

EFFECTOS DE LA TEMPERATURA EN LA PRODUCTIVIDAD DE PETROLEOS VISCOSOS. ESTUDIOS EN EL YACIMIENTO PIEDRA CLAVADA.

Humberto L. Najurieta* y Patricia Porcelli.

Pan American Energy. (*Ahora en UNC)

Abstract.

The production and pressure testing procedures of viscous oil production layers must take into account the cooling of the reservoir near the well due to the drilling fluids circulation. It was found in Piedra Clavada Field (San Jorge Basin, Santa Cruz, Argentina) that a *thermal damage zone* reduces and can impede at all the oil production to the well. The asphaltenes and paraffin's components of the oil begin to crystallize below 50 °C increasing the oil viscosity to thousands of centipoise. The low temperature distribution around the well depends on the original thermal gradient at the layer depth, the mud temperature, the thermal properties of the reservoir and the history of the drilling process. The temperature distribution can be estimated from existing calculation methods.

The drilling cooling effect is reversible and must be minimized to avoid the underestimation and perhaps the abandonment of potentially producing layers of viscous oil.

Following the field measurement of a strong reservoir cooling effect due to the waterflooding operation from 1969 in this 19° API multilayer reservoir, a series of laboratory, simulation and field studies have shown the convenience of improving the thermal efficiency of the operation. A Hot Water Injection Pilot was done in a rectangular shaped block with two injectors and two producers. The oil production changes and economics of the pilot after three years of operation verified that improving the thermal efficiency when waterflooding heavy oil reservoirs increases the productivity and extends the economic life of the project.

Introducción.

Durante los ensayos de intervalos de interés en las etapas de exploración, desarrollo y producción de los yacimientos de la Cuenca del Golfo San Jorge y otras zonas donde se encuentran petróleos viscosos, debe tenerse en cuenta la temperatura a la cual se encuentra el intervalo ensayado. Durante la perforación se produce un enfriamiento de la formación en la vecindad del pozo que dificulta el flujo de petróleos viscosos, especialmente aquellos con componentes asfálticos y parafínicos. La evaluación del intervalo de interés mediante ensayos de producción y análisis de presión deberá tener en cuenta que en condiciones de enfriamiento, el pozo presentará un daño térmico caracterizado por un entorno cilíndrico de baja movilidad del petróleo. Estas circunstancias pueden llegar a subestimar la capacidad productiva del intervalo, e incluso conducir a su abandono.

Durante la etapa productiva del yacimiento es usual la inyección de agua en procesos de recuperación asistida. En este caso la temperatura de la misma afecta la eficiencia de barrido y modifica las propiedades de mojabilidad al agua de la roca. En estudios de laboratorio realizados con muestras del Yacimiento Piedra Clavada (Cuenca del Golfo San Jorge, Prov. De Santa Cruz, Argentina) se ha encontrado que la productividad durante ensayos de barrido de una muestra de roca saturada con fluidos de la formación e inicialmente enfriada a 40°C llega a duplicarse cuando es calentada a temperaturas levemente superiores a la de la formación (90°C). También se ha verificado que estos resultados se deben a una combinación de dos efectos: la reducción de la viscosidad del petróleo y un aumento del mecanismo de imbibición de la roca.

Durante la explotación del reservorio mediante inyección de agua, el agua inyectada en estos ambientes deposicionales de origen fluvial tiende a formar naturalmente canalizaciones. La imbibición de la formación con el agua de inyección se produce en las proximidades de estos canales inundados con agua de inyección. Se ha comprobado en laboratorio que la imbibición participa en la recuperación de petróleo en porcentajes de hasta el 15% del OOIP.

La realización de ensayos piloto de inyección de agua caliente ha verificado a escala de campo las anteriores experiencias de laboratorio. Un Piloto realizado sobre tres capas de un bloque que estuvo inicialmente bajo inyección de agua a 55°C, mostró que el aumento de la temperatura del agua de inyección a 85°C mejoró la tendencia declinatoria original de la producción durante un año en un 24% y permitirá recuperar un 10% adicional de producción de petróleo al final del proyecto. Esta recuperación incremental de petróleo puede

acelerarse y llegar a valores del orden de un 15% si desde las etapas iniciales de la inyección de agua se evita el enfriamiento del reservorio.

En base a las experiencias anteriores, desde el punto de vista exploratorio y de desarrollo se recomienda minimizar el enfriamiento de las capas durante la etapa de perforación, a fin de no afectar el comportamiento productivo durante el ensayo de las mismas. En caso de enfriamiento pronunciado, se recomiendan en este trabajo procedimientos para una mejor interpretación de la capacidad productiva del intervalo

Estudios en el Yacimiento Piedra Clavada.

Si bien los estudios realizados se refieren al Yacimiento Piedra Clavada, se considera que las recomendaciones son aplicables a otros yacimientos similares de la misma cuenca y más en general a todos los productores de petróleos viscosos con composiciones asfálticas y/o parafinicas.

Características generales del reservorio.

El yacimiento Piedra Clavada (Paradiso (1987), Kejner (1995) y Malone (1995).) se encuentra en explotación desde 1969. En 1979 se inició un proceso de inundación de agua, cuyas características principales han sido expuestas por estos autores. El yacimiento posee actualmente 265 pozos productores y 125 inyectores. Se encuentra en una etapa avanzada de explotación, con una producción de 1350 m³ /d de petróleo y una inyección de agua del orden de 30,000 m³ /d. El petróleo es producido de unas 30 capas independientes, ubicadas a una profundidad entre 1300 y 1800 m.

El estado avanzado de explotación por inyección de agua del yacimiento impulsó la necesidad de buscar alternativas de producción y mejoras en las instalaciones para prolongar la vida del mismo y aumentar las reservas recuperables. Los estudios más recientes realizados en el yacimiento comprenden el empleo de diversas técnicas, que tienen como objetivo aumentar el conocimiento de sus propiedades, tanto desde el punto de vista macroscópico como microscópico. Desde el primer punto de vista, uno de los más recientes trabajos es la realización de Sísmica 3D que ha permitido precisar la profundidad de las diferentes capas y la ubicación de las numerosas fallas que subdividen el yacimiento en bloques parcialmente aislados. Esto determina con mayor precisión la ubicación de nuevos pozos productores y permite conocer con mayor detalle la extensión areal de cada capa.

A fin de conocer las características físicas de las capas que constituyen el sistema se realizaron ensayos de presión y de trazadores radiactivos en capas convenientemente aisladas. Estas mediciones mostraron que cada capa del sistema es altamente heterogénea y con orientaciones preferenciales de permeabilidad, con predominio de canalizaciones del agua inyectada. (Najurieta (1994), (1995) y (1999)). Las canalizaciones del agua inyectada son una consecuencia natural de la combinación de permeabilidades de varios darcy en las direcciones de mayor permeabilidad, con la presencia de mezclas heterogéneas de petróleos viscosos. (de 100 a 3000 cp).

Estas características particulares del yacimiento hacen que la mayoría de las técnicas tradicionales de ingeniería de reservorios para recuperación secundaria sean de difícil o imposible aplicación directa. Estudios anteriores (Paradiso (1987) y Dake (1978).) han mostrado que la teoría del flujo segregado describe más acertadamente la historia de producción del yacimiento que la clásica teoría de Buckley-Leverett. Esta circunstancia derivó en el desarrollo de un simulador numérico especializado para la administración más eficiente de la inyección del agua, (Paradiso (1987) y Kejner (1995)).

La teoría del flujo segregado supone conceptualmente que el agua y el petróleo fluyen por caminos separados, de modo que el petróleo es producido por un efecto de arrastre (stripping). Si bien esta teoría fue originalmente postulada para un estado de segregación gravitacional (separación vertical de las fases), el concepto de su aplicación en el Yacimiento Piedra Clavada es más general, debiendo aceptarse que la segregación de las fases se debe también a la existencia de los canales.

En este trabajo se define como **canales** a las zonas en las que el flujo multifásico desarrolla velocidades máximas en condiciones de inyección/producción constantes. Estos canales pueden existir aún en condiciones de homogeneidad de la roca, debido a digitización viscosa. En este último caso son canales caracterizados por una menor viscosidad media (canales de baja viscosidad).

Desde un punto de vista microscópico los canales de alta permeabilidad están constituidos mayoritariamente por arenas líticas feldespáticas con poca consolidación (Barbosa (1998), Microfotografía 1, Fig 13.). El relleno es escaso y está constituido por arcillas autigénicas y caolín (Microfotografía 2). El tamaño medio de los granos aparece en un rango comprendido entre 0.3 y 0.7 mm, el tamaño medio de los poros entre 0.12 y 0.18 mm. El tamaño medio de las gargantas está comprendido entre 0.009 y 0.025 mm. Las zonas aledañas a estos canales poseen menor porosidad y mayor grado de arcillosidad.

Asimismo, el petróleo producido por este yacimiento, cuando es separado solamente por decantación gravitatoria, contiene porcentajes de hasta un 30% de agua emulsionada, con micelas de agua de un diámetro de 2 a 20 micrones. Esta emulsión es también objeto de estudio, con el objeto de identificar sus orígenes y minimizar su formación. Los estudios reológicos (Fornés (1996-1998)) muestran que estas emulsiones pueden alcanzar viscosidades de más de 10,000 cp.

Efectos de la temperatura del agua de inyección.

Durante la realización de ensayos de interferencia para estudiar las direcciones preferenciales de flujo se midieron temperaturas de fondo en pozos inyector anormalmente bajas con respecto a las del gradiente geotérmico. Esto condujo a la realización de campañas de mediciones de gradiente térmico que mostraron un enfriamiento de la formación como consecuencia de la inyección del agua. Un ejemplo lo constituye el gradiente de temperatura medido en el pozo inyector PC-7 que había sido cerrado seis meses antes del registro y que aún poseía temperaturas de hasta 40 °C inferiores a las normales frente a la capa de inyección (Figura 1). La persistencia de la baja temperatura en el registro anterior mostró que el agua produce un enfriamiento profundo y difícil de revertir naturalmente. El agua de inyección se enfría por las pérdidas de calor al ambiente durante las etapas de separación, distribución y reinyección. Este efecto es más pronunciado durante el invierno, especialmente cuando la misma debe recorrer grandes distancias en tuberías bajo la acción de vientos fríos o terrenos nevados. Como consecuencia, el agua llega a los inyectores en un rango de 55 °C a 26 °C, dependiendo de la distancia recorrida. La Figura 2 muestra la temperatura media de los fluidos durante las diversas etapas del proceso de recuperación secundaria por inyección de agua.

Efectos de enfriamiento durante la perforación.

Las observaciones anteriores condujeron a realizar mediciones de gradiente de temperatura en el pozo PC-1290, para investigar los efectos térmicos de la perforación. Se realizaron dos mediciones: un primer registro durante la etapa de terminación, sin tubería de revestimiento y uno posterior a la puesta en producción. Los resultados se muestran en la Figura 3. Las distribuciones de temperatura en función de la profundidad muestran diferencias que se acentúan con la misma, dando diferencias de unos 18.7 °C a las profundidades de interés (1700 m). La temperatura del lodo de perforación en superficie fue de 32 °C, llegando a alcanzar 65 °C en fondo de pozo durante los registros. Después de los ensayos de producción el pozo presentó temperaturas de 21 °C y 83.7 °C respectivamente, mostrando que había sido calentado nuevamente por la circulación de fluidos provenientes de las zonas abiertas. Este proceso de calentamiento aún no estaba concluido al momento del último registro ya que aún se observan menores temperaturas que las obtenidas con la recta calculada con la correlación de Fariña y Bernardi, comúnmente empleada para estimar el gradiente geotérmico de la zona:

$$T[^\circ\text{C}] = 0.045 h^{0.99} + 15 \quad (1)$$

El efecto de enfriamiento durante la perforación se debe fundamentalmente a la circulación del lodo en el pozo. En el Apéndice 1 se comenta con mayor detalle el cálculo de la temperatura de la formación durante el proceso de enfriamiento.

Viscosidad del petróleo en función de la temperatura.

Sabiendo que la viscosidad de los petróleos del yacimiento depende fuertemente de la temperatura, se iniciaron estudios reológicos para evaluar los efectos del enfriamiento (Fornés (1996-1998)). La Figura 4 muestra las curvas de viscosidad del petróleo en función de la temperatura de cuatro pozos típicos del yacimiento, en este caso pertenecientes al Bloque en donde se llevó a cabo el primer Piloto de Inyección de Agua Caliente. Se puede observar por ejemplo para la muestra del pozo PC-1247, que a la habitual temperatura de inyección de agua fría (55 °C), la viscosidad es aproximadamente catorce veces mayor que con agua a 85 °C.

Estas observaciones condujeron a profundizar el estudio de los efectos del enfriamiento y su posible control y reversión mediante la inyección de agua caliente.

Ensayos petrofísicos.

Se realizaron ensayos petrofísicos empleando testigos corona a pleno diámetro. Las muestras fueron cortadas y rectificadas hasta obtener cilindros de aproximadamente 5 cm de alto y 10.1 cm de diámetro. En el centro se perforó un orificio de 0.32 cm de diámetro para la inyección de los fluidos. Las muestras, luego de ser limpiadas por extracción Soxhlet fueron secadas al vacío y utilizadas en una celda radial

termostatzada en mediciones de producción acumulada por desplazamiento radial empleando fluidos del yacimiento (Fig. 5, Pitts (1995)) a temperaturas de 40°C, 55°C, 70°C, 89°C, 100°C y 115°C. Estas mediciones mostraron que en ensayos de laboratorio es posible incrementar la producción de petróleo hasta un 25% del OOIP inyectando agua caliente en dicho intervalo de temperatura (40° C a 115° C).

Estas experiencias de barrido se complementaron con ensayos en una Celda de Helle Shaw modificada (Fornés (1999)), en la que se realizaron barridos de petróleo del yacimiento, a diferentes temperaturas.

Bajo la hipótesis de que el elevado gradiente de saturación de agua existente en las proximidades de los canales podría dar lugar a un proceso de imbibición similar al presente en yacimientos de doble porosidad, se realizaron mediciones de imbibición, pero incorporando también como variables del proceso la temperatura y la tensión interfacial de los fluidos, modificada mediante un tensioactivo especialmente desarrollado para este yacimiento (Fornés (1999)). Los resultados han sido hasta el presente alentadores, observándose que el mecanismo de imbibición participa activamente en la productividad del yacimiento (Chimienti(1999), Inlab S.A. (1998)).

Estudios teóricos y simulación numérica.

Con el fin de estudiar y diseñar adecuadamente el primer proyecto piloto de inyección de agua caliente se buscaron métodos de cálculo y simuladores numéricos apropiados. Los primeros estudios teóricos realizados consistieron en el desarrollo de un modelo semi-analítico que permitió describir en primera aproximación los efectos combinados del flujo segregado con los de transferencia de calor por conducción y convección. Los cálculos referentes a la transferencia de calor por flujo de fluidos en el medio poroso se realizaron mediante el modelo analítico propuesto por Lauwerier (1955) y Prats (1982). La teoría del flujo segregado fue adaptada para tener en cuenta los cambios de movilidad relativa debida a los cambios de viscosidad por temperatura. El cálculo de la producción se realizó en forma iterativa (Porcelli (1994)). Los resultados de estos cálculos permitieron conocer la distribución de temperatura durante el avance del agua y predecían una recuperación incremental de petróleo más baja que la observada en las experiencias de laboratorio.

Posteriormente se realizaron simulaciones numéricas (Porcelli (1995)) con un simulador numérico térmico (Eclipse 500, versión 95A) que confirmaron la presencia de importantes volúmenes del reservorio a bajas temperaturas en el área del futuro Piloto, como consecuencia de la inyección de agua fría. En la Figura 6 se muestra el cálculo de la distribución de la temperatura en el área del yacimiento en donde se realizó posteriormente el primer Piloto de Inyección de Agua Caliente. En la Figura 7 se muestra el cálculo de la reversión de la temperatura de las zonas enfriadas obtenidas inyectando agua a 90°C. Tanto los simuladores analíticos como los numéricos indicaron que la mejora de la producción como consecuencia de la inyección de agua caliente llevaría unos dos años en manifestarse con incrementos finales del orden de un 2 al 3 % del OOIP al término de 10 años. Debe tenerse en cuenta que estas primeras predicciones se basaron en la simulación de procesos de transporte de masa y calor con simetría cilíndrica, teniendo sólo en cuenta los efectos favorables en la relación de movilidades por elevación de la temperatura, pero sin considerar la presencia de los canales ni tener en cuenta los cambios de permeabilidad relativa y mojabilidad con la temperatura. La simulación detallada de los procesos de inyección de agua caliente teniendo en cuenta la presencia de los canales y demás factores físicos involucrados resultó muy compleja de llevar a cabo con el simulador numérico disponible. Tanto la falta de datos de campo como la carencia de algoritmos en el simulador que permitieran reproducir todos los fenómenos involucrados consolidó la necesidad de realizar una experiencia de campo para reunir la información histórica necesaria para una posterior simulación numérica más avanzada.

Piloto de Inyección de Agua Caliente.

A fin de estudiar los efectos reales de la inyección de agua caliente en el reservorio se procedió a realizar un ensayo piloto, en un bloque de geometría rectangular elongada (Figura 8). Se buscaba estudiar en forma directa los efectos del agua caliente en el flujo canalizado. Se postulaba entonces que en presencia de canalizaciones los efectos adversos de la inyección de agua fría eran más pronunciados que los predichos por los modelos con simetría radial, previendo un enfriamiento más pronunciado en los canales, con el consecuente "congelamiento" del petróleo en las proximidades de los mismos que dificultaría el arrastre postulado en la teoría del flujo segregado. De acuerdo a estas suposiciones la respuesta a la inyección de agua caliente en el área de influencia del piloto sería más rápida que la calculada con los modelos anteriores. El bloque del primer Piloto de Inyección de Agua Caliente se encuentra parcialmente aislado por dos fallas paralelas. El piloto se llevó a cabo simultáneamente en tres capas, mostradas en las Figuras 9, 10 y 11. Se inyectó agua caliente en los pozos PC-16 y PC-1251, observándose los efectos en los pozos más cercanos: PC-1290, PC-1247, PC-1234 y PC-1030. Los ensayos de interferencia de presión realizados antes de iniciar el piloto mostraban una fuerte comunicación hidráulica entre los pozos PC-16 y el PC-1234, y entre el PC-

1251 y el PC-1247. Estas observaciones fueron confirmadas posteriormente empleando tritio como radiotrazador en el agua de inyección (Najurieta (1999)).

El piloto consistió básicamente en elevar la temperatura de inyección de un promedio anual de 55 °C a 85 °C manteniendo las demás variables del sistema constantes. A tales efectos se utilizó un calentador indirecto ubicado en un punto medio entre ambos inyectores. La respuesta en la producción de los pozos PC-1234 y PC-1247 fue rápida (Fig.12), observándose durante el primer año del piloto un cambio en la declinatoria anual del 41% al 17%, es decir una mejora del más del 24%. Al cabo de un año de estas mediciones, la ineludible perforación y puesta en producción de un nuevo pozo (el PC-1332) próximo a la zona, obligó a incrementar la inyección de agua caliente en un 25% para compensar la mayor extracción. Posteriormente el sistema permaneció estable durante dos años más, observándose un mantenimiento de la tendencia declinatoria post agua caliente. Desde un punto de vista técnico se pudo concluir que la zona del piloto respondió favorablemente al aumento de la temperatura del agua de inyección. Los estudios realizados permiten estimar un incremento en la recuperación de petróleo del orden del 10 al 12% al final de la vida del proyecto.

La rapidez con que se manifestaron los incrementos de producción en las direcciones canalizadas y la persistencia de este fenómeno indican la viabilidad de las hipótesis sobre el proceso de imbibición en el reservorio. Una comprensión más profunda de estos mecanismos de producción puede contribuir a aumentar la vida útil de estos reservorios.

Conclusiones

1. La productividad de los pozos del Yacimiento Piedra Clavada depende de la temperatura a la que se encuentran los fluidos y la roca del reservorio.
2. La reinyección de agua a menor temperatura que la del reservorio produce un enfriamiento progresivo que afecta su productividad y vida útil.
3. El proceso se puede revertir mediante la inyección de agua caliente.
4. El mecanismo de producción del yacimiento está determinado principalmente por la existencia de flujo naturalmente canalizado, en el que se presentan simultáneamente flujo convectivo, flujo segregado e imbibición.
5. El proceso de perforación produce un enfriamiento local en las cercanías del pozo que afecta la productividad del mismo durante los ensayos de terminación.
6. Parte del coeficiente de daño inicial puede deberse a efectos térmicos. A tales efectos, deberá realizarse un ensayo de formación lo suficientemente prolongado para evaluar la curva de presión con un radio de investigación mayor que la zona enfriada, o bien permitir que la zona regrese a su temperatura normal mediante un período de flujo prolongado.

Agradecimientos.

Se agradece a la todas las personas que apoyaron estos trabajos desde el comienzo de su realización, especialmente a los Ingenieros Carlos Bertello, Oscar Mataloni, Daniel Raggazzini y Mario Leschevich.

Se agradece la colaboración del Ing. Carlos Beltrán durante la etapa de análisis económico del Piloto de Inyección de Agua Caliente. Se agradece especialmente a los numerosos colaboradores que en el campo mantuvieron la inyección de agua caliente durante la realización del piloto y trabajaron en las mediciones y seguimiento del mismo: Ingenieros Alejandro Luna, Pablo Carnicero, Carlos Ponce y Miguel Castro. Se agradece a Carlos Jatib por el seguimiento y cuidados de la operación del calentador.

Se agradecen las inspiradoras charlas con el Lic. Marcelo Crotti de Inlab S.A. y la Dra. Adriana Fornés del Laboratorio de Física de Líquidos y medios Porosos de la UNC que permitieron una mejor interpretación de los fenómenos en estudio.

Lista de Trabajos Citados en el Texto.

BARBOSA C. y G. RIAL, 1998. Análisis Geológico Integral. Pozo PC-1337. Inédito. G. Rial y Asociados.

CHIMIENTI, M., S. ILLIANO Y H. NAJURIETA, 1999. Influence of Temperature and Interfacial Tension on the Spontaneous Imbibition Process . Sixth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Congress Venezuela.

DAKE, L. P., 1978. Fundamentals of Reservoir Engineering. Elsevier Publishing Co, Amsterdam.

FORNES A., 1996-1998. Comportamiento Reológico de Petróleos y Emulsiones del Yacimiento Piedra Clavada. Inéditos. DETI, Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional de Cuyo.

- FORNES, A., H. NAJURIETA y S. MATURANO, 1999. Desarrollo y Evaluación de un Surfactante Para Recuperación Terciaria de Petróleos Viscosos. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. IAPG. Mar del Plata, Bs As, Argentina.
- INLAB S.A. , 1998. Ensayos de Imbibición y Barrido Sobre Medio Poroso Con y Sin Agregado de Tensioactivos. Inédito.
- KEJNER, W., J. VALLE, C. PONCE, A. LÓPEZ ANGRIMAN, 1995. Simulador Numérico Para Recuperación Secundaria. 2° Simposio de Producción de Hidrocarburos. Mendoza, 12/16 de Junio de 1995. Tomo II, p.73.
- LAUWERIER, H. A., 1955. The Transport of Heat in an Oil Layer Caused by the Injection of a Hot Fluid Appl. Sci. Res., Sec. A. Vol 5, p. 145.
- MALONE, P., 1995. Aplicación del Mapeo por Computadora en el Análisis Estratigráfico del Yacimiento Piedra Clavada. 2° Simposio de Producción de Hidrocarburos". Mendoza, 12/16 de Junio de 1995. Tomo II, p.1.
- MIDDLETON, M., 1994. Determination of Matrix Thermal Conductivity from Dry Drill Cuttings. AAPG Bulletin, V. 78 No 11(Nov. 1994), P1790-1799.
- NAJURIETA, H., 1995. Técnicas de Medición Para la Optimización de la Recuperación Secundaria. 2° Simposio de Producción de Hidrocarburos. Mendoza, 12-16 de Junio de 1995. Tomo II, p.245.
- NAJURIETA, H., 1994. A New Interference Test Method for High Precision Diffusivity Distribution Measurement. SPE Paper 28379. 69th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, New Orleans, USA.
- NAJURIETA, H. y G. MAGGIO, 1999. Empleo de Radiotrazadores en la Evaluación Hidrodinámica de un Yacimiento de Petróleo Viscoso. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. IAPG. Mar del Plata Bs. As. Argentina.
- PARADISO, A., A. GIL Y G. FEDOROWITZ, 1987. Simulación del Comportamiento de la Recuperación Secundaria en Piedra Clavada. Jornadas de Informática Aplicada a la Producción de Hidrocarburos. Bs As, Julio de 1987.
- PITTS, M. and JIE QI, 1995. *Radial Coreflood Watersflood Susceptibility and Capillary Pressure Laboratory Evaluations of Piedra Clavada Core*. Inédito. SURTEK Inc.
- PORCELLI, P y S. BIDNER, 1994. Influencia de la Temperatura en el Petróleo Recuperado. Análisis de Sensibilidad a los Datos. Yacimiento Piedra Clavada. Inédito.
- PORCELLI, P., 1995. Simulación Numérica Piloto de Inyección de Agua Caliente. Yac. Piedra Clavada. Bloque PC-1251. Inédito.
- PRATS, M., 1982. *Thermal Recovery* SPE Monograph Volume 7, Society of Petroleum Engineers.
- RAMEY H., 1962. Wellbore Heat Transmission. SPE Journal of Petroleum Technology, April, p. 427.

Apéndice 1

Enfriamiento por circulación de lodo.

No es el propósito de este trabajo analizar y describir en detalle los cálculos que describen los fenómenos de enfriamiento del reservorio por circulación de lodo. Daremos en cambio una orientación para el lector interesado en este tema. El tema de transferencia de calor a la formación de un pozo circulando fluidos ha sido tratado ampliamente en la literatura hace ya varios años. Ramey (1962) presenta una descripción del cálculo para pozos entubados y realiza una recopilación de bibliografía sobre el tema hasta 1962. El tema generaba interés entonces para el cálculo de pérdidas de calor en proyectos de recuperación terciaria por inyección de agua caliente y vapor. Los cálculos y modelos empleados resultaban complejos y de difícil aplicación para el ingeniero que carecía de acceso a computadoras. Veremos que el tema que nos ocupa puede ser resuelto con mayor simplicidad apelando a métodos de cálculo más modernos y a hipótesis simplificadoras que la experiencia ha mostrado útiles en cálculos aproximados.

Si se asume que la admisión de filtrado es despreciable, el cambio de temperatura del reservorio con respecto a la original del gradiente geotérmico se puede calcular en primera aproximación asumiendo un proceso de difusión de calor con simetría cilíndrica, en un medio homogéneo e isótropo. Si la perforación de la capa bajo estudio se realiza en un tiempo breve, comparado con el tiempo requerido en la perforación de todo el pozo, se puede asumir que la condición de contorno en la pared del pozo es establecida en forma instantánea. En este caso el flujo de calor es predominantemente radial. La condición de contorno interna en el reservorio está dada por el cambio de temperatura experimentada por la superficie del pozo, (la del lodo circulando a esa profundidad menos la temperatura original). La condición de contorno externa es temperatura constante (la del reservorio a esa profundidad). Puesto que lo que interesa en la práctica es la

Para el caso de invasión de la capa por filtrado, se puede estimar el enfriamiento mediante el modelo de Lauwerier (1955) y Pratts (1982).

Figura 13. Microfotografías de Muestras del Pozo PC-1337. 1 -Arriba: muestra a 1300.8m, 2-Abajo: muestra a 1300.77m.

Gradiente de Temperatura en el Pozo PC-7 (Inyector Abandonado)

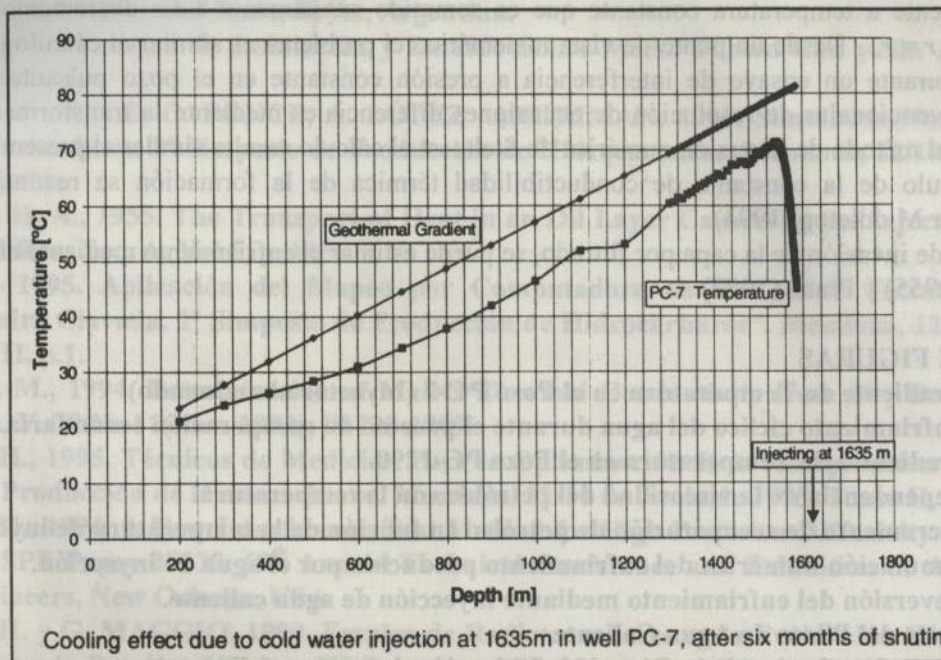


Fig. 1: Enfriamiento medido en el inyector abandonado PC-7 después de seis meses de cierre.

ENFRIAMIENTO CÍCLICO DEL AGUA DURANTE EL PROCESO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA

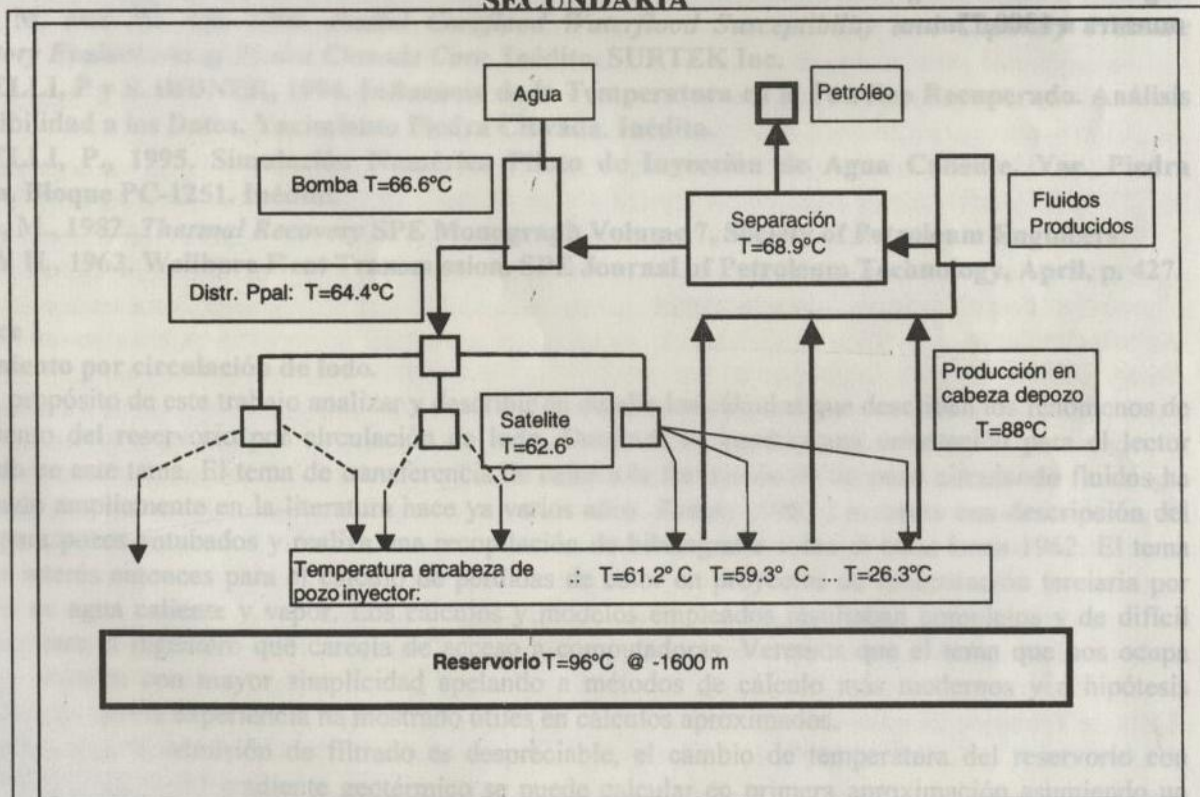


Fig. 2-Distribución de temperaturas (aproximada) del agua durante el invierno.

GRADIENTE DE TEMPERATURA

Pozo: PC-1290

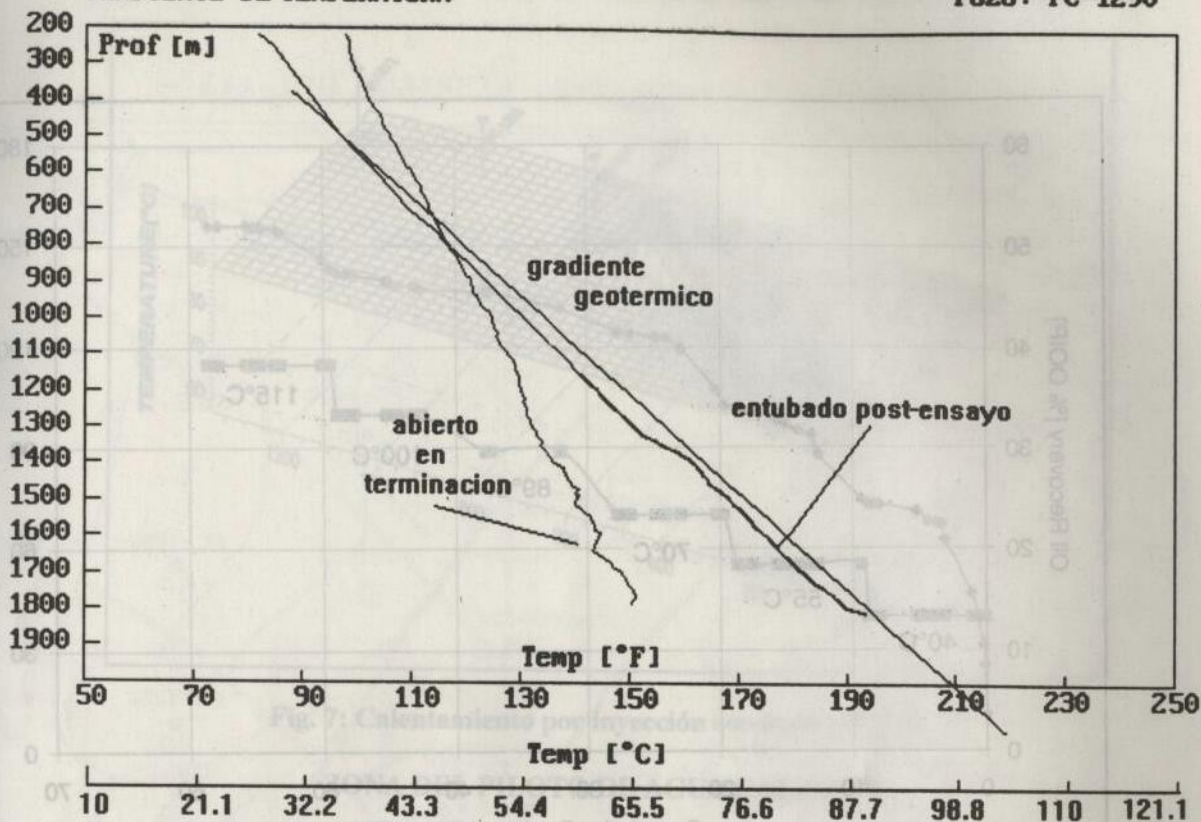


Fig. 3: Gradientes de temperatura en el pozo PC-1290.

DEPENDENCIA DE LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO CON LA TEMPERATURA.

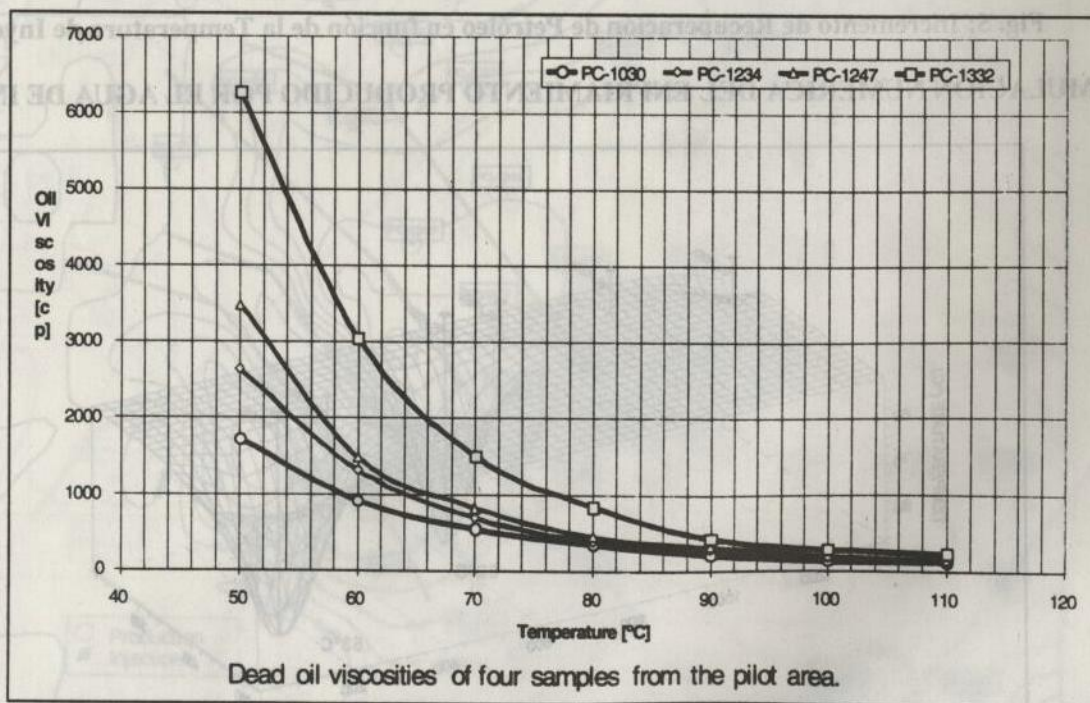


Fig. 4: Viscosidad de cuatro muestras de la zona del Piloto de Inyección de Agua Caliente.

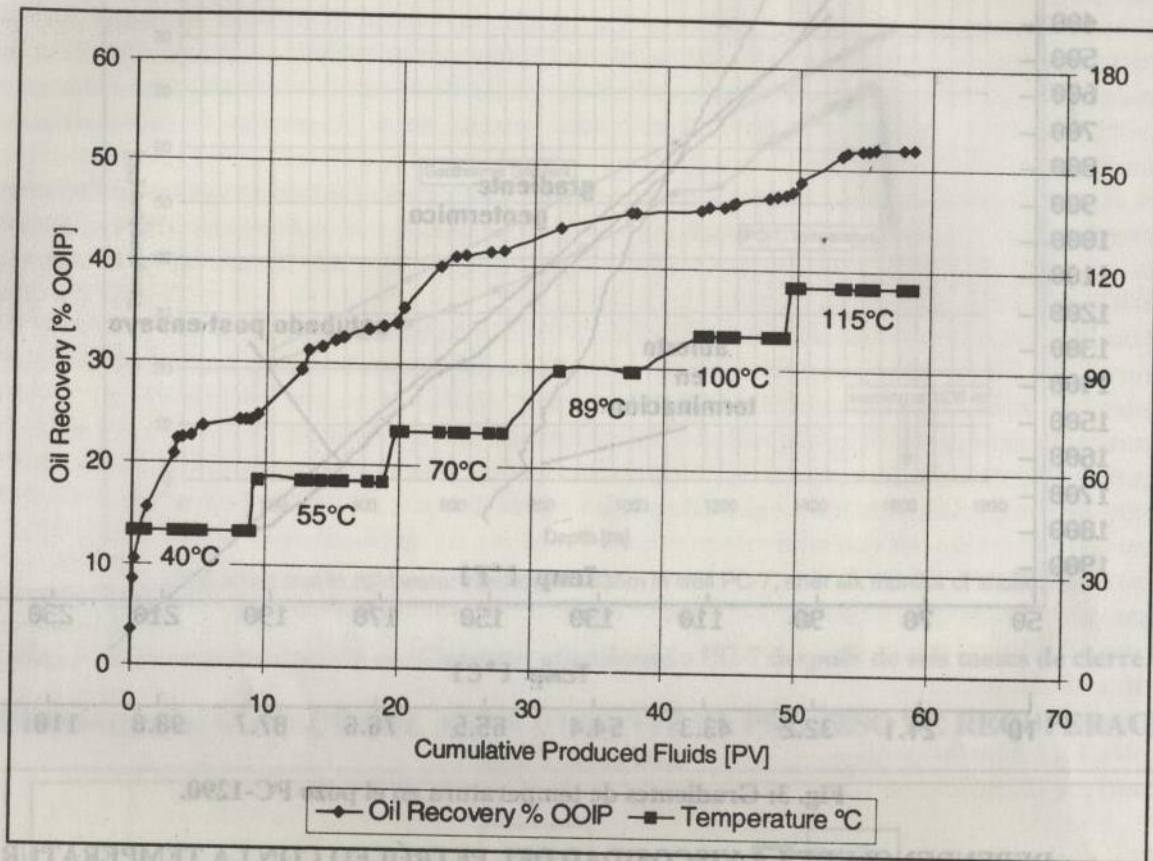


Fig. 5: Incremento de Recuperación de Petróleo en función de la Temperatura de Inyección
SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL ENFRIAMIENTO PRODUCIDO POR EL AGUA DE INYECCIÓN

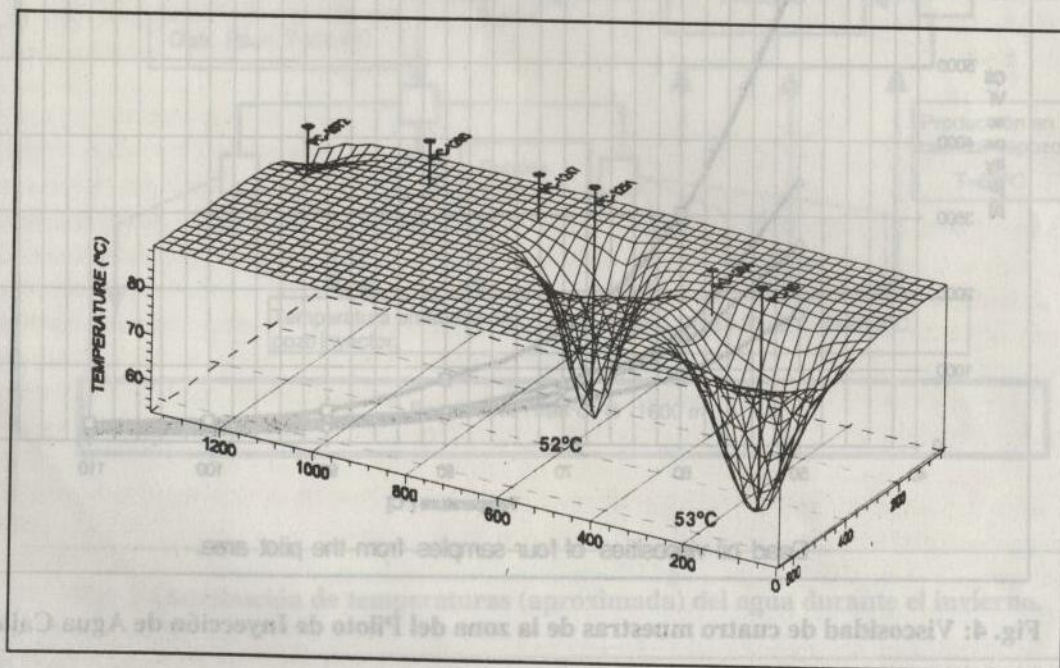


Fig. 6: Resultado del cálculo de la distribución de temperatura en el área del Piloto.

ZONA DEL PILOTO DE AGUA CALIENTE



The map displays the study area with various sampling points and contour lines. The points are labeled with codes and values:

- PC-1255: 4.5
- PC-1057: 3.5
- PC-1042: 1.5
- PC-1088: 3.5
- PC-1170: 3.5
- PC-1102: 1.0
- PC-1079: 1.5
- PC-1227: 2.5
- PC-63: 5.0
- PC-1246: 3.0
- PC-1058: 2.0
- PC-1290: 3.0
- PC-1233: 2.0
- PC-1059: 2.5
- PC-1229: 3.5
- PC-1247: 4.0
- PC-1232: 2.0
- PC-48: 5.5
- PC-13: 0.0
- PC-14: 5.5
- PC-1251: 6.5
- PC-1356: N/D
- PC-1328: 4.5
- PC-1332: 2.0
- PC-1234: 6.0
- PC-1087: 4.0
- PC-1228: 3.5
- PC-1345: 3.0
- PC-1349: 0.0
- PC-15: N/D
- PC-1182: 3.0
- PC-8: 5.0
- PC-129: N/D
- PC-1333: 0.0
- PC-17: 1.0
- PC-1235: 2.0
- PC-1030: 0.0
- PC-18: N/D

The map also shows contour lines with values 1, 2, 3, 4, 5, 6, and 7. A thick black line runs diagonally across the map. The axes are labeled with coordinates: 4834500, 4834000, 4833500, 4833000 on the y-axis and 2540500, 2541000, 2541500 on the x-axis.

Fig. 9 : Mapa Isopáquico de la Capa 110. Ubicación de Pozos y Fallas

PIEDRA CLAVADA XIX SUR - ESPESOR UTIL 110-

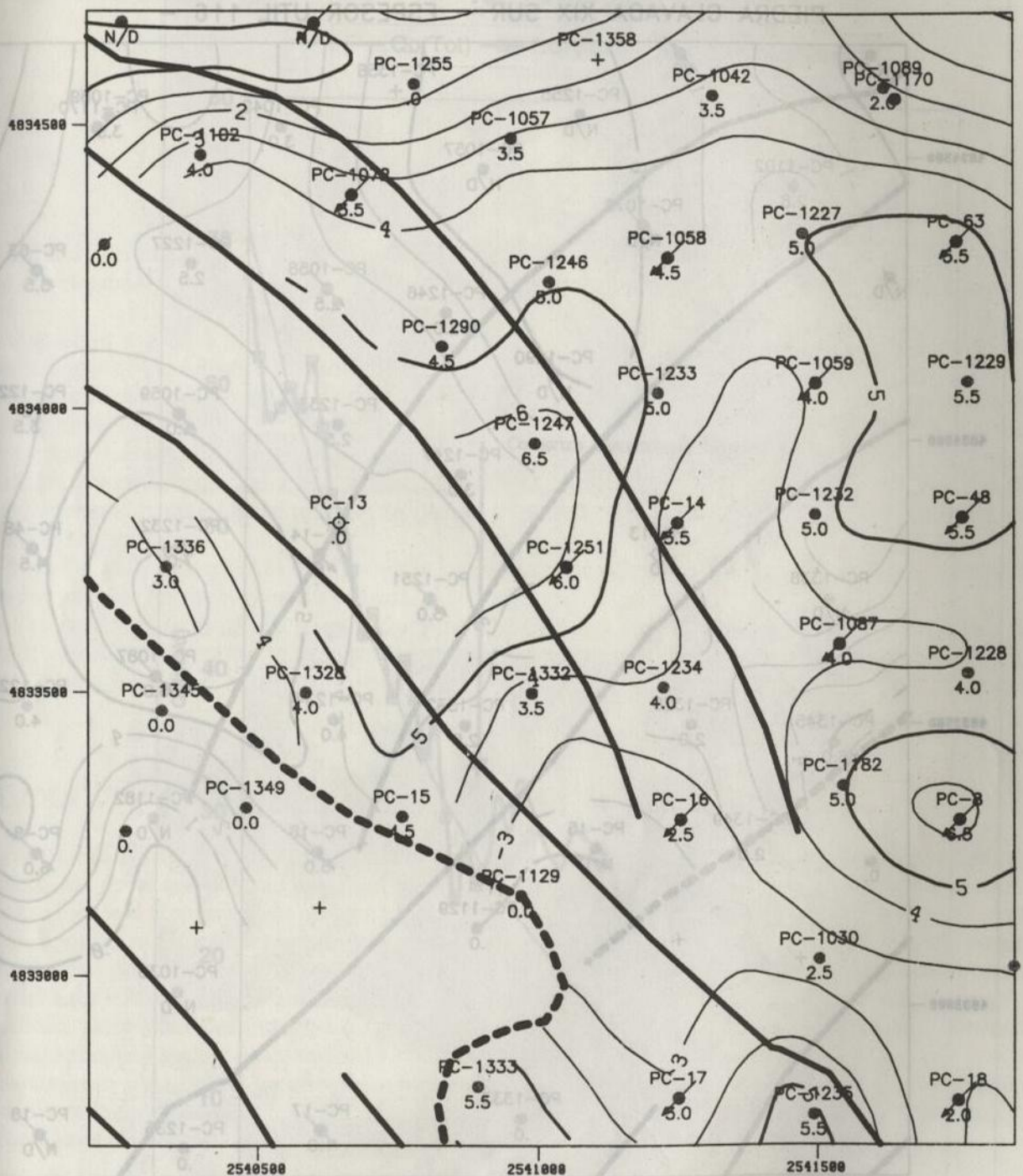


Fig. 10: Mapa Isopáquico de la Capa 110. Ubicación de Pozos y Fallas

PIEDRA CLAVADA XIX SUR - ESPESOR UTIL 116 -

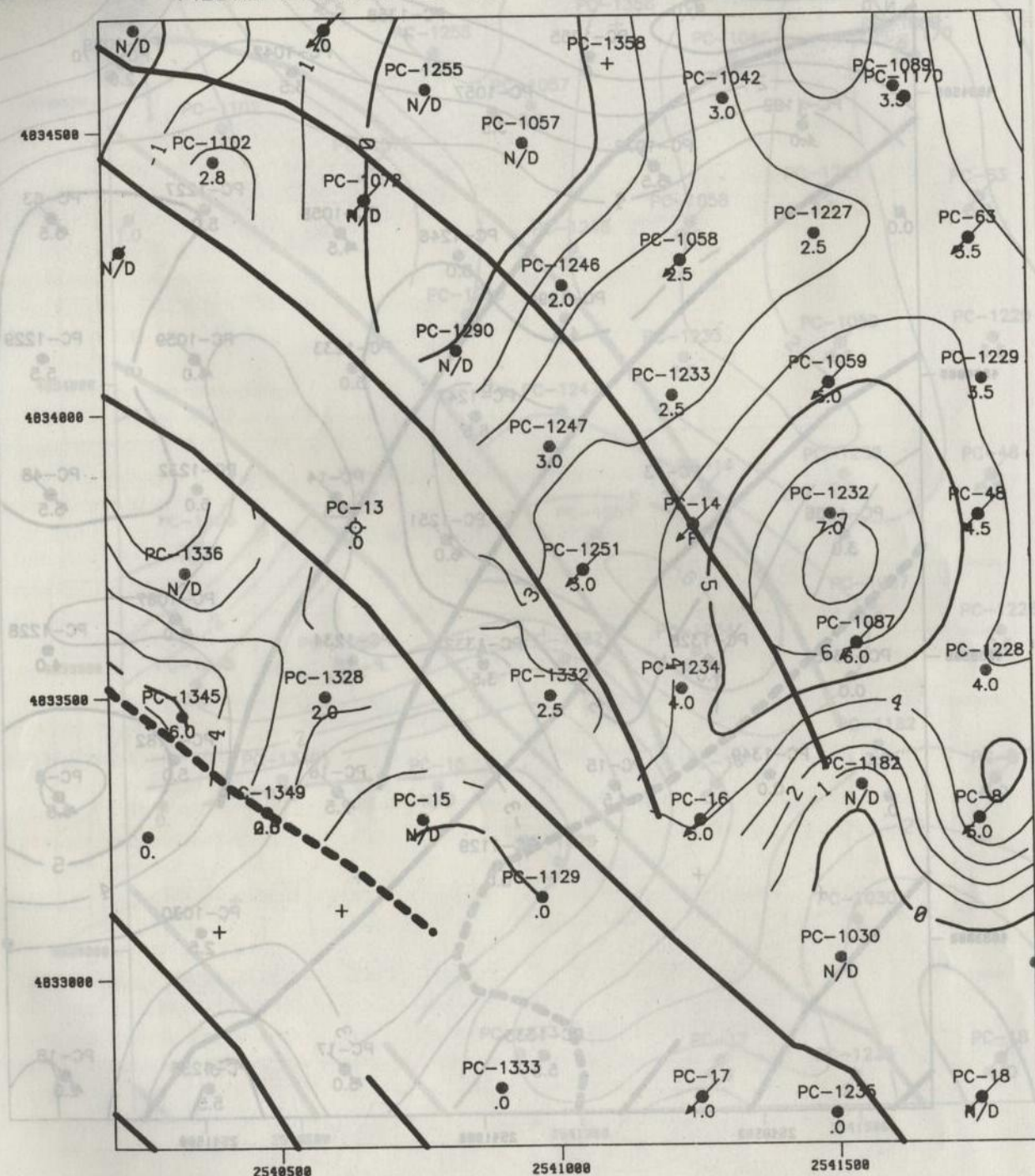


Fig. 11: Mapa Isopáquico de la Capa 116. Ubicación de Pozos y Fallas

**Piloto Agua Caliente Blq 1251
Yac. Piedra Clavada.**

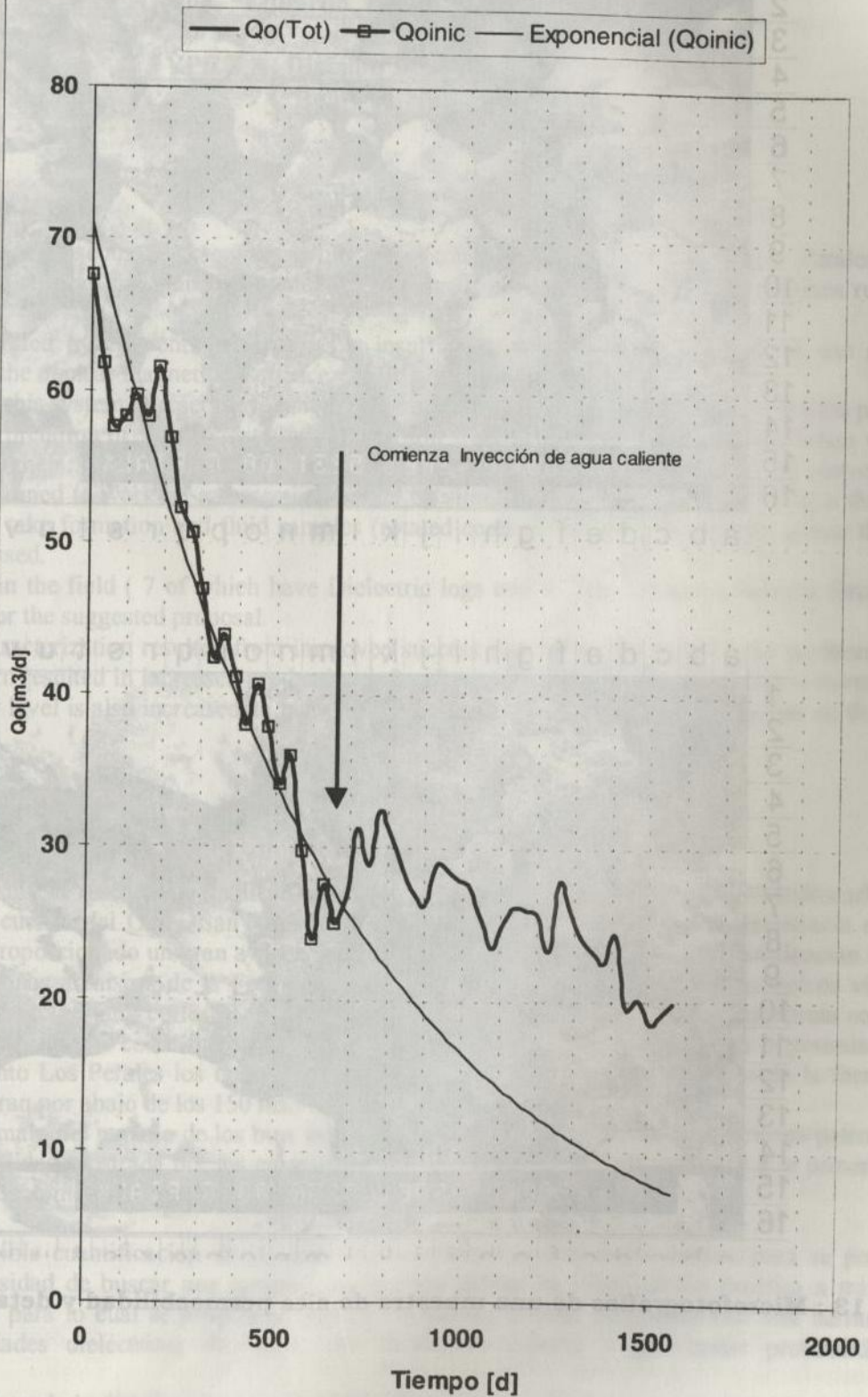


Fig 12 : Respuesta de la producción a la inyección de agua caliente.



Fig. 13 : Microfotografías de una muestra de alta permeabilidad y detalle del relleno.