y la composición mineralógica de una formación.

De una manera explícita, con este ensayo pueden determinarse los materiales constituyentes de la roca y a su vez, la relación entre la matriz, el material cementante y los espacios porales. Pueden evaluarse además, los tipos de materiales con los cuales deberá contactar el fluido de fractura. Conociendo estas características, se tendrá una idea más acertada de los posibles problemas de incompatibilidad que pueden presentarse.

El análisis petrográfico, permite además, evaluar la distribución y la configuración de los poros de la roca.

Análisis de difracción de Rayos X.- Este análisis facilita la determinación de los tipos de minerales arcillosos presentes en la formación. Los resultados obtenidos por este método, se complementan con los del análisis petrográfico, para tener un claro panorama químico y mineralógico de la formación.

La capacidad de hidratación de las arcillas depende de sus posibilidades de intercambio iónico. Las smectitas e illitas poseen mayor capacidad de intercambio iónico. Este tipo de ensayo se efectúa en el laboratorio siguiendo un procedimiento standard.

Existe otro método sencillo de determinar la sensibilidad de las arcillas (hidratación) que constituyen la formación y que actualmente se viene empleando en nuestras actividades de perforación. El método consiste en usar el CST (Capillary Suction Timer), en el cual se vierte la muestra molida y luego se hace pasar diferentes soluciones acuosas. En base al tiempo y al volumen del filtrado, se deduce si la formación posee alta, mediana o baja sensibilidad a una determinada solución acuosa.

Tipos de formaciones.- Las formaciones más comunes donde se aplica la fractura hidráulica se pueden agrupar en tres tipos básicos:

Areniscas cuyo material cementante lo constituyen las silices. Estas rocas son las que menos se alteran en contacto con los fluidos acuosos.

Areniscas cuyo material cementante son las arcillas y se encuentran dispersas en los espacios porales. Estas formaciones son fácilmente alterables por efecto del filtrado del fluido de fractura.

Areniscas cuyo material cementante es carbonático y está expuesto en los espacios porales. Este tipo de rocas es altamente sensible a bajo PH (ácido).

Ensayos Petrofísicos.- La permeabilidad y porosidad de la formación son parámetros de suma importancia para la selección del tratamiento de estimulación más adecuado. Estos parámetros permiten determinar cómo un fluido de fractura puede filtrar a la formación durante el tratamiento hidráulico.

Ensayos de Inmersión.- Los ensayos de inmersión son determinaciones de tipo cualitativo. Con ellos puede tenerse una idea de la alteración de la formación (empotramiento) y la cantidad de finos que pueden ser liberados por reacción del fluido de fractura con el de la formación.

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 (cuttings) a fracturar, saturándolos con las mezclas de prueba.

Cuando un fluido inadecuado contacta con formaciones muy sensibles, se disgrega total o parcialmente. En muchos casos, este efecto se subsana adicionando proporciones variables de inhibidores de arcillas, como sales, amonios, polímeros, etc. Cuando esto no resulte efectivo, será necesario pensar en fluidos base hidrocarburos.

Daño a la formación.- Cuando en una operación de fractura se utiliza un fluido inadecuado se pueden causar severos daños a la formación. La invasión del fluido puede causar el hinchamiento de las arcillas y la liberación de finos móviles. El daño a la formación, también puede ser causado por residuos del fluido de fractura, los cuales, pueden reducir la permeabilidad de la formación.

Los fluidos crosslinkeados son más propensos a producir mayor daño a la formación, debido a que los largos fragmentos del polímero quedan atrapados en los espacios porales.

Compatibilidad de los fluidos de fractura.- El fluido de fractura seleccionado, debe ser compatible con los fluidos de la formación. Esto evitará la formación de precipitados insolubles, emulsiones estables, etc. que pueden afectar la producción esperada.

Para prevenir problemas de incompatibilidad del fluido de fractura con los fluidos de la formación, deben efectuarse análisis previos de laboratorio. Estos consisten en mezclar el agua a usar con el agua de formación (pozos vecinos) en distintas proporciones y verificando la formación de precipitados insolubles.

Ensayos de emulsión.- Estos ensayos deben efectuarse una vez que el fluido de fractura ha sido seleccionado y se ha determinado que es compatible con los fluidos de la formación.

Se realizan con el objeto de determinar la posibilidad de que se formen emulsiones estables con los fluidos de la formación (petróleo), lo cual podría ocasionar serios problemas de bloqueo del medio poroso. La formación de emulsiones producirá la reducción de la producción, siendo en muchos casos difícil de solucionar con tratamientos correctivos.

Se efectúan mezclando el fluido de fractura (acuoso) con el petróleo de la formación (pozos vecinos) en 2 ó 3 proporciones diferentes (25:75, 50:50 y 75:25) mediante agitación a alta velocidad, induciendo a la formación de la emulsión.

Distintos surfactantes deben ser agregados a fin de verificar la eficiencia en la ruptura de la emulsión formada.

Los surfactantes deben seleccionarse en base a su afinidad con el fluido de la fractura, su compatibilidad con el resto de los productos agregados al tratamiento y las propiedades que debe otorgar la roca que contacta.

Humectabilidad.- El agua y el petróleo son líquidos inmiscibles entre sí. Cuando estos fluidos llenan los espacios porales de un reservorio, compiten por un lugar en la superficie de la formación y la mojabilidad preferencial. Este factor, es a menudo de gran importancia para la óptima productividad del reservorio.

Cuando las superficies de los poros están mojadas por agua, la capacidad de flujo al petróleo es mucho mayor que cuando está mojada por hidrocarburos; esto debido a que se produce un resbalamiento del 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 esas cargas, dando lugar a superficies con distinta afinidad al agua o a los hidrocarburos. En base a este hecho, se obtiene la siguiente clasificación:

Producto (Surfactante)	Mojabilidad (Areniscas)
Catiónico	Mojable al petróleo
Aniónico	Mojable al agua
No iónico	Mojable al agua

La combinación de todos los productos adicionados al fluido de fractura, debe dar como resultado un fluido preferentemente con propiedades acuohumectantes. De esta forma se logrará una mayor productividad y se evitará la formación de bloqueos por agua, sobre todo, en formaciones de baja permeabilidad como las del Lote X.

III.1.2 Geometría y conductividad de fractura

La forma y dimensiones de la fractura creada en condiciones dinámicas, es un problema sumamente complejo. Intervienen factores de diversa naturaleza: propiedades mecánicas de la roca, propiedades de los fluidos de tratamiento y parámetros hidráulicos de la operación.

La forma más simple de percibir la geometría de fractura, es expresándola en término de volumen de fractura, dada por la siguiente relación:

$$V_f = L_f \times H_f \times W_f$$

L_f	=	Longitud de fractura
H_f	=	Altura de fractura
W_f	=	Ancho de fractura

En fracturas verticales (las más frecuentes), se considera en principio que la altura es constante. La grieta se extiende rápidamente hasta encontrar estratos resistentes que la limitan por encima y por debajo de la zona de interés.

El valor del ancho y de la longitud de fractura, dependen principalmente del coeficiente de pérdida de fluido y de la viscosidad de este.

$$W_f = C \left[\frac{Q U_a L_f}{E} \right]^{1/4}$$

C	=	Cte
Q	=	Rate de bombeo
U_a	=	Viscosidad del fluido
E	=	Módulo de Young

De allí, la importancia de los fluidos acuosos en los fracturamientos hidráulicos, en los cuales, el valor requerido de estos parámetros pueden ser fácilmente obtenidos.

En lo que respecta a la conductividad de la fractura, ésta se define como el producto del ancho empaquetado multiplicado por la permeabilidad del agente de sostén en la fractura, y es de suma importancia, para el rate de producción del pozo así como para la recuperación de reservas.

Debe tomarse en cuenta que, la conductividad de la fractura, está influenciada también por la forma en que se distribuye el agente de sostén en la fractura. Los fluidos acuosos, a diferencia del petróleo crudo, por su mayor viscosidad no solo transportan mayor cantidad de arena, sino que, lo distribuye en forma homogénea en casi toda la fractura, facilitando la obtención de una mayor conductividad de la fractura.

III.1.3 Recuperación del fluido de fractura

En una operación de fractura hidráulica, una vez que el agente de sostén ha sido depositado en la fractura, la función del fluido desaparece, por lo cual debe ser extraído a superficie. Para esta operación, se requiere que el fluido esté lo menos viscoso posible, a fin de que pueda ser desalojado a través de la fractura.

Una deficiente ruptura del gel, excesiva cantidad de residuos o formación de revoque de polímero en la cara de la fractura, puede restringir la recuperación del fluido.

El uso de gelificantes que dejan poco residuo y de ruptores encapsulados (se activa por ruptura de las cápsulas debido a la presión de cierre de fractura) podría solucionar en gran parte este problema.

Otro motivo que puede dificultar la recuperación del fluido, es la ruptura o empotramiento del agente de sostén por efecto de la presión de confinamiento que al vaciar el pozo (suabeo a seco), queda aplicada en su máximo valor. Para evitar este efecto, se recomienda no someter a la formación a excesivos “Drawdown” (suabeo descontrolado) durante la recuperación del fluido de fractura, permitiendo así el acomodamiento del agente de sostén en forma paulatina, así como también se evita la migración de finos que, al final, podrían taponar la boca del pozo y anular la recuperación del fluido, con el consecuente riesgo de daño al pozo.

III.2 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS Y PETROFÍSICAS DE LOS RESERVORIOS

III.2.1 Características Geológicas

a) Condiciones sedimentarias

La cuenca Talara, se define particularmente como una pequeña cuenca externa, caracterizada por estar ubicada sobre un margen continental activo y por haber tenido una fuente de alimentación cercana. Dadas estas características, su relleno sedimentario ha estado controlado por una tectónica oscilatoria de gran movilidad vertical y por un régimen de flujo de alimentación por lo general turbulento.

Dentro de las condiciones antes señaladas, los reservorios eocénicos aludidos en el presente trabajo, han sido depositados en una gran variedad de ambientes y modelos, fruto principalmente de transgresiones y regresiones rápidas complementadas por corrientes de turbidez, presentando en definitiva como característica determinante, un alto volumen matricial arcilloso y una brusca variación de facies a corta distancia, tanto vertical como lateralmente.

De acuerdo con los análisis de difracción de rayos X y microscopía de barrido electrónico (SEM), el material arcilloso está relacionado básicamente con la preponderancia de 4 minerales: Caolinita, montmorillonita, illita y clorita, y tiene un origen tanto alogénico como autigénico. Este material, se presenta por lo general disperso en los poros llenando parcialmente su volumen, ya sea en forma de acumulaciones adheridas a las paredes de los granos, o bien, flotando y obturando parcialmente los canales más pequeños. En estas condiciones, la alta expansividad de las montmorillonitas (40%) o la migración de las caolinitas y las illitas, constituyen en definitiva, los

factores más nocivos que reducen considerablemente la eficiencia productiva de los reservorios.

Características lito-mineralógicas

- Formación Basal Salina

Está constituida por gruesos estratos de conglomerados polimícticos y areniscas arcósicas de grano grueso, intercalados con delgadas capas de lutitas de color gris oscuro y depositados en un sistema de barras litorales que progradan a facies de plataforma extensa. Una información sobre su distribución areal se presenta en el mapa N° 1.

El volumen matricial en estos depósitos varía entre 10 y 30%, oscilando el promedio entre 20 y 25%. Los minerales arcillosos más frecuentes son la caolinita y la clorita; con menor frecuencia se encuentran la montmorillonita y la illita en promedio, las concentraciones en peso de estos minerales, varía de la siguiente manera: de 2 a 12% para la caolinita, de 2 a 20% para la montmorillonita, de 2 a 10% para la illita y de 2 a 10% para la clorita. Las concentraciones de Fe oscilan entre 3.2 y 4.4% (Tabla 1).

- Formación San Cristóbal

Los horizontes productivos de esta formación particularmente lutácea, corresponden a desarrollos lenticulares dentro del miembro Túnel presente en el área de Reventones. Estos horizontes aparentemente depósitos de canal, están constituidos por areniscas cuarzosas de grano fino medio, con regular concentración de carbonatos. Ocasionalmente, gradan a facies conglomerádicas principalmente de cuarzo y cuarcita.

El volumen matricial en estos depósitos, varía de 15 a 30%, oscilando la mayor frecuencia entre 15 y 20%. Los minerales arcillosos más frecuentes son la caolinita y la clorita; con menor frecuencia, se presentan la montmorillonita y la illita. La concentración en peso de estos minerales varía en el siguiente orden: de 2 a 7% para la caolinita, de 5 a 10% para la montmorillonita, de 5 a 10% para la illita y de 2 a 10% para la clorita. Las concentraciones de Fe varían entre 1.9 y 5.9% (Tabla 2).

- Formación Mogollón

Constituye una secuencia regresiva fluvio-deltáica que prograda a facies de plataforma externa y de talud. Está definida principalmente por potentes estratos de conglomerados polimícticos y areniscas gruesas gris claro verdosas que intercalan con delgadas capas de

lutitas grises, abigarradas y rojo ocre. Estratigráficamente, se divide en tres miembros: a) Un miembro inferior producto de una regresión de ambientes marinos deltaicos, constituido mayormente por areniscas de grano medio grueso y de color gris claro, con pobres condiciones productivas, b) Un miembro medio lutáceo y c) Un miembro superior subdividido en tres submiembros, constituido principalmente por conglomerados y areniscas gruesas, con buenas condiciones productivas.

El mapa de distribución areal de arcillosidad se muestra en el mapa N° 2.

El volumen matricial en estas facies, varía de acuerdo con la dirección de la progradación. En el yacimiento de Laguna Zapotal por ejemplo, el volumen matricial varía entre 14 y 30%, mientras que, en el área de Reventones, estos volúmenes oscilan entre 15 y 20%. Los minerales arcillosos más frecuentes, son: La caolinita y la clorita, ligeramente por debajo se encuentran inmediatamente la illita y la montmorillonita. Las concentraciones en peso de estos minerales varían en promedio en el orden siguiente: De 2 a 10% para la caolinita, de trazas a 20% para la montmorillonita, de trazas a 10% para la illita y de 2 a 10% para la clorita. Las concentraciones de Fe giran alrededor de 1.7 a 5.9% (Tablas 3 y 4).

- Formación Ostrea

Se define como el equivalente un tanto litoral de las facies marinas de la formación Palegreda. Está constituida por una secuencia alternada de estratos delgados de lutitas gris, gris marrones y areniscas cuarzosas, por lo general de grano fino a medio, en parte calcáreas y localmente con abundantes fragmentos de conchas. Se dividen en 5 miembros, de los cuales, el miembro Peña Negra es el único que ha probado filiación productiva.

El mapa de distribución areal de arcillosidad se muestra en el mapa N° 3.

Tratándose específicamente del miembro Peña Negra, el volumen matricial en sus diferentes horizontes, varía de 15 a 22%. Los minerales arcillosos más frecuentes, son la caolinita y la montmorillonita; con menor frecuencia se presenta la clorita y la illita. La concentración en peso de estos minerales, gira en torno a los siguientes valores: De 0.7 a 10% para la caolinita, de 3 a 20% para la montmorillonita de 1 a 10% para la illita y de 2 a 10% para la clorita. Las concentraciones de Fe varían de 2.3 a 3.5% (Tabla 5).

- **Formación Echino**

Constituye el equivalente litoral de las facies marinas de la formación chacra. Está definida por una secuencia fluvio-deltaica que progresa a facies de plataforma externa, constituida principalmente por una alternancia de lutitas grises y areniscas de color gris claro y gris verdoso, de grano medio a grueso y cemento calcáreo. Ocasionalmente, gradan a facies conglomerádicas.

El mapa de distribución areal de arcillosidad se muestra en el mapa N° 4.

Estratigráficamente se divide en cinco miembros, de los cuales, los miembros Ballena, Somatito y Cabo Blanco tienen filiación productiva. El volumen matricial en estos depósitos, varía entre 5 y 27%. Los minerales arcillosos con mayor frecuencia son la illita y la caolinita, ligeramente con menor frecuencia se presentan la montmorillonita y la clorita. Las concentraciones en peso varían de 2 a 6% para la caolinita, de 1,9 a 7% para la montmorillonita, de 1.6 a 11.8% para la illita y de 2 a 10% para la clorita. Las concentraciones de Fe oscilan alrededor de 2.2% (Tabla 6).

- **Formación Lutitas Talara: Mbro. Hélico**

Corresponde esencialmente a facies turbidíticas constituidas por conglomerados poliméticos y areniscas gris verdosas de grano fino a grueso, depositadas en un sistema de canales submarinos que progresa a zonas de talud, con la consiguiente formación de abanicos submarinos.

El mapa de distribución areal de arcillosidad se muestra en el mapa N° 5.

El volumen matricial de estos depósitos, varía entre 15 y 66.3%, presentándose por lo general los valores más altos en la zona de Carrizo y los menores en la zona de Merina y Taiman. A diferencia de los anteriores, los minerales arcillosos más frecuentes son la montmorillonita y la caolinita, cuyas concentraciones en peso varían de 1.8 a 15% y de 2.4 a 10% respectivamente; inmediatamente con menor frecuencia se encuentran la illita y la clorita, cuyas concentraciones en peso varían de trazas a 22% para la primera y de 2 a 5% para la segunda. Las concentraciones de Fe oscilan entre 2.4 y 4.9% (Tabla 7).

- **Formación Areniscas Talara**

Está definida por facies turbidíticas constituidas principalmente por areniscas de color gris claro, de grano fino a medio y depositadas en

un sistema de canales submarinos, labrados particularmente en un ambiente de plataforma.

El volumen matricial en estas areniscas, gira alrededor del 25%. El mineral con mayor frecuencia es la montmorillonita, cuya concentración en peso varía entre 5.2 y 17%; con menor frecuencia le sigue la caolinita, la illita y la clorita, cuyas concentraciones en peso varían de 1 a 6%, de 1 a 2% y de 1 a 3% respectivamente.

III.2.2 Características Petrofísicas

Cualitativamente, las características petrofísicas de los reservorios, varían considerablemente desde los reservorios más antiguos a los más jóvenes, Por lo general, están fuertemente influenciadas por la dureza y la arcillosidad y particularmente giran en torno a valores bajos.

Desde el punto de vista cualitativo, los reservorios pueden agruparse en dos grandes grupos: a) Reservorios con características petrofísicas influenciados por factores secundarios y b) Reservorios mayormente con características petrofísicas primarias.

Los reservorios con características petrofísicas secundarias, corresponden con algunas excepciones a facies antiguas (Formaciones Basal Salina, San Cristóbal, Mogollón y Lutitas Talara: Mbro. Hélico) y están constituidas principalmente por conglomerados y areniscas duras, naturalmente microfracturadas por efectos tectónicos. En cambio los reservorios con características petrofísicas mayormente primarias, corresponden a facies más jóvenes (Fms. Ostrea, Echino y Areniscas Talara) y están constituidas generalmente por Areniscas calcáreas y arcillosas. Un detalle cuantitativo de estos parámetros se describe a continuación y en el Cuadro I adjunto.

a) Formación Basal Salina

Los parámetros de roca y fluidos determinados en esta formación, corresponden a muestras tomadas en yacimientos ubicados dentro de las concesiones de la compañía Petrotech. El promedio de estos valores, son los siguientes:

ϕ	10 - 12	%
K	10 - 30	md
β_o	1.2 - 1.3	Bbl/STB

En el área el nivel de presión del reservorio, originalmente fue superior a 0.5 psi/pie; considerando el grado de explotación, actualmente dicho nivel se encontraría en el orden de 0.35 a 0.40 psi/pie.

b) Formación San Cristóbal

Los parámetros de roca reservorio y fluidos, características de los horizontes productivos de esta formación, son los siguientes:

$$\begin{aligned}\phi &= 8 - 10 \quad \% \\ K &= 5 - 10 \quad \text{md} \\ \beta_o &= 1.2 - 1.25 \text{ Bbl/STB}\end{aligned}$$

El nivel de presión en los bloques de mayor explotación, oscilan por lo general alrededor de 0.35 psi/pie y en los bloques donde recién se inicia su desarrollo, los valores superan a 0.4 psi/pie.

c) Formación Mogollón

Se define como un ejemplo típico de reservorio naturalmente fracturado y sus características de roca reservorio y de fluido, varían en el siguiente orden:

$$\begin{aligned}\phi &= 6 - 8 \quad \% \\ K &= 1 - 3 \quad \text{md} \\ \beta_o &= 1.1 - 1.2 \text{ Bbl/STB} \\ GT_p &= 0.3 - 0.4 \text{ psi/pie}\end{aligned}$$

d) Formación Ostrea

Los producción de esta formación está relacionada esencialmente con el Mbro. Peña Negra. Sus características de reservorio y de fluido son las siguientes:

$$\begin{aligned}\phi &= 10 - 14 \quad \% \\ K &= 1 - 10 \quad \text{md} \\ \beta_o &= 1.10-1.20 \text{ Bbl/STB} \\ GT_p &= 0.35-0.40 \text{ psi/pie}\end{aligned}$$

e) Formación Echino

El mayor potencial productivo proviene del miembro Cabo Blanco; con menor potencial se encuentran los Mbros. Ballena y Somatito. Las características de roca reservorio y fluidos oscilan alrededor de los siguientes valores:

$$\begin{aligned}\phi &= 12 - 16 \quad \% \\ K &= 5 - 15 \quad \text{md} \\ \beta_o &= 1.15-1.20 \text{ Bbl/STB} \\ GT_p &= 0.3 - 0.4 \text{ psi/pie}\end{aligned}$$

f) Formación Lutitas Talara: Mbros. Hélico

El mayor aporte productivo de este miembro se relaciona principalmente con las facies conglomerádicas de la parte Basal de la secuencia. Las características de reservorio y de fluido son las siguientes:

$$\begin{aligned}\phi &= 12 - 15 \% \\ K &= 10 - 20 \text{ md} \\ \beta_o &= 1.2 - 1.25 \text{ Bbl/STB} \\ GT_p &= 0.35-0.40 \text{ psi/pie}\end{aligned}$$

g) Formación Areniscas Talara

Por tratarse de un reservorio reactivado a producción, en el área no se cuenta con valores definidos. De acuerdo con deducciones por métodos indirectos, las posibles características de reservorio y de fluido, serían las siguientes:

$$\begin{aligned}\phi &= 12 - 14 \% \\ K &= 5 - 10 \text{ md} \\ \beta_o &= 1.15-1.2 \text{ Bbl/STB} \\ GT_p &= 0.35-0.4 \text{ psi/pie}\end{aligned}$$

IV. DISCUSIÓN Y ANÁLISIS

IV.1 ASPECTO GEOLÓGICO

En una fractura hidráulica (Fig. 1), son dos aspectos los que nos justifican mayor importancia, uno está referido a la fractura propiamente dicha y el otro, a la estructura geológica que la alberga.

Ahora bien, las experiencias operativas indican que, del volumen total de fluido que abre y llena la fractura, aproximadamente el 40% es recuperado y/o queda llenando la fractura y el 15 ó 25% se infiltra dentro de la estructura de la formación.

De acuerdo con el esquema antes señalado, se tendría entonces dentro de la estructura geológica de la formación, una zona invadida de unos cuantos centímetros de espesor y una zona inalterada o virgen.

Dentro de nuestros fines de análisis y discusión, es precisamente la zona invadida la que toma vital cuidado; de ella dependerá el drenaje formal de los fluidos de la zona virgen a la fractura o la obstrucción parcial o definitiva de los mismos.

El cuidado en un fracturamiento hidráulico base agua, se debe orientar entonces a no alterar o dañar significativamente la zona invadida. En

definitiva dicho cuidado dependerá del uso adecuado de un fluido compatible con las características de la formación.

En un sentido más amplio, la compatibilidad del fluido, tal como se ha señalado en el punto III.1.1, se logrará fundamentalmente, previo estudio detallado de las características litológicas, volumen y calidad de la matriz, mineralogía y disposición espacial de arcillas, etc. de las formaciones reservorio, así como de la calidad química de los fluidos (agua) contenidos en ella.

Los fenómenos negativos más comprometidos en este caso, están relacionados en principio, con el hinchamiento de las arcillas y luego, con la migración de las mismas. Entre muchos otros factores, del mayor o menor grado de estos fenómenos, dependerá también la mayor o menor eficiencia productiva.

Partiendo de estos principios lógicos, cabe ahora preguntarnos ¿Fueron o no estudiadas debidamente las diferentes características de los reservorios y cómo ha influenciado esto en los resultados?. La respuesta definitivamente es concreta, los estudios han sido muy limitados y en consecuencia los resultados no han sido muy afortunados.

De acuerdo con el análisis de casos históricos se puede concluir dentro de este contexto en dos aspectos bien definidos:

- a) Los estudios Lito-mineralógicos y matriciales de los reservorios, no obstante a ser muy limitados, han sido aún utilizados como referencia dentro de radios bastante amplios, lo cual no concuerda con las condiciones sedimentarias expuestas en el punto III.2.1.
- b) Las características químicas (salinidad) del agua de formación, no han sido consideradas en absoluto, como medios de referencia para un diseño adecuado de la naturaleza de los fluidos fracturantes.

Ahora bien, al tratarse de retomar el caso de los fracturamientos con agua como medios comunes de estimulación futura, es necesario preguntarnos también ¿Con qué información se cuenta ahora y cómo se puede emplazar el tema de inmediato?. A la primera interrogante, es necesario precisar que, la caracterización mineralógica para cada una de las formaciones descritas en el punto III.2.1 y la síntesis química de las aguas formacionales expuesta en el Cuadro 1, constituyen un avance importante que debe considerarse como punto de partida para futuros trabajos. En cuanto a la segunda interrogante, es importante en primer lugar, dejar en claro la viabilidad de los fracturamientos con agua, siempre y cuando se cumplan los requisitos señalados; en consecuencia, su emplazamiento inmediato, deberá contemplar, análisis sistemáticos y detallados tomando como referencia áreas cortas o por yacimientos.

IV.2 ASPECTO TÉCNICO

Selección y diseño del fluido de fracturamiento

Del análisis efectuado a los casos históricos especialmente a los 17 trabajos más representativos seleccionados, hemos podido determinar que en todos ellos no ha habido un proceso de selección técnicamente llevado, tal como el que se describe en el punto III.1.1 del presente informe.

El criterio que se usó para la selección del fluido de fractura, fue el de analogía con trabajos realizados en áreas vecinas, y en otros casos, se optó por incorporar aditivos para evitar todos los posibles problemas, ya que no se contaba con la información en detalle requerida.

La heterogeneidad en los resultados de los fracturamientos con agua que se muestran en la Tabla I y el hecho de sólo tener el 16% (20 de 124 trabajos) de fracaso total como resultado de producción, nos permite afirmar que, nuestros reservorios no son en su totalidad sensibles al agua, y que con una adecuada selección del fluido de fractura basada en la información geológica y de reservorio que actualmente se dispone, se puede iniciar en forma sistemática la optimización de su uso.

Como estrategia, los fracturamientos con agua deben reiniciarse en reservorios en los que se ha obtenido buenos resultados de producción; en esta oportunidad efectuando los análisis correspondientes. Para ello, es necesario que las compañías de Servicios se implementen en lo básico (Equipos para ensayos de inmersión, compatibilidad de fluidos, emulsión y humectabilidad) que por su sencillez es factible hacerlo. Los reservorios candidatos son:

<u>Formación</u>	<u>Yacimiento</u>
Basal Salina	Reventones
San Cristóbal	Reventones
Mogollón	Reventones
	Carrizo
	Ballena
Mbro. Hélico	Carrizo
Ars. Talara	Reventones
	Carrizo

Paralelamente, deben efectuarse los análisis y pruebas correspondientes en los otros reservorios.

Geometría y conductividad de fractura

En la Tabla II se muestra la apreciación resumen de los resultados obtenidos de los casos históricos, tanto de las fracturas hidráulicamente creadas como las fracturas empaquetadas.

Como puede apreciarse, la geometría de fractura creada con fluidos base agua, es muy superior a la lograda con petróleo crudo; en cambio, las magnitudes de las fracturas empaquetadas, en ambos casos son casi similares. La razón de esto es que, en ambos sistemas, con frecuencia se usó concentraciones y volúmenes de arena parecidos; es decir, no se aprovechó la capacidad de transporte de los fluidos acuosos.

Esta apreciación tiene singular importancia para explicar los resultados que se muestran en la Tabla III; en ella se compara, para pozos con características de reservorio similares, las recuperaciones finales (reservas) alcanzadas tanto con fracturamientos hechos con petróleo como los hechos con fluidos acuosos; en ambos casos, existe similitud en los resultados. Ello nos estaría confirmando la similitud de los medios de drenaje (fracturas empaquetadas).

Es necesario pues, que la geometría y conductividad de fractura empaquetada tenga relación con las características de la roca, expectativas de producción y recuperación de reservas.

Nuestros reservorios, por su baja permeabilidad, requieren de fracturas largas (mayor Re) y moderado ancho de fractura (0.15"-0.25"). Un fluido de 20-50 cps de viscosidad podría ser suficiente.

Formaciones blandas como: Areniscas Talara, facies areniscosas del Mbro. Hélico y el Echino Insitu, requerirán el uso de fluidos viscosos para lograr un mayor ancho de fractura empaquetada y de ese modo, contrarrestar el efecto de empotramiento del agente de sostén y lograr al final la conductividad deseada.

Recuperación del fluido de fractura

Del análisis efectuado a los casos históricos, se ha determinado que:

- En pozos con buena energía (surgente), se recuperó caso el 3% del vol. total inyectado hasta el momento en que comienza a producirse petróleo y 10% hasta la asignación del RPI/RPR.
- En pozos con baja energía (necesitaron suab), se recuperó el 10% hasta el momento en que se empieza a producir petróleo y de 30 a 40% hasta la asignación del RPI/RPR. Todo esto sin embargo, demandó mayor tiempo respecto a los pozos surgentes.

Tal como se mencionó anteriormente (punto III.1.3), la recuperación final del fluido de fractura requiere que éste tenga la menor viscosidad posible después de la ruptura del gel, para que su movilidad sea mayor a los demás fluidos del reservorio y se recupere mayor volumen de este fluido.

En formaciones con bajas temperaturas como las muestras (menor a 140°F), la ruptura de los geles, especialmente los “crosslinkeados” es crítica para su recuperación efectiva.

Estimamos que, el bajo porcentaje de fluido recuperado en los casos históricos y la pronta aparición de producción de petróleo crudo, cuyas viscosidades varían entre 5-15 cps, se deben a que la ruptura del gel no fue completa y que su viscosidad en el momento de abrir a producción el pozo, fue mayor que la del petróleo. Esta afirmación es válida y fue compartida con los especialistas de las compañías de Servicios durante el desarrollo de la mesa redonda. Además, en ella se mencionó que es difícil que el gel roto adquiera la viscosidad del fluido base.

Es importante que se verifique en el laboratorio la concentración del o los ruptores que rompan la estructura del gel y reviertan la viscosidad del fluido en un lapso de tiempo razonable. En la operación de campo, la dosificación de estos aditivos debe ser cuidadosamente controlada.

Una alternativa inmediata y que ha demostrado efectividad en la industria del petróleo, no obstante algunas desventajas, es el uso de ruptores encapsulados, que por ser inertes, viajan con el gel sin alterar las propiedades reológicas de éste (viscosidad), y puede utilizarse en concentraciones mayores respecto a los quebradores convencionales. Este quebrador se activa por ruptura de las cápsulas debido a la presión de cierre de la formación fracturada.

También es importante que, la recuperación del fluido de fractura, se inicie tan pronto el gel se haya roto y la fractura se cierre. El tiempo promedio para que esto suceda es ± 2 horas.

Nuestra práctica de fracturar numerosas etapas, como es el caso de las completaciones masivas, daría lugar a que el fluido acuoso empleado en las primeras etapas, tendría que ser recuperado después de 8 o más horas de haberse roto el gel, lo cual, incrementa la pérdida de filtrado y puede originar un mayor daño a la formación.

Bajo esta premisa, las completaciones masivas deberán efectuarse siguiendo un procedimiento que considere la recuperación del fluido tan pronto el gel se haya roto.

Otro rubro importante en la recuperación del fluido de fractura, es la forma en que se hace. Es práctica en nuestra operación suabear el pozo como primer paso para recuperar el agua; sin embargo, muchas veces esto puede resultar contraproducente para el fin que se persigue, sobre todo, cuando se suabea el pozo a seco (“Drawdown” máximo), ya que en estas condiciones, se estaría incitando a la migración de finos hacia la boca del pozo y consecuentemente a la obstrucción del flujo.

Consideramos que la recuperación del fluido de fractura, sobre todo en los casos en que los pozos no son surgentes, debe hacerse en forma racional, sin provocar la migración de finos o el cierre total de la fractura por un excesivo “drawdown”; para ello, recomendamos aprovechar la tecnología del coiled tubing, para limpiar la arena del pozo inmediatamente después de que el gel se haya roto; luego, producir el pozo con equipo de bombeo mecánico, siendo necesario para ello que la PU y el equipo de subsuelo queden disponibles antes del fracturamiento.

IV.3 ASPECTO OPERATIVO

Se ha recabado información referente a cómo fue la preparación del fluido en el campo. En resumen, se puede precisar que se hizo obviando en cierta medida el cuidado técnico que este tipo de tecnología exige, por ejemplo:

- En cuanto a la calidad del agua no se aseguró su pureza. En principio, esta debe ser limpia, libre de contaminantes químicos y bacterianos y con un Ph adecuado a los requerimientos del sistema a usar.
- De otra parte, los tanques de mezcla eran los mismos que se habían usado anteriormente en fracturamientos con crudo; es decir, estaban contaminados con petróleo, arena de frac, así como finos del medio ambiente, por ser tanques abiertos.
- En la preparación del fluido, también se obviaron los controles de calidad y la secuencia de mezclado que demanda el sistema y sus especificaciones.
- Finalmente, la dosificación de los aditivos no fue del todo apropiada. Es crítica la dosificación del reticulador y de los ruptores.

Es indudable que, todos estos inconvenientes, deben de una u otra forma haber incidido en los resultados; por lo que es necesario que se establezca una secuencia operativa que garantice la calidad del fluido a inyectar.

CONCLUSIONES

- 1.- En las áreas que comprende el Lote X, se han efectuado a la fecha 124 trabajos de fracturamientos con agua, de los cuales, sólo 20 resultaron improductivos (No incrementaron producción o fueron abandonados). Tabla I.

A juzgar sólo por el volumen de trabajos exitosos (104) y teniendo en cuenta que, casi todos los fracturamientos con agua se hicieron sin el rigor técnico-operativo que esta tecnología exige, se puede afirmar que, en nuestros reservorios, se puede desarrollar con éxito los fracturamientos con agua.

- 2.- Desde el punto de vista geológico, el volumen matricial de nuestros reservorios es alto (varía entre 5-66.3%, siendo el promedio frecuente de 15 a 30%) y con una brusca variación de facies a corta distancia, tanto vertical como lateralmente.

El volumen matricial, está relacionado básicamente con la preponderancia de cuatro minerales arcillosos: Caolinita, montmorillonita, illita y clorita. Por lo general estos minerales se encuentran, ya sea en forma de acumulaciones adheridas a las paredes de los poros, o bien, dispersas obturando parcialmente los canales más pequeños. En estas condiciones la alta expansividad de las montmorillonitas (40%) o la propensión migratoria de las caolinitas e illitas, constituyen en definitiva, los factores más nocivos para los fracturamientos con agua.

- 3.- En cuanto al fluido fracturante base agua usado, la selección de este, se hizo principalmente basado en los siguientes criterios:

- a) Por analogías con trabajos realizados en áreas vecinas.
- b) Incorporación de aditivos para evitar todos los posibles problemas, sin tener en cuenta, análisis detallados de las características lito-mineralógicas de los reservorios antes mencionados, ni la relación de compatibilidad entre los mismos aditivos.

- 4.- Los bajos resultados obtenidos en algunos fracturamientos con agua, posiblemente sean consecuencia de los siguientes aspectos:

- a) Alteración de las fracciones arcillosas de la roca en las paredes de la fractura, como consecuencia de la incompatibilidad del filtrado del fluido fracturante.
- b) Alto porcentaje de residuo dejado por el agente gelificante.
- c) Ruptura incompleta del gel, ya sea por una inadecuada selección del ruptor y/o mala dosificación o preparación de éste.
- d) Inadecuada práctica en la recuperación del fluido de fractura (Suabeo a seco).

- 5.- Referente a la recuperación de reservas, para pozos con características similares, se ha determinado que, tanto en los fracturamientos hechos con agua como los

efectuados con petróleo las recuperaciones finales fueron también similares (Tabla III); esto se explica, en razón de que los volúmenes de fractura empaquetada, en ambos casos fueron equivalentes, no obstante que, la geometría de la fractura creada con agua fue superior (Tabla II), perdiéndose en consecuencia un volumen de fractura sin empaquetar, por una deficiente dosificación del agente de sostén. Una dosificación óptima, debió generar una mejor performance en la recuperación de reservas.

- 6.- La recuperación del fluido acuoso en los fracturamientos realizados, no fue adecuadamente ejecutada. Las razones se explican brevemente:
- a) El fluido, debe recuperarse inmediatamente después de la ruptura del gel. Nuestra práctica de fracturar en varias etapas no contempló esta situación, quedando por lo tanto la formación expuesta por mayor tiempo al fluido fracturante (primeras etapas), con el consecuente riesgo de daño. Situaciones como esta debieron contemplar un acondicionamiento adecuado del fluido, para contrarrestar los efectos nocivos.
 - b) Un excesivo “Drawdown”, origina la migración de finos de la formación hacia el pozo, la ruptura del agente de sostén y muchas veces el arrastre de este agente hacia el pozo, generando una disminución en la producción del reservorio. En este caso, la práctica de suabear a seco, no es recomendable.
- 7.- La preparación del fluido en el campo no se hizo con el control de calidad requerido que esta tecnología exige, En definitiva, no consideró la calidad del agua (Contenido bacteriano, Ph, etc.), ni la limpieza de la tina de frac.

RECOMENDACIONES

- 1.- De acuerdo con los estudios realizados y las conclusiones vertidas, se recomienda reanudar los fracturamientos con fluido base agua, siguiendo las exigencias técnicas siguientes:
- a) Efectuar o complementar el análisis lito-mineralógico de los reservorios, poniendo mayor énfasis en el conocimiento matricial. Estos análisis deberán considerar principalmente las características cualitativas y cuantitativas de los minerales arcillosos. Para tal fin deberán efectuarse como rutina el análisis petrográfico, microscopía de barrido electrónico (SEM) y difracción de rayos X, etc. en muestras de núcleos, “side wall core” y de “cuttings”, adecuadamente seleccionados.
 - b) El fluido fracturante debe ser compatible con las diferentes características de la roca y de los fluidos de las formaciones; asimismo, la selección y dosificación de los aditivos de este fluido deberán efectuarse cuidadosamente, con el propósito de no generar daño en la fractura misma (Precipitación de sólidos, ruptura parcial de gel, etc.).

- c) Diseñar un empaquetamiento óptimo de la fractura creada, a fin de obtener una mayor recuperación final de reservas.
- d) Recuperar el fluido de fractura inmediatamente después de la ruptura del gel. Esta recuperación debe ser hecha en forma racional, evitando un “Drawdown” excesivo (Ejem.: Suabeo a seco) que origine efectos perjudiciales como: La migración de finos, ruptura y/o arrastre del agente de sostén hacia el pozo, etc.
- En pozos surgentes : Limpiar arena con Coiled Tubing, producir con bean de 1/8” por 24 horas y luego continuar con bean de 1/4”.
- En pozos no surgentes : Limpiar arena con Coiled Tubing, producir el pozo con bomba con una sumergencia de 200 a 500 pies sobre la última arena productiva.
- e) Efectuar la preparación del fluido en el campo, siguiendo un control estricto de la calidad del agua, de aditivos y limpieza de la infraestructura a utilizarse.

2.- Tomando en consideración lo señalado anteriormente, se recomienda programar de inmediato, fracturamientos con agua en las formaciones de los siguientes yacimientos, por haberse obtenido resultados favorables y por contarse con información relativamente suficiente:

<u>FORMACIÓN</u>	<u>YACIMIENTO</u>
Basal Salina	Reventones
San Cristóbal	Reventones
Mogollón	Reventones
	Carrizo
	Ballena
Mbro. Hélico	Carrizo
Ars. Talara	Carrizo
	Reventones

- 3.- Finalmente, para lograr las exigencias técnicas que ayuden a la realización de fracturamientos con aguas eficientes, se propone:
- a) Que las compañías de Servicio vinculadas con estos trabajos, implementen un sistema de análisis apropiado, que permita una adecuada selección de fluido fracturante.
- b) Que la Unidad Geología del Dpto. Técnico de Petróleo-Talara, proporcione las muestras de núcleos, side wall core y cuttings en volumen suficiente, tanto de pozos nuevos como antiguos y de áreas con poca información, para efectuar los análisis señalados en el punto III.1.1 del presente informe.
- c) Que la preparación del fluido en el campo, esté bajo la responsabilidad de un Ingeniero de Petróleo, con asesoramiento de un Ingeniero Petroquímico o Químico.
- d) Descartar las completaciones masivas en los fracturamientos con agua, por el tiempo prolongado que permanecerá expuesta la formación al agua de frac.

CUADRO I

CARACTERÍSTICAS FÍSICO-QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS DE FORMACIÓN

FORMACIÓN/MIEMBRO	YACIMIENTO	SALINIDAD DE AGUA (MPPM)		API DE CRUDO	VISCOSIDAD DEL CRUDO	
		RANGO	PROMEDIO			
Basal Salina	Laguna	10,8-11,0	10,9	28	10-15	
	Laguna Sur	11,7-12,3	12,1	28	10-15	
	Peña Negra	14,1-15,1	14,7	32	1-3	
	Reventones	11,5-19,4	15,8	28-33	1-3	
	Taiman	11,0-18,1	15,9	32	1-3	
San Cristóbal	Central	16,5	16,5	32	1-3	
	Laguna	10,7-22,7	13,5	28	10-15	
	Laguna Este	12,8	12,8	29	10-15	
	Peña Negra	15,8-28,7	24,0	33	1-3	
	Reventones	14,1-32,0	20,1	28-30	1-3	
	Taiman	12,5-25,9	20,1	32	1-3	
Mogollón Superior	Zapotal	9,9	9,9	NR	1-3	
	Ballena	12,8-31,3	16,6	30-36	1-3	
	Carrizo	14,0-28,3	22,8	30-34	1-3	
	Verde	6,7-12,5	10,5	32	1-3	
Mogollón	Ballena	10,5-18,1	12,0	30-36	1-3	
	Carrizo	11,8-29,3	18,0	30-38	1-3	
	Carrizo Este	16,4-31,3	26,9	30-38	1-3	
	Central	26,0-26,4	26,2	32-34	1-3	
	Coyonitas	13,2-20,1	14,5	34	1-3	
	Laguna	11,3-23,7	14,5	29	10-15	
	Laguna Zapotal	12,5-13,5	13,0	26	10-15	
	La Tuna	11,5-17,4	14,2	32	1-3	
	Merina	10,0-19,1	14,8	34	1-3	
	Órganos Sur	10,2-33,0	15,9	32	1-3	
	Peña Negra	13,5-19,6	14,4	36	1-3	
	Reventones	12,8-17,1	14,7	34	1-3	
	Somatito	10,3-11,5	11,1	32	1-3	
	Taiman	11,2-34,6	24,0	32	1-3	
	Tunal	6,9-38,0	15,1	28	1-3	
	Verde	1,0-27,2	10,7	32	1-3	
	Zapotal	10,0-28,3	16,2	26	1-3	
	Ostrea	Ballena	9,5-17,1	13,6	34	1-3
		Carrizo	13,0-20,7	17,2	34	1-3
		Central	23,7	23,7	33	1-3
Laguna		14,6	14,6	29	10-15	
Merina		16,9-19,8	18,3	30	1-3	
Órganos Norte		13,2-15,3	14,6	34	1-3	
Peña Negra		14,8-18,8	17,0	34	1-3	
Reventones		16,5-16,9	16,7	33	1-3	
Taiman		11,1-18,1	16,0	34	1-3	
Verde		7,5-22,1	14,1	34	1-3	
Zapotal		18,8-23,4	21,1	30	1-3	
Echino I.S.	Merina	18,4-18,8	18,6	36	1-3	
	Órganos Norte	16,3	16,3	32	1-3	
Echino Repetido	Carrizo	16,6-24,5	20,7	34	1-3	
	Carrizo Este	39,7	39,7	34	1-3	
Hélico	Carrizo	16,6-24,5	20,7	34	1-3	
	Carrizo Este	39,7	39,7	34	1-3	

TABLA N° I**FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON FLUIDO BASE ACUOSA****RELACIÓN FRACTURAMIENTOS CON AGUA - LOTE X**

<u>POZO</u>	<u>FORMACIÓN</u>	<u>FECHA</u>	<u>RPI / RPR (BPD)</u>
<u>YACIMIENTO: BALLENA</u>			
5621	MOGOLLÓN	MAY. 74	30 x 10 x SUAB (ABANDONADO)
5669	MOGOLLÓN	JUL. 85	126 x 10 x UB x 864
5705	MOGOLLÓN	AGO. 76	70 x 33 x 1/4" x ST x 334
5788	MOGOLLÓN	MAY. 76	1033 x 52 x 3/8" x SF x 1470
5853	MOGOLLÓN	OCT. 76	67 x 35 x 1/4" x ST x 822
6628	OSTREA-ECHINO	MAR. 84	7 x 4 x UB x NR
6711	ECHINO	MAY. 84	24 x 1 x UB x 603
7916	OSTREA-ECHINO-HÉLICO	OCT. 93	18 x 11 x UB x 1678
<u>YACIMIENTO: CARRIZO</u>			
AX25	SAN CRISTÓBAL	AGO. 71	45 x 0 x UB x NR
1564	MOGOLLÓN	NOV. 64	53 x 6 x WO x SF x NR
1687	MOGOLLÓN	NOV. 64	23 x 19 x UB x NR
1820	AR. TALARA	SET. 81	341 x 3 x 1/4" x ST x NR
1980	MOGOLLÓN	JUN. 74	80 x 0 x 1/4" x ST x NR
2487	MOGOLLÓN	SET. 83	3 x 0 x UB x NR (NO INCREMENTÓ)
5973	AR. TALARA	SET. 81	76 x 14 x UB x NR
6003	AR. TALARA	SET. 81	169 x 6 x 1/4" x SF x 934
6041	OSTREA-HÉLICO	AGO. 83	10 x 0 x UB x NR (NO INCREMENTÓ)
6042	AR. TALARA	NOV. 82	314 x 1 x 1/4" x SF x 554
6113	AR. TALARA	SET. 82	243 x 0 x 1/4" x SF x 1483
6146	AR. TALARA	NOV. 82	226 x 1 x 1/4" x SF x 1419
6274	OSTREA-HÉLICO	ABR. 81	181 x 3 x 1/4" x SF x 1423
6281	OSTREA-HÉLICO	MAR. 81	331 x 5 x 1/4" x SF x 379
6316	MOGOLLÓN	ABR. 81	386 x 24 x 1/4" x SF x 3221
6328	AR. TALARA	AGO. 83	95 x 0 x UB X NR
6338	MOGOLLÓN	OCT. 81	15 x 90 x SUAB (ABANDONADO)
6343	AR. TALARA	OCT. 84	33 x 0 x UB X NR (NO INCREMENTÓ)
6344	MOGOLLÓN	JUL. 81	88 x 4 x 1/4" x SF x 16577
6368	MOGOLLÓN	OCT. 81	22 x 3 x UB x NR
6371	MOGOLLÓN	DIC. 81	38 x 89 x UB x NR
6376	AR. TALARA	OCT. 92	33 x 1 x UB x 846
6394	HÉLICO	AGO. 92	85 x 0 x UB x 162
6408	OSTREA-HÉLICO	ENE. 84	19 x 0 x UB x NR
6568	HÉLICO	JUL. 84	46 x 11 x UB x 410
6594	AR. TALARA	SET. 92	23 x 9 x UB x NR
6596	OSTREA-HÉLICO	FEB. 84	28 x 0 x UB x 4805
6681	BS. SALINA	NOV. 92	SIN PRODUCCIÓN (NO INCREMENTÓ)
6821	AR. TALARA	DIC. 89	113 x 0 x 3/8" x SF x 4670
6946	HÉLICO	MAR. 88	25 x 20 x SUAB (ABANDONADO)
6947	HÉLICO	OCT. 88	6 x 2 x UB x NR
6948	HÉLICO	NOV. 87	19 x 2 x UB x 7368
6949	HÉLICO	SET. 92	55 x 0 x UB x 523

<u>POZO</u>	<u>FORMACIÓN</u>	<u>FECHA</u>	<u>RPI / RPR (BPD)</u>
YACIMIENTO: BALLENA			
6949	HÉLICO	OCT.88	24 x 0 x UB x NR
6951	HÉLICO	OCT.88	18 x 0 x UB x 727
6952	HÉLICO	AGO.88	40 x 4 x UB/WO x 652
6953	HÉLICO	AGO.88	23 x 2 x SUAB (ABANDONADO)
6953	HÉLICO	SET.92	68 x 9 x UB x 435
7606	MOGOLLÓN	NOV.90	30 x 20 x WO x ST x NR
7609	MOGOLLÓN	ENE.90	2.176 MM PCPD
YACIMIENTO: LAGUNA			
1765	SAN CRISTÓBAL	ABR.67	2312 x 12 x WO x SF x NR
1955	SAN CRISTÓBAL	JUL.73	0 x 50 x SUAB (ABANDONADO)
2066	MOGOLLÓN	SET.68	444 x 32 x 1/2" x ST x 678
2109	PALEOZOICO	JUL.68	156 x 17 x 5/8" x 2535
2144P	PALEOZOICO	JUN.71	109 x 10 x BH x NR
2169	MOGOLLÓN	NOV.68	519 x 39 x 3/8" x ST x 712
2169	MOGOLLÓN	NOV.72	94 x 86 x UB x 1097
2186	MOGOLLÓN	DIC.69	454 x 7 x UB x 433
2187	MOGOLLÓN	AGO.69	30 x 14 x 3/8" x ST x NR
2188	MOGOLLÓN	OCT.69	394 x 34 x WO x SF x 620
2242	MOGOLLÓN	SET.70	40 x 40 x UB x 4125 (Aislada con tapón permanente para abrir arenas superiores)
2276	PALEOZOICO	AGO.76	130 x 8 x UB x 1062
2376	SAN CRISTÓBAL	ENE.78	60 x 26 x UB x NR
2306	PALEOZOICO	JUN.71	231 x 1 x 3/8" x SF x 2636 (NO INCREMENTÓ)
2311	PALEOZOICO	SET.71	489 x 19 x 3/8" x ST x 930
2372	PALEOZOICO	JUN.74	164 x 0 x BH x NR
2372	SAN CRISTÓBAL	MAY.75	115 x 5 x BH x NR
2399	PALEOZOICO	ABR.72	214 x 35 x 3/8" x ST x 1973
2399	MOGOLLÓN	ENE.75	199 x 50 x 1/4" x ST x 708
2437	PALEOZOICO	OCT.72	97 x 4 x 1/4" x ST x 751
2514	PALEOZOICO	FEB.74	43 x 2 x 1/4" x ST x 1745
2514	SAN CRIST.-MOGOLLÓN	ABR.74	15 x 60 x SUAB
2516	MOGOLLÓN	JUL.76	89 x 3 x BH x NR
5617	MOGOLLÓN	ABR.74	681 x 0 x 1/2" x ST x 1192
5630	MOGOLLÓN	OCT.74	143 x 26 x 1/4" x ST x 363
5803	MOGOLLÓN	FEB.76	28 x 41 x UB x 7092
YACIMIENTO: MERINA			
2203	OSTREA-ECHINO	NOV.83	32 x 66 x UB x NR
6057	MOGOLLÓN	MAR.79	105 x 22 x UB x 729
6057	OSTREA-ECHINO	DIC.81	66 x 47 x UB x 999
6234	OSTREA-ECHINO-HÉLICO	AGO.80	25 x 0 x UB x 683
7658	MOGOLLÓN	MAY.91	56 x 40 x UB x NR
YACIMIENTO: ORGANOS SUR			
1947	MOGOLLÓN	ABR.66	27 x 2 x SUAB
6101	MOGOLLÓN-OSTREA	NOV.80	79 x 18 x UB x 1785
6101	ECHINO	ABR.84	27 x 24 x UB x NR

<u>POZO</u>	<u>FORMACIÓN</u>	<u>FECHA</u>	<u>RPI / RPR (BPD)</u>
YACIMIENTO: PEÑA NEGRA			
1763	MOGOLLÓN-OSTREA	OCT.64	99 x 10 x UB x 460
1867	MOGOLLÓN	ENE.65	12 x 33 x SUAB (ABANDONADO)
5665	PALEOZOICO-BS.SALINA	JUL.75	SIN PRODUCCIÓN (ABANDONADO)
YACIMIENTO: REVENTONES			
1570	BS.SALINA-MOGOLLÓN	MAR.66	227 x 0 x WO x SF x 1465
1907	AR. TALARA	OCT.93	51 x 2 x UB x 1243
1939	BASAL SALINA	DIC.67	665 x 0 x 5/8" x SF x 770
2016	SAN CRISTÓBAL	AGO.92	37 x 1 x UB x 1730
2044	MOGOLLÓN	JUL.68	144 x 8 x 3/8" x SF x 4222
2046	BASAL SALINA	OCT.67	1565 x 0 x 1/2" x SF x 2900
2144P	PALEOZOICO	MAY.69	49 x 17 x 11/32" x ST x NR
2144P	BASAL SALINA	MAY.69	44 x 0 x 11/32" x ST x NR
5668	SAN CRISTÓBAL	DIC.74	43 x 2 x WO x ST x NR
5690	MOGOLLÓN	ABR.76	0 x 70 x WO x SF x NR (ABANDONADO)
5863	ECHINO-OSTREA	FEB.81	24 x 1 x UB x 8 x 835 (NO INCREMENTÓ)
6032	SN CRIST.-MOG-OST-ECH.	OCT.80	320 x 30 x 9/32" x SF x 602
6177	SN CRISTÓBAL-MOGOLLÓN	AGO.80	849 x 54 x 1/4" x SF x 385
6213	BS.SAL-SN.CRIST-MOG.	NOV.80	375 x 57 x 9/32" x SF x 1241
6256	BASAL SALINA	DIC.81	84 x 0 x 7/32 x SF x 676
6256	SN CRISTÓBAL-MOGOLLÓN	SET.83	160 x 41 x 5/16" x ST x 690
6561	SN CRISTÓBAL-MOGOLLÓN	MAY.84	296 x 54 x 1/4" x SF x 783
6647	SAN CRISTÓBAL	SET.84	10 x 2 x UB x 5220
6686	BASAL SALINA	AGO.84	36 x 35 x SUAB (ABANDONADO)
6712	BS SALINA-SN CRISTÓBAL	OCT.84	285 x 100 x 3/8" x SF x NR
7849	MESA	AGO.92	576 x 4 x 1/4" x SF x 968
7893	AR. TALARA	SET.93	96 x 6 x UB x 2035
YACIMIENTO: SOMATITO			
2329	PALEOZOICO	ENE.72	163 x 35 x 1/4" x ST x 997
YACIMIENTO: TAIMAN			
2454	MOGOLLÓN	NOV.72	162 x 7 x 1/4" x ST x 1479
5860	HÉLICO-ECHINO REPETIDO	MAY.84	226 x 0 x UB x 271
5985	PALEOZOICO	JUN.84	18 x 28 x 1/4" x SF x NR
6082	ECHINO REPETIDO	MAY.84	46 x 0 x UB x 604
7361	ECHINO INSITU	NOV.93	48 x 2 x UB x 905
YACIMIENTO: VERDE			
2036	MOGOLLÓN	OCT.67	65 x 16 x UB x NR
2488	MOGOLLÓN	ENE.74	SIN PRODUCCIÓN (ABANDONADO)
6217	SN CRIST-MOG-OSTREA	SET.80	26 x 42 x UB x NR
6604	OSTREA	FEB.83	83 x 93 x 5/16" x SF x 2571
6607	OSTREA	MAR.84	37 x 0 x UB x NR
YACIMIENTO: ZAPOTAL			
1745	SN CRIST.-MOGOLLÓN	OCT.67	123 x 13 x UB x NR
5924	MOGOLLÓN	JUN.77	137 x 25 x UB x NR
5872	OSTREA-ECHINO	NOV.80	83 x 9 x UB x NR
6168	MOGOLLÓN	NOV.79	217 x 12 x UB x NR
6259	MOGOLLÓN	MAR.81	SIN PRODUCCIÓN (ABANDONADO)
7513	ECHINO	DIC.89	15 x 5 x UB x NR

TABLA N° II

GEOMETRÍA DE FRACTURA

	FRACTURA CREADA AGUA	PETRÓLEO	FRACTURA EMPAQUETADA AGUA	PETRÓLEO
W (Pulg.)	0.25-0.35	0.15-0.2	0.1-0.15	0.09-0.12
H _f (Pies)	50-80	50-60	40-70	30-50
L _f (Pies)	Re	>Re	<Re	Re
Rate (BPM)	20-25	30-32		

TABLA N° III

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON FLUIDO BASE ACUOSA

COMPARACIÓN DE RESULTADOS

FORMACIÓN: BASAL SALINA

A. POZOS FRACTURADOS CON AGUA

POZO	YACIMIENTO	INTERVALO (PIES)	RPI / RPR		RECUPERACIÓN FINAL	
			BPD	FECHA	MBLS	AÑOS
1939	REVENTONES	7369-7017	665x0x5/8"xSF	DIC.67	155	12
2046	REVENTONES	6999-6667	1565x0x1/2"xSF	OCT.67	600	28
6256	REVENTONES	6846-6674	84x0x7/32"xSF	DIC.81	50	14

B. POZOS FRACTURADOS CON CRUDO

1695	REVENTONES	6914-6652	2519x0x5/8"xSF	MAY.67	450	30
2044	REVENTONES	7144-6756	1258x0xWOxSF	NOV.67	250	24
2076	REVENTONES	6814-6559	820x0xWOxSF	DIC.68	500	22
2112	REVENTONES	7557-7332	273x6x1/2"xSF	OCT.68	80	23
6032	REVENTONES	7308-6929	183x28x3/8"xSF	ENE.79	90	17
6214	REVENTONES	7960-7506	387x150x1/4"xSF	MAR.82	20	5

FORMACIÓN: MOGOLLÓN

A. POZOS FRACTURADOS CON AGUA

2044	REVENTONES	6343-5149	144x8x3/8"xSF	JUL.68	100	24
5705	BALLENA	7070-7042	70x33x1/4"xSF	AGO.76	70	20
5788	BALLENA	6890- 5555	1033x52x3/8"xSF	MAY.76	170	20
5853	BALLENA	6628-5640	67x35x1/4"xSF	OCT.76	105	25
6057	MERINA	7358-6929	105x22xUB	MAR.79	85	20
6316	CARRIZO	6290-5954	386x24x1/4"xSF	ABR.81	135	18

B. POZOS FRACTURADOS CON CRUDO

1695	REVENTONES	5811-4960	909x25xSF	AGO.69	150	22
1939	REVENTONES	6339-5175	563x7x SF	OCT.69	125	24
1975	BALLENA	6916-5663	317x4xSF	DIC.73	150	22
2519	BALLENA	7004-5887	149x15xST	MAR.73	125	25
5937	BALLENA	6868-5924	374x50xST	NOV.77	75	18
6767	BALLENA	7276-6900	159x5xST	AGO.85	55	15
A-130	CARRIZO	6750-5970	127x6xST	DIC.56	60	8
5747	CARRIZO	7558-6576	55x64xUB	DIC.75	85	20
6191	CARRIZO	6590-5884	235x51xSF	JUL.80	90	21
6369	CARRIZO	6597-6093	362x27xSF	MAR.82	55	15
2203E	MERINA	7401-6661	290x7xST	FEB.71	325	34
6261	MERINA	7480-6501	78x18xUB	NOV.81	110	28

FORMACIÓN: OSTREA-HÉLICO

A. POZOS FRACTURADOS CON AGUA

POZO	YACIMIENTO	INTERVALO (PIES)	RPI / RPR BPD	FECHA	RECUPERACIÓN FINAL	
					MBLS	AÑOS
6274	CARRIZO	5310-3952	181x3x1/4"xSF	ABR.81	100	16
6281	CARRIZO	4957-3402	331x5x1/4"SF	MAR.81	240	20
6408	CARRIZO	5336-4037	19x0xUB	ENE.84	200	19
6596	CARRIZO	4914-3294	28x0xUB	FEB.84	30	11
6568	CARRIZO	5454-4561	46x11xUB	JUL.84	40	12

B. POZOS FRACTURADOS CON CRUDO

A-130	CARRIZO	5658-3946	264x0xSF	DIC.59	240	32
5974	CARRIZO	5223-3694	265x0xSF	FEB.78	80	14
6023	CARRIZO	5217-3780	98x15xST	JUL.78	45	12
6112	CARRIZO	4857-3261	569x1xSF	ABR.79	180	18
6277	CARRIZO	5011-3237	308x17xSF	MAR.81	100	16
6349	CARRIZO	4902-3374	437x2xSF	OCT.81	160	19
6377	CARRIZO	5227-3336	97x2xSF	MAR.82	100	16
6394	CARRIZO	5239-4035	276x6xSF	ABR.82	240	20
6458	CARRIZO	4994-3251	243x4xSF	JUL.82	105	16
6574	CARRIZO	5127-4005	260x0xSF	JUL.83	110	16
6589	CARRIZO	4856-3531	135x0xSF	MAY.84	45	13
6704	CARRIZO	4947-3410	102x17xSF	OCT.89	25	10
6717*	CARRIZO	5264-4316	103x6xUB	NOV.82	55	15
6518*	CARRIZO	5600-4531	128x3xST	OCT.82	50	14

FORMACIÓN: ARENISCAS TALARA

A. POZOS FRACTURADOS CON AGUA

6042	CARRIZO	2873-1690	314x1x1/4"xSF	NOV.82	40	14
6113	CARRIZO	2630-1384	243x0x1/4"xSF	SET.82	35	12
6146	CARRIZO	2494-2408	226x1x1/4"xSF	NOV.82	30	12

B. POZOS FRACTURADOS CON CRUDO

6041	CARRIZO	2299-2193	34x4xUB	FEB.85	15	9
6423	CARRIZO	2991-1809	281x2xSF	AGO.82	60	15
6618	CARRIZO	2455-2788	161x1xSF	OCT.88	30	10
6619	CARRIZO	1833-3074	46x0xUB	MAR.89	30	10
6821	CARRIZO	3374-2275	113x0xSF	ENE.90	10	8

TABLA 1

ARCILLOSIDAD DE LOS RESERVORIOS PRODUCTIVOS DEL LOTE X

FORMACIÓN/MIEMBRO: BASAL SALINA

<u>POZO</u>	<u>YACIMIENTO</u>	<u>PROFUNDIDAD</u>	<u>MINERALOGÍA (%)</u>				<u>MATRIZ</u>	<u>SOLUBILIDAD</u>		<u>Fe</u>
			<u>K</u>	<u>M</u>	<u>I</u>	<u>C</u>	<u>%</u>	<u>HCL</u>	<u>HF+HCL</u>	
6526	REVENTONES	7790	X	X	-	-	25-30	13,2	40,7	-
6526	REVENTONES	7810	X (12)	-	-	X (6)	-	10,7	40,5	3,2
6526	REVENTONES	7860	X	X	-	-	20-25	7,4	29,0	-
6214	REVENTONES	7790-7800	X	-	X	-	10-15	15,2	29,6	-
6214	REVENTONES	7820	X (trz)	-	-	X (2)	-	11,9	35,8	4,4
6093	REVENTONES	6840	X (2-5)	X(10-20)	X (5-10)	X (2-5)	-	1,0	68,8	-
6093	REVENTONES	6830	X	-	-	-	15-20	6,4	23,3	-
6093	REVENTONES	6710-6720	X (2-5)	X (2-5)	X (2-5)	X(5-10)	-	1,7	34,8	-
6093	REVENTONES	6690-6700	X	-	-	-	10	4,5	15,2	-

- K = Caolinita
M = Montmorillonita
I = Illita
C = Clorita

TABLA 2

ARCILLOSIDAD DE LOS RESERVORIOS PRODUCTIVOS DEL LOTE X

FORMACIÓN/MIEMBRO: SAN CRISTÓBAL

<u>POZO</u>	<u>YACIMIENTO</u>	<u>PROFUNDIDAD</u>	<u>MINERALOGÍA (%)</u>				<u>MATRIZ</u>	<u>SOLUBILIDAD</u>		<u>Fe</u>
			<u>K</u>	<u>M</u>	<u>I</u>	<u>C</u>	<u>%</u>	<u>HCL</u>	<u>HF+HCL</u>	
6526	REVENTONES	7520-7530	X (trz)	-	-	X (2)	-	9,9	30,8	2,5
6526	REVENTONES	7510	X	X	-	-	15-20	9,2	23,7	-
6526	REVENTONES	7180	X (2)	-	-	X (3)	-	9,8	35,7	1,9
6526	REVENTONES	7160	X	X	X	-	15-20	12,5	29,9	-
6214	REVENTONES	7610-7620	X	-	-	-	15-20	10,0	26,6	-
6214	REVENTONES	7280	X (7)	-	-	X (4)	-	21,7	41,6	5,9
6093	REVENTONES	7270	X	-	-	-	15-20	11,9	31,3	-
6093	REVENTONES	6420-6430	X (3)	-	-	X(6)	-	14,9	37,1	2.6
6093	REVENTONES	6410	X	-	-	-	25-30	18,2	48,7	-
6093	REVENTONES	6230	X (2-5)	X (5-10)	X (5-10)	X (5-10)	-	9,1	49,4	-
6093	REVENTONES	6210-6220	X	-	X	-	15-20	17,6	40.7	-

- K = Caolinita
- M = Montmorillonita
- I = Illita
- C = Clorita

TABLA 3

ARCILLOSIDAD DE LOS RESERVIOS PRODUCTIVOS DEL LOTE X

FORMACIÓN/MIEMBRO: MOGOLLÓN

<u>POZO</u>	<u>YACIMIENTO</u>	<u>PROFUNDIDAD</u>	<u>MINERALOGÍA (%)</u>				<u>MATRIZ</u>	<u>SOLUBILIDAD</u>		<u>Fe</u>
			<u>K</u>	<u>M</u>	<u>I</u>	<u>C</u>	<u>%</u>	<u>HCL</u>	<u>HF+HCL</u>	
6093	REVENTONES	5410-5420	X	-	-	-	15-20	12,3	30,9	-
6093	REVENTONES	5400	X (4)	X (trz)	-	X (7)	-	13,5	43,8	4,3
6093	REVENTONES	4870-4880	X(5-10)	X (2-5)	X (5-10)	X(5-10)	-	3,1	44,8	-
6093	REVENTONES	4850-4860	X	-	X	X	15-20	17,7	36,4	-
5902	LAGUNA ESTE	7670-7680	X (2-5)	X (5-10)	X (5-10)	X(5-10)	-	2,2	44,3	-
5902	LAGUNA ESTE	7650-7660	X	-	-	-	25-30	14,0	41,2	5,9
5902	LAGUNA ESTE	7540-7550	X (2)	-	X (10)-	X (3)	-	13,1	35,1	2,1
5902	LAGUNA ESTE	7520-7530	X(5-10)	X (10-20)	X (5-10)	X(5-10)	-	2,7	48,5	-
2516	LAGUNA ESTE	7500-7510	X	-	-	-	20-25	17,1	38,6	-
2516	LAGUNA ESTE	7240-7250	X (trz)	-	-	X (2)	-	12,0	33,3	2,3
2516	LAGUNA ESTE	7220-7230	X	-	-	X	25-30	14,7	43,1	-
5789	LAGUNA ESTE	7737-7744	-	-	X (trz)	X (2)	-	10,7	27,5	-
7042	LAG. ZAPOTAL	6739-7064	X(0,05)	X (1,77)	X(2,99)	X (8,96)	14	-	-	-
7034	LAG. ZAPOTAL	6828-6831	X(0.01)	X (1.7)	x (2.4)	X (9.7)	14	1,4	42,3	-

- K = Caolinita
- M = Montmorillonita
- I = Illita
- C = Clorita

TABLA 4

ARCILLOSIDAD DE LOS RESERVORIOS PRODUCTIVOS DEL LOTE X

FORMACIÓN/MIEMBRO: MOGOLLÓN SUPERIOR

<u>POZO</u>	<u>YACIMIENTO</u>	<u>PROFUNDIDAD</u>	<u>MINERALOGÍA (%)</u>				<u>MATRIZ</u> %	<u>SOLUBILIDAD</u>		
			<u>K</u>	<u>M</u>	<u>I</u>	<u>C</u>		<u>HCL</u>	<u>HF+HCL</u>	<u>Fe</u>
1946	ORGANOS SUR	6949-6955	X	-	-	X	-	11,3	38,5	2,4
1946	ORGANOS SUR	6780-6740	X	-	-	X	-	16,0	46,2	3,4
1525	ORG. NORTE	9386-9388	X	-	-	X	-	11,7	32,1	1,9
1525	ORG. NORTE	9193-9203	X	-	-	X	-	19,0	41,4	1,7

- K = Caolinita
- M = Montmorillonita
- = Illita
- C = Clorita

TABLA 5

ARCILLOSIDAD DE LOS RESERVORIOS PRODUCTIVOS DEL LOTE X

FORMACIÓN/MIEMBRO: OSTREA

POZO	YACIMIENTO	PROFUNDIDAD	MINERALOGÍA (%)				MATRIZ	SOLUBILIDAD		Fe
			<u>K</u>	<u>M</u>	<u>I</u>	<u>C</u>		%	<u>HCL</u>	
H-47	HUALTACAL	2630	X (2,5)	X (20)						
H-47	HUALTACAL	2622	-	X (10)	-	-	-	-	-	-
H-47	HUALTACAL	2616-2635	X (0,7)	X (10,5)						
9202	CARRIZO	4813-4814	X (5)	X (3)	X (1)	X (2)	15-22	9,1	40,0	2,3
6424	TAIMAN	2830-2840	X (2)	-	-	X (2)	-	15,5	42,7	3,5
6424	TAIMAN	2810-2820	X(5-10)	X(5-10)	X (5-10)	X (5-10)	-	1,0	47,1	

- K = Caolinita
- M = Montmorillonita
- = Illita
- C = Clorita

TABLA 6

ARCILLOSIDAD DE LOS RESERVORIOS PRODUCTIVOS DEL LOTE X

FORMACIÓN/MIEMBRO: ECHINO

<u>POZO</u>	<u>YACIMIENTO</u>	<u>PROFUNDIDAD</u>	<u>MINERALOGÍA (%)</u>				<u>MATRIZ</u>	<u>SOLUBILIDAD</u>		<u>Fe</u>
			<u>K</u>	<u>M</u>	<u>I</u>	<u>C</u>	<u>%</u>	<u>HCL</u>	<u>HF+HCL</u>	
7511	LAG. ZAPOTAL	-	-	X (7)	X (2)	X (4)	-	-	-	-
6869	MERINA	2649	X(2,2)	X(1,9)	X (1,6)	-	5	-	-	-
A-80	LA TUNA	3047-3067	X(2-5)	-	X(5-10)	X (2-5)	-	-	-	-
1507	BALLENA	2709-3115	X(2-5)	-	X(5-10)	X (5-10)	-	-	-	2,2
6889	MERINA	3383-3715	X (6)	X (4)	X(11,8)	-	27	-	-	-

- K = Caolinita
- M = Montmorillonita
- I = Illita
- C = Clorita

TABLA 7

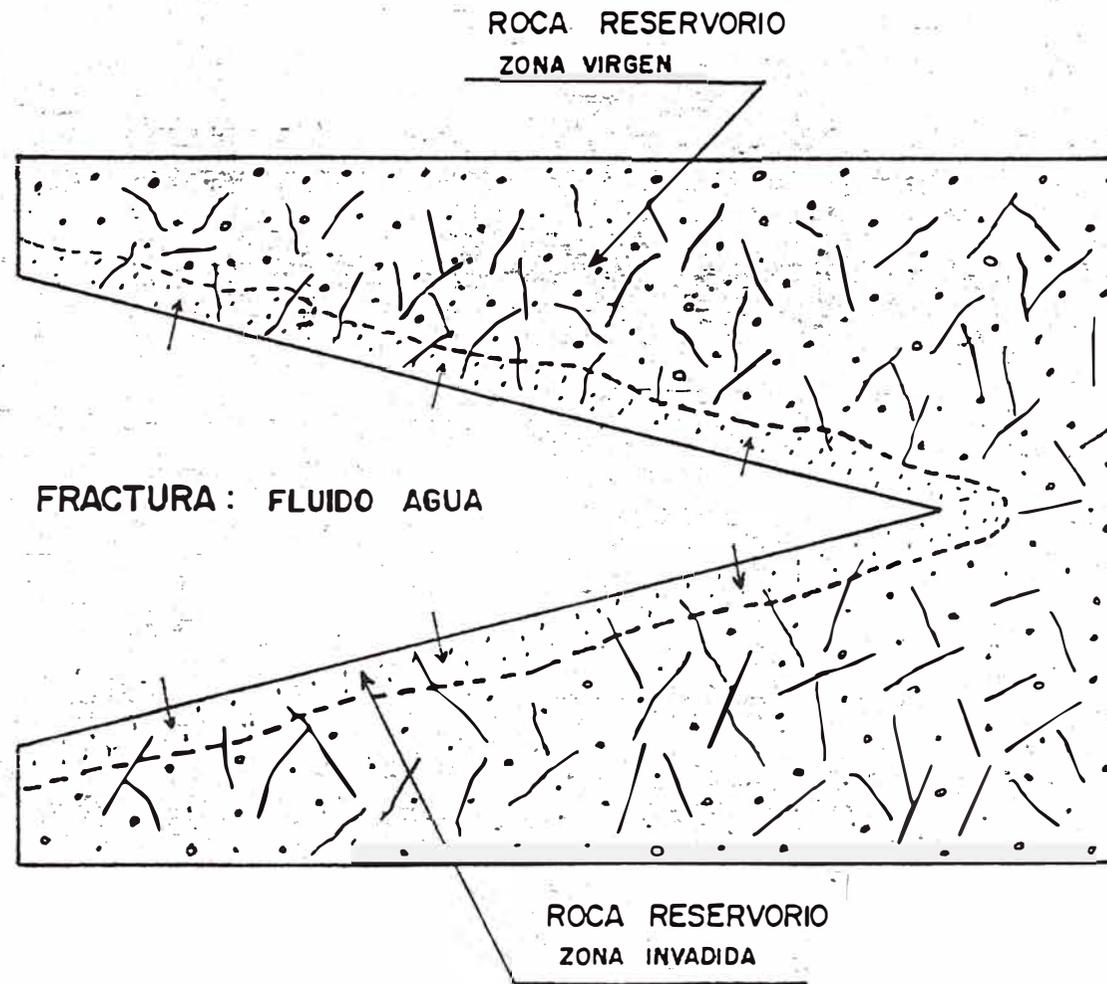
ARCILLOSIDAD DE LOS RESERVORIOS PRODUCTIVOS DEL LOTE X

FORMACIÓN/MIEMBRO: HÉLICO

<u>POZO</u>	<u>YACIMIENTO</u>	<u>PROFUNDIDAD</u>	<u>MINERALOGÍA (%)</u>				<u>MATRIZ</u>	<u>SOLUBILIDAD</u>		<u>Fe</u>
			<u>K</u>	<u>M</u>	<u>I</u>	<u>C</u>	<u>%</u>	<u>HCL</u>	<u>HF+HCL</u>	
6424	TAIMAN	1930	X (7)	X (12)	-	X (4)	-	19,7	52,3	2,4
6424	TAIMAN	1920	X (5-10)	X (5-10)	X (2-5)	X (2-5)	-	5,7	51,9	-
6424	TAIMAN	1880-1910	X	-	-	-	20-35	18,8	55,2	-
6869	MERINA	2297	X (2,4)	X (1,8)	X (trz)	X (3)	15-22	8,9	49,7	4,9
1768	CARRIZO	4240	X (4,45)	X (14,82)	X (22)	-	66,3	-	-	-
1778	CARRIZO	4212-4391	X (5,81)	X (14,90)	X(21,19)	-	56,37	-	-	-

- K = Caolinita
- M = Montmorillonita
- = Illita
- C = Clorita

FIG. 1 REPRESENTACION DE UNA FRACTURA HIDRAULICA.



PETROLEOS DEL PERU S.A.
EXPLORACION PRODUCCION

DPTO. TECNICO DE PETROLEO

MAPA AREAL
ARCILLOCIDAD
MIEMBRO HELICO

ESCALA 1: 100,000



LOS ORGANOS

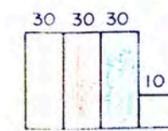
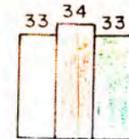
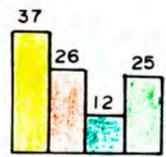
MANCORA

EL ALTO

TAIMAN

MERINA

CARRIZO



LEYENDA

— LIMITE DEPOSICIONAL

~ CAMBIO DE FACIES

□ CAOLINITA

□ MONTMORILLONITA

□ ILLITA

□ CLORITA

FRECUENCIA MINERAL : %

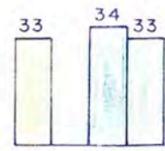
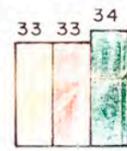
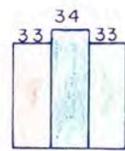
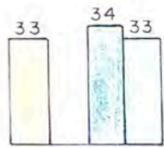
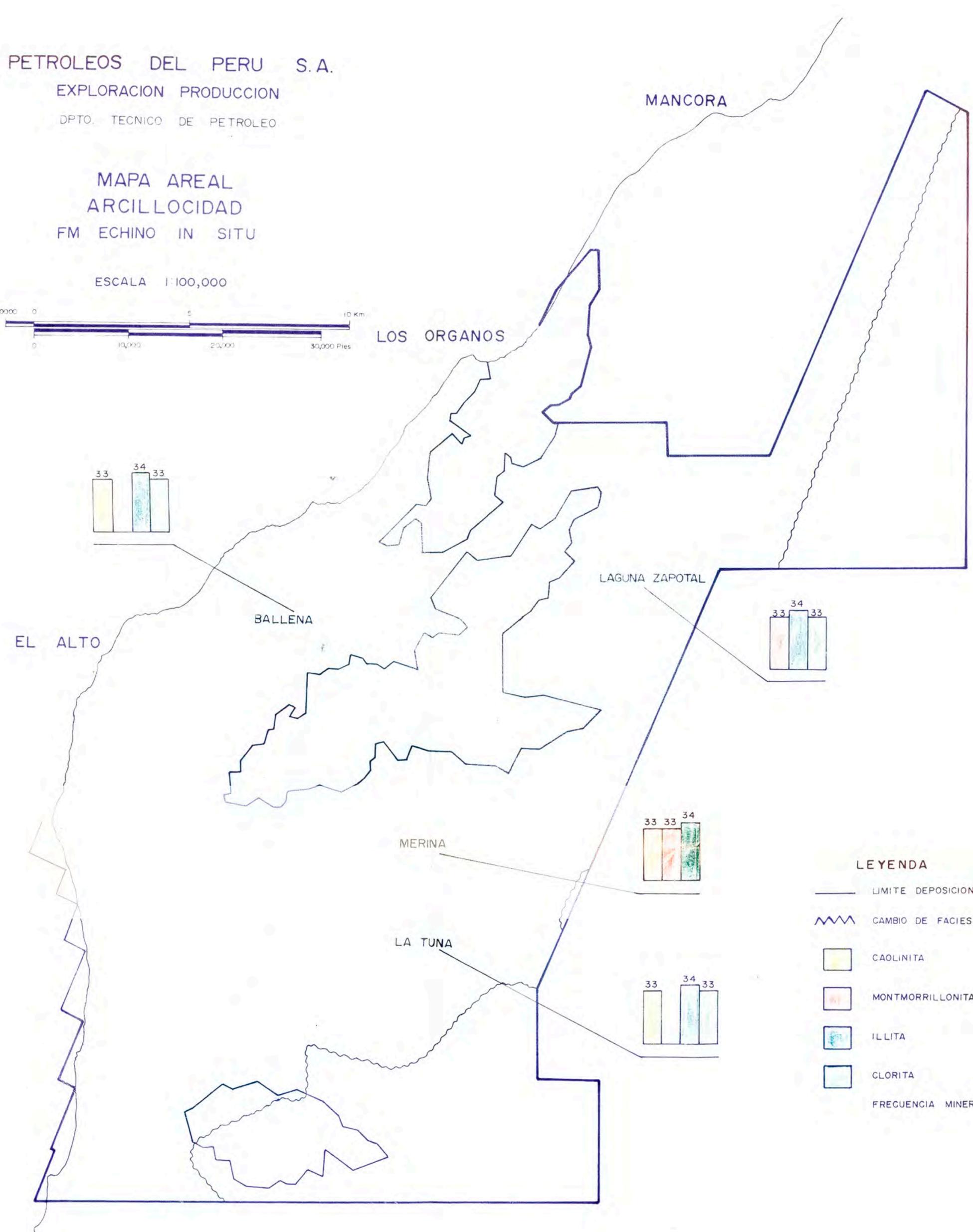
PETROLEOS DEL PERU S.A.

EXPLORACION PRODUCCION

DPTO. TECNICO DE PETROLEO

MAPA AREAL
ARCILLOCIDAD
FM ECHINO IN SITU

ESCALA 1:100,000



LEYENDA

- LIMITE DEPOSICIONAL
- ~ CAMBIO DE FACIES
- CAOLINITA
- MONTMORRILLONITA
- ILLITA
- CLORITA
- FRECUENCIA MINERAL : 6

PETROLEOS DEL PERU S.A.

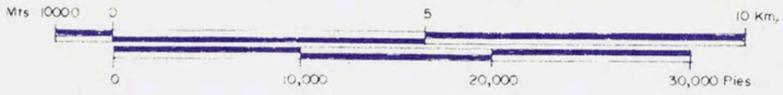
EXPLORACION PRODUCCION

DPTO. TECNICO DE PETROLEO

MAPA AREAL
ARCILLOCIDAD
FORMACION OSTREA

 CAMBIO DE FACIES

ESCALA 1:100,000



EL ALTO

TAIMAN

LOS ORGANOS

MANCORA

CARRIZO

LEYENDA

 LIMITE DEPOSICIONAL

 CAMBIO DE FACIES

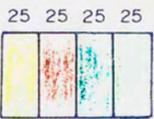
 CAOLINITA

 MONTMORILLONITA

 ILLITA

 CLORITA

FRECUENCIA MINERAL: %



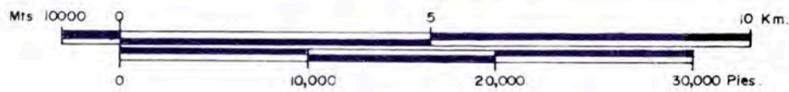
PETROLEOS DEL PERU. S.A.

EXPLORACION PRODUCCION

DPTO TECNICO DE PETROLEO

MAPA AREAL
ARCILLOCIDAD
FORMACION MOGOLLON

ESCALA 1: 100,000



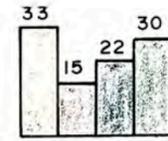
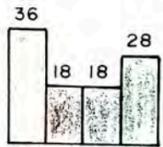
LOS ORGANOS

MANCORA

LAGUNA ZAPOTAL

EL ALTO

REVENTONES



LEYENDA

- LIMITE DEPOSICIONAL
- ~~~ CAMBIO DE FACIES
- CAOLINITA
- MONTMORILLONITA
- ILLITA
- CLORITA
- FRECUENCIA MINERA

PETROLEOS DEL PERU S.A.

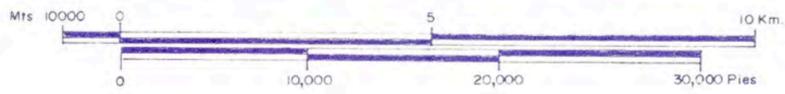
EXPLORACION PRODUCCION

DPTO TECNICO DE PETROLEO

MAPA AREAL
ARCILLOCIDAD
FM. BASAL SALINA

W ·· CAMBIO DE FACIES

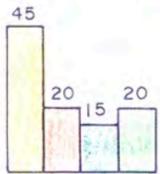
ESCALA 1:100,000



LOS ORGANOS

MANCORA

EL ALTO



REVENTONES

LEYENDA

— LIMITE DEPOSICIONAL

~ CAMBIO DE FACIES

□ CAOLINITA

□ MONTMORILLONITA

□ ILLITA

□ CLORITA

FRECUENCIA MINERAL %