

ESCUELA NACIONAL DE INGENIEROS  
-----  
Especialidad de Minas y Petróleo

PROMOCION 1945

RECUPERACION SECUNDARIA DE PETROLEO

EN LA

CONCESION DE LA BREA Y PARIÑAS

Angel F. PROTZEL MARQUEZ

Lima, diciembre de 1949

-----

## I N D I C E

	<u>Páginas</u>
SUMARIO Y CONCLUSIONES .....	1
INTRODUCCION.....	6
POSIBLES RESERVAS DE PETROLEO ADICIONAL.....	9
1.- FORMACION PARINAS .....	9
2.- FORMACION SALINA.....	16
3.- FORMACION VERDUN.....	19
4.- CONSIDERACIONES ECONOMICAS.....	20
PRUEBAS EXPERIMENTALES DE CAMPO.....	24
1.- RESERVORIO PUEBLO.....	24
a) Bloque Piloto.....	24
b) Bloque Norte.....	31
2.- RESERVORIO NEGRITOS.....	34
3.- RESERVORIO CORRAL QUEMADO.....	38
4.- ASPECTO ECONOMICO.....	38
CONSIDERACIONES TECNICAS.....	43

## ILUSTRACIONES

Mapa de los reservorios en la Concesión La Brea y Pariñas	Fig. 1
Mapa del reservorio Pueblo.....	Fig. 2
Inyección de agua en el pozo 3772.....	Fig. 3
Inyección de agua en el área del pozo 3871.....	Fig. 4

-----

## SUMARIO Y CONCLUSIONES

En la Concesión de la Brea y Pariñas perteneciente a la International Petroleum Co. Ltd., las reservas probadas de petróleo para fines de 1948 sumaban 153 millones de barriles de petróleo. De este estudio se deduce, que con la aplicación del método de recuperación secundaria de la inyección controlada de agua se puede aumentar esta cifra a 226 millones de barriles, es decir, casi 48% más sobre el primitivo valor de las reservas probadas.

Si se tiene en cuenta que el beneficio económico (dólares) de la International proviene del exceso de producción de petróleo que absorbe el País, y que la presente razón de producción se acerca rápidamente a su límite económico, es imperativa la necesidad de aumentar a corto plazo las actuales reservas probadas de la Concesión. Estas nuevas reservas pueden ser obtenidas por una intensificación de la perforación de los pozos de exploración en áreas no perforadas y en formaciones profundas y, o también, por la aplicación de métodos de recuperación secundaria. Debido a lo complicado del sistema de fallamiento en las formaciones productivas de esta Concesión, y a las dificultades de perforación a profundidad, los costos de exploración son altos y, sin embargo, las probabilidades siempre son pequeñas. En cambio, usando los métodos de recuperación secundarios, se tiene a favor la existencia probada del petróleo, y el problema consiste únicamente en estudiar las posibilidades de traerlo económicamente a la superficie.

Paralelamente con la inyección de agua, la perforación de pozos de exploración en áreas no probadas de la Concesión, debe

continuar a su ritmo normal, pues si la búsqueda por nuevas reservas se paraliza, probablemente dentro de unos pocos años la Empresa se vería sujeta en forma paulatina a una reducción general para disminuir los costos de explotación de las presentes reservas que serían entonces las últimas reservas de petróleo en la Concesión. En este caso el retiro definitivo de la Internacional se produciría al terminar de explotar económicamente estos 153 millones de barriles de petróleo.

Las probables reservas adicionales de 73 millones de barriles de petróleo que se pueden obtener por la inyección controlada de agua se distribuyen en la siguiente forma:

1º. La formación Pariñas contiene 46.5 millones de barriles de petróleo adicional. Cerca de la mitad de estas reservas provienen de reservorios que en el pasado han sido sometidos a "Circulación de Gas" en fuerte escala, alrededor de 5.4 millones provienen de reservorios que no han estado sujetos nunca a inyección de gas, y el resto de las reservas corresponden a reservorios que han tenido inyección de gas en pequeña escala. No se han considerado reservas en aquellos reservorios que son eficientemente explotados por el método de "Mantenimiento de Presión"; y

2º. La formación Salina contiene 27 millones de barriles de petróleo adicional. Aunque el espesor promedio de esta formación y la permeabilidad son menores que en la formación Pariñas, presenta propiedades similares a las de otras formaciones que han sido ventajosamente explotadas por el método de inyección de agua.

La formación Pariñas ofrece mejores perspectivas económicas que la formación Salina, pues de acuerdo al espesor de la for-

mación promete una recuperación de 15,000 a 20,000 barriles por acre, mientras que en la formación Salina se estiman de 4,500 a 5,500 barriles por acre.

La formación Verdún, tercera en importancia productiva de esta Concesión, ofrece solo pequeñas perspectivas para la recuperación de una sustancial reserva de petróleo adicional. Por esta razón no se consideran sus reservas aquí. Podría ser que después de un minucioso estudio se valorizen reservas de petróleo adicionales cuya explotación, de todas maneras, debe ser pospuesta a la de las dos formaciones antes mencionadas que ofrecen mayores ventajas económicas.

En cuanto a la primera prueba experimental de inyección de agua que se realiza en el reservorio de Pueblo correspondiente a la formación Pariñas se pueden extraer las siguientes conclusiones:

1º. En el área correspondiente al pozo de admisión 3772, la inyección de agua se ha efectuado en una zona completamente agotada de petróleo, y, a pesar de que últimamente se ha perforado los forros de dicho pozo en los intervalos opuestos a la formación Pariñas que aún permanecían cerrados, se ha comprobado que el área de la formación correspondiente al pozo 3772 está prácticamente saturada de agua. A pesar de mantenerse la presión máxima permisible de inyección, los volúmenes de agua han ido disminuyendo constantemente. El avance horizontal o progreso uniforme del agua, se ve dificultado en los estratos de baja permeabilidad que aún contienen petróleo, porque no tienen salida al exterior. En consecuencia es recomendable abrir periódicamente los pozos 2267, y

2164. También es necesario que 3 pozos productores de una formación inferior, sean abiertos a la producción de Pariñas. El único beneficio obtenido hasta el presente es el aumento de producción en promedio de 5 a 6 b.p.d. en el pozo 2347 iniciado en noviembre de 1948. El pozo 3958 a consecuencia de la reperforación a balas en los últimos meses del año de 1949, aumentó su producción de 1 a 14 b.p.d.

2º. En el área correspondiente al pozo de admisión 3871 recientemente iniciada, debe comenzarse la perforación de otro pozo inyector inmediatamente, porque los efectos del flujo de agua se están ya sintiendo en 2 pozos vecinos 1570 y 2328 en forma de un notable incremento de producción. La importancia del nuevo pozo inyector serviría para dar más validez a esta prueba que es la única actualmente que sirve para probar la presencia de grandes reservas de petróleo.

Para investigar la susceptibilidad de la formación Salina a un tratamiento de inyección de agua, se ha esbozado un plan preliminar para realizar una prueba piloto en el reservorio de Negritos. En una área limitada de dicho reservorio se sugiere perforar 6 pozos que con los 6 ya perforados formen 2 sistemas completos de "agrupamiento de 5 pozos", que puedan dar más tarde una información concreta y definitiva acerca de las posibilidades de esta formación. Un plan similar está siendo considerado en el reservorio de Corral Quemado de la formación Pariñas.

Los gastos hasta la fecha para la prueba piloto de inyección de agua en el reservorio Pueblo suman \$300,000. El gasto total cuando esta prueba se concluya se calcula en \$380.000. Esta suma debe mirarse exclusivamente como gastos de exploración; si

la prueba concluye en éxito, solamente se habrían gastado 0.8 centavos americanos por cada barril de probadas reservas adicionales. El costo de esta prueba piloto, puede pagarse directamente si los resultados garantizan una expansión del área del flujo de agua sobre mayores extensiones del reservorio de Pueblo.

El gasto total para la proyectada prueba piloto del reservorio de Negritos se ha estimado en \$206,000. Aunque dicho experimento de exploración, difícilmente debe considerarse como amortizable por si mismo, se calcula que un mínimo de 200,000 barriles de petróleo adicional debe ser recuperado de esta prueba. En cuanto a la otra prueba piloto programada para el reservorio de Corral Quemado de la formación Pariñas, se requerirá aproximadamente como inversión inicial una suma equivalente a la que se va a emplear en la prueba piloto del reservorio de Negritos.

Como la instalación de un equipo para operaciones de inyección de agua en gran escala, sin incluir el tiempo que se necesita para observar los resultados de esta operación demora bastante tiempo, es imprescindible que el programa de exploración para probar las reservas adicionales de petróleo en esta concesión sean iniciadas en un futuro cercano. Por otra parte es obvio que el mayor provecho del aumento de producción, se obtendrá cuando éste se inicie en un valor de la declinante producción primaria lo más cercano a la actual producción.

---

## INTRODUCCION

En la Concesión de la Brea y Pariñas hay una gran reserva de petróleo que solamente puede ser extraída por la aplicación de una perfeccionada técnica de explotación. Esta técnica de explotación que haría aumentar la recuperación final es la inyección de agua.

Se han hecho algunos experimentos entre los años 1933 y 1937 para investigar las posibilidades de este método a fin de lograr la recuperación del petróleo dejado como remanente sin obtenerse ningún éxito. Se pueden dar una serie de razones en descargo de estos fracasos, tales como: la inapropiada ubicación para las pruebas piloto, la selección del pozo inyector y el tipo del agua usada. Ninguno de estos experimentos pueden considerarse como una evidencia de que la formación así tratada no sea susceptible a una satisfactoria explotación por inyección de agua.

En 1946 se decidió efectuar una prueba piloto de inyección de agua para investigar en la formación Pariñas las posibilidades de una recuperación secundaria del petróleo remanente. Se perforó un pozo nuevo, tomándose muestras de toda la formación y por último se le equipó para servir como inyector de agua. Se instaló también un sistema completo para coleccionar, distribuir e inyectar el agua a la formación. Esta inyección de agua se inició en enero de 1948. Desde entonces a la fecha ha estado casi ininterrumpidamente en operación este proyecto. En lo que sigue se tratará de analizar e interpretar la información obtenida en el progreso de este proyecto.



Previamente, es necesario hacer ciertos cambios y algunas adiciones en el proceso de la inyección de agua en esta prueba experimental, para tener una mejor comprensión del comportamiento del reservorio que está siendo así tratado; estas sugerencias se harán en el sentido de conseguir la máxima ventaja en el progreso del proceso. La ganancia que se piensa obtener de esta prueba piloto no se espera que sea tanto en aumento de la producción de petróleo, cuanto en el conocimiento del comportamiento de los reservorios de la formación Pariñas cuando son sometidos a un proceso de inyección de agua. Las pruebas pilotos comenzadas o por realizarse deben considerarse como exploración por reservas adicionales bajo nuevas técnicas, de la misma manera que un pozo exploratorio persigue aumentar las reservas probadas, buscando petróleo en áreas nuevas.

La necesidad de incrementar las reservas probadas de petróleo en la Concesión de la Brea y Pariñas es muy importante. El presente promedio de producción debe ser aumentado, pues de acuerdo a las regulaciones financieras del Gobierno Peruano, solamente queda utilidad para la International Petroleum Co. (Dólares) en la diferencia entre el petróleo producido en la Concesión y el absorbido por el consumo del país, es decir el petróleo exportable. En consecuencia, teniendo en cuenta las presentes condiciones reinantes en el País y para que la producción de petróleo en este campo pueda ser continuada con un margen de beneficio para dicha Compañía, se hace imperativo que los promedios de producción aumenten sobre el valor actual, permitiendo una mayor diferencia de petróleo exportable. De este estudio se ha concluido que por la aplicación técnica de la inyección de agua, se puede lograr un fuerte

aumento sobre las presentes reservas de petróleo en la Concesión de la Brea y Pariñas.

De acuerdo a las cifras que se darán más adelante se considera que se deben efectuar investigaciones intensivas, para probar la existencia de grandes reservas adicionales de petróleo. Se cree que con la aplicación de este método serán obtenidas utilidades en forma de una sostenida producción de petróleo, que aumentarán las reservas de esta concesión en un buen porcentaje del valor actual y justificarán ampliamente las inversiones hechas al usar el proceso de la inyección de agua.

## POSIBLES RESERVAS DE PETROLEO ADICIONAL

### 1.- FORMACION PARIÑAS.-

En la Concesión de la Brea y Pariñas se han producido aproximadamente un total de 300'000,000 de barriles hasta el 31 de diciembre de 1948. Este petróleo proviene principalmente de las formaciones de Verdún, Pariñas y Salina, y en menor proporción de las formaciones de Talara, Greda Pálida y Mal Paso. Corresponden 206,350,000 barriles a la formación Pariñas o sea el 68.8% de la producción total. Las reservas probadas a la fecha para esta formación son 83,900,000 de barriles.

Se ha hecho un ensayo para estimar el volumen del petróleo que puede ser recuperable aplicando el método de la inyección controlada de agua en los diferentes "bloques-reservorios" de la formación Pariñas. La mayor parte de estos bloques reservorios han estado sujetos a inyección de gas desde cantidades negligibles hasta algunos reservorios que han sido explotados por "mecanismo de desplazamiento por gas a alta presión". Este mecanismo extraerá el porcentaje del "petróleo original" llamado "petróleo recuperable" con el más alto grado de eficiencia, dejando al reservorio agotado y sin reservas para un tratamiento posterior de impulsión por agua. Los bloques reservorios que son explotados de esta manera y que no dejarán reservas para la inyección controlada de agua son: Bellavista, Las Animas, Llano, Malacas, Milla 6, Monte, Rio Bravo, Sección 16 y Silla (Fig. 1).

Los bloques reservorios que no son tratados por este meca-

nismo de inyección de gas a alta presión han sido agrupados en 4 clases de acuerdo a la intensidad de inyección de gas a que han sido sometidos. La unidad de medida que se ha escogido para esta clasificación es el volumen promedio de gas inyectado por acre pie de arenisca productiva.

El primer grupo de reservorios esta formado por aquellos que han recibido 225 a 250 M.P.C. (millares de pies cúbicos) de gas por acre pie de arena productiva. El segundo grupo, esta comprendido entre los que han recibido un promedio de 85 a 100 M.P.C. de gas por unidad de acre pie productivo. El tercer grupo comprende a los que han estado sometidos a una inyección de gas de 5 a 45 M.P.C. por dicha unidad de volumen. El último grupo es formado por los reservorios que no han estado prácticamente sometidos a inyección de gas.

A pesar de que el mantenimiento de presión en un reservorio ejercido por la inyección controlada de gas, ha probado ser un eficiente mecanismo de recuperación de petróleo para la formación Pariñas, un buen número de reservorios no podrán ser explotados de esta manera debido a su presente estado de agotamiento y a sus peculiares características geológicas que imposibilitarían un eficiente mantenimiento de presión. La recuperación final estimada por los reservorios con mantenimiento de presión varían de 500 a 550 barriles por acre pie. Para obtener estos resultados será necesario inyectar 350 a 450 M.P.C. de gas en cada acre pie de arena productiva. En los otros reservorios donde menor volumen de gas ha sido inyectado, y por consiguiente la presión original ha disminuido, el mecanismo de producción más propiamente-

te se ha debido a la circulación del gas inyectado o al gas originalmente disuelto en el petróleo. La recuperación final para estos reservorios será de 300 a 420 barriles por acre pie; correspondiendo las más bajas recuperaciones a los reservorios accionados exclusivamente por gas disuelto en el petróleo. Como estos últimos mecanismos de producción dejan un gran porcentaje de petróleo recuperable en los reservorios, se estima que por la aplicación de la inyección controlada de agua se pueden recuperar un buen porcentaje de petróleo adicional. De acuerdo a la información disponible acerca de la arenisca y de las características de los fluidos dentro de los reservorios de la formación Pariñas, se deduce que son susceptibles de una económica explotación por el método secundario de la inyección de agua.

La viscosidad del petróleo bajo las condiciones del reservorio es aproximadamente 1 centipoise, que se considera aceptable para un eficiente desplazamiento de petróleo por la presión del flujo de agua. La permeabilidad de la formación confirma que existe muy buena comunicación a través de todo el cuerpo del reservorio. En la mayoría de los reservorios se han observado fallas pronunciadas, las cuales dividen el reservorio en una serie de unidades separadas, pudiendo interferir en algún grado la prosecución normal del flujo de agua inyectada. Otra particularidad que puede causar dificultades en la aplicación de este método, es la gran variación de permeabilidad. Los análisis de las muestras tomadas en la formación Pariñas lo indican así. Si un pequeño porcentaje de la formación productiva ha sido agotado de petróleo, sea por el mecanismo primario de gas disuelto en el petróleo o por el método secundario de circula-

ción de gas, el uso posterior del flujo artificial del agua puede producirse irregularmente en forma de canalizaciones. Las partes de la formación que han sido agotadas ofrecen al flujo del agua canales de gran conductividad, y, a menos que se procuren métodos para evitar que gran parte del agua de inyección viaje a través de estos estratos agotados, la aplicación de este método secundario se puede considerar como bastante riesgoso.

Hay gran dificultad por no decir imposibilidad para predecir la cantidad de petróleo adicional que se puede obtener como resultado de la aplicación en gran escala de las operaciones controladas de inyección de agua. Las pruebas de flujo de agua hechas en el laboratorio para pequeñas muestras de la formación Pariñas, indican el porcentaje de petróleo residual que permanece después de que la muestra ha sido atravesada por el flujo de agua. Sin embargo estas pruebas no pueden anticipar los resultados que se van a obtener en pruebas de campo, donde es lógico esperar grandes variaciones horizontales y verticales en las propiedades de la arenisca; además de que es necesario tener en cuenta particularmente para cada reservorio: la influencia de la historia de la producción previa, los factores geológicos, etc. Para hacer una estimación de las probables reservas adicionales que se pueden obtener por la aplicación de este método, se ha asumido que la diferencia del valor de las reservas de petróleo en los diferentes reservorios se debe principalmente a los mecanismos de producción con que han sido explotados. Por consiguiente, esta estimación del valor de las reservas se ha hecho agrupando los reservorios en 4 categorías separadamente. El grupo 1 corresponde a aquellos reservorios en

que 225 a 250 M.P.C. de gas han sido inyectados en cada acre pie de formación; el grupo 2 tiene un promedio de 85 a 100 M.P.C. de gas en cada acre pie; el grupo 3 tiene 5 a 45 M.P.C. de gas en cada acre pie; y por último, aquellos reservorios en que solamente pequeñas cantidades de gas o ningún volumen de gas han sido inyectados en la formación, forman el grupo 4.

GRUPO Nº.1.- A este grupo pertenecen los siguientes reservorios: Lomitos, Pueblo y Verdún Alto (Ver Fig. 1). Por eliminación de aquellas partes que han estado sujetas a inyección de gran parte del total de gas inyectado en el reservorio, y después de hacer una conservativa computación de las probables reservas recuperables por el método de inyección controlada de agua, se ha estimado en 25'200,000 barriles de petróleo las reservas adicionales.

GRUPO Nº.2.- En este grupo se incluyen: Bellavista, Rinconada, Rio Verde y San Pedro (Ver Fig.1). Desde que estos reservorios han sido sometidos a inyección de gas para restaurar la presión original, en proporción mucho menor que los del grupo anterior, las probabilidades de obtener reservas adicionales son mucho mayores. El total de reservas de petróleo de los 4 reservorios indicados aquí se han estimado a 4,500,000 de barriles.

GRUPO Nº.3.- Es formado por: Concha, Corral Quemado, Siete Vientos y Tablazo (Ver Fig. 1). El total de reservas de petróleo en este grupo ha sido calculado en 11'400,000 de barriles.

GRUPO Nº.4.- Los reservorios de este grupo no han estado prácticamente sometidos a inyección de gas, ni se considera ningún proyecto de esta naturaleza para el futuro. Estos reservorios son: East Lomitos, Honda Médano, Overales, Playa y Sandino. De acuerdo a

cálculos conservativos, un total de 5,400,000 barriles se ha estimado como petróleo adicional recuperable.

La cantidad total calculada como petróleo recuperable por la aplicación en gran escala de inyección controlada de agua es 46,500,000 de barriles que sumados a las reservas probadas para la formación Pariñas de 83,900,000 hacen un total de 130,400,000 de barriles. Como se vé por la aplicación de este método se consigue un aumento de más del 50% sobre las reservas ya probadas. Es de indicar que todos los cálculos para la estimación de estas reservas adicionales han sido hechos en forma bien conservativa con un alto factor de seguridad; también es de notar, que hay otros reservorios que no han sido agrupados en esta clasificación (por lo tanto no se incluyen sus reservas adicionales de petróleo) debido a su pequeña extensión, desfavorables condiciones geológicas, o por falta de información, lo que sucede en la mayor parte de los que han sido descubiertos recientemente. De efectuarse la aplicación de este método de recuperación secundaria con todo éxito, las cifras dadas como reservas adicionales recuperables probablemente igualarían o sobrepasarían el valor de las reservas probadas.

Las investigaciones preliminares hacen de la formación Pariñas un proyecto muy promisor para este mecanismo secundario de recuperación, pero sin embargo no se puede hacer ninguna conclusión acerca de la recuperación de petróleo adicional mientras no se realicen cuidadosas pruebas pilotos de campo que sirvan como fiel promedio de la susceptibilidad de la formación Pariñas a la inyección controlada de agua. La prueba piloto que actualmente se



desarrolla en el reservorio de Pueblo puede ser considerada como representativa para los reservorios clasificados en el grupo N<sup>o</sup>.1. Los resultados de esta prueba probarán si 25,200,000 de barriles de petróleo adicional podrán ser recuperados por la inyección de agua. Si esta prueba se realiza con todo éxito quedará poca duda de que los Reservorios agrupados en las otras clasificaciones son igualmente susceptibles de un tratamiento con éxito por este método. Quedará así probado que existen de 45 a 50 millones de petróleo adicional recuperable. Si la prueba piloto del reservorio de Pueblo no da positivo aumento en la producción del petróleo, indicará que el tipo de reservorio agrupado en el grupo N<sup>o</sup>.1 no puede ser económicamente tratado de esa manera, debiendo proyectarse entonces pruebas pilotos en el grupo N<sup>o</sup>.3, por ejemplo en el reservorio de Corral Quemado que lo podemos considerar como representativo de ese grupo. De efectuarse esta operación con éxito probará la bondad de este método en los reservorios del grupo N<sup>o</sup>.3 y por consiguiente en los del grupo N<sup>o</sup>.4. De esta manera en el grupo N<sup>o</sup>.3 tendríamos 11'400,000 de barriles, más 5'400,000 de barriles correspondiente al grupo N<sup>o</sup>.4, o sea, un total de 16,800,000 barriles de petróleo adicional que deben agregarse a las reservas primarias ya probadas para la formación Pariñas. A continuación se debería efectuar otra prueba piloto en un reservorio del grupo 2 para ver si es posible agregar 4'500,000 más de barriles a las reservas primarias.

El fracaso de las pruebas pilotos en el grupo N<sup>o</sup>.3 dejaría solamente una probable reserva adicional de 5.4 millones de barriles de petróleo pertenecientes al grupo N<sup>o</sup>.4.

Aunque sería conveniente iniciar una prueba piloto en un

reservorio del grupo N<sup>o</sup>.4 para determinar si la formación Pariñas en sus más favorables condiciones es susceptible de un tratamiento efectivo por la inyección de agua, (desafortunadamente solo 5.4 millones de barriles de petróleo adicional serían probados por esta prueba) tendría que transcurrir mucho tiempo para probar sucesivamente los demás grupos y determinar la existencia de una reserva adicional tan grande como 46.5 millones de barriles de petróleo.

## 2<sup>o</sup>.- FORMACION SALINA.-

A fines del año de 1948, la formación Salina había contribuido con 65,300,000 barriles de petróleo para la producción total de la Concesión, lo que representa el 21.8% de la producción total acumulada en la Concesión. Para esa misma fecha las reservas probadas de esta formación eran 44,300,000 de barriles de petróleo. Aunque la formación Salina no ha mostrado ser tan prolífica como la formación Pariñas, las probabilidades de recuperación secundaria por el método de la inyección controlada de agua son bastante grandes. El gas inyectado para restaurar la presión y la circulación de gas en los reservorios de la formación Salina, han sido aplicados en muy pequeña cantidad, debido a que las características geológicas y las propiedades físicas de esta arenisca son menos favorables que las de la formación Pariñas para la explotación de petróleo por la inyección de gas. Por consiguiente, se prefiere inyectar todo el gas disponible en los reservorios de Pariñas, donde el proceso de inyección de gas ha probado ser bien efectivo. Por esta razón, prácticamente todo el petróleo proveniente de la formación Salina ha sido obtenido por el mecanismo

de gas en solución. Este tipo de mecanismo es el que deja la mayor cantidad de petróleo irrecuperable en el reservorio (la recuperación por este método es de 20 a 40% del petróleo original del reservorio). Es razonable deducir que hay buenas probabilidades de que gran parte del petróleo que ha quedado como remanente puede ser recuperado por una sistemática inyección controlada de agua. El estudio de las características de los reservorios de Salina, del comportamiento de los fluidos y de la historia de producción pasada hacen de esta formación un prometedor proyecto para la explotación del petróleo por la inyección controlada de agua.

La arenisca de la formación Salina es segregada en numerosas lentes separados por bien definidas capas de esquistos. Algunas veces la correlación entre pozos cercanos de los estratos de arenisca se hace muy difícil de establecer. El promedio de permeabilidad es bajo, probablemente entre 20 y 25 millidarcies. Esto no se considera como un factor perjudicial para el éxito de la inyección controlada de agua. En efecto de acuerdo a la experiencia recogida en otros campos, las más exitosas operaciones de inyección de agua han sido llevadas en reservorios de características similares a la arenisca de Salina. En cambio no hay precedente de que reservorios similares a los de la formación Pariñas han sido tratados por inyección de agua. Si se efectúa un intento de comparar las probabilidades para desarrollar un eficiente proceso de inyección de agua en estas 2 formaciones, éstas se inclinarían por la arenisca Salina que tiene los factores más favorables.

De otro lado la baja permeabilidad, hará que el espaciamiento de pozos sea más estrecho y por consiguiente una mayor presión

de entrada que la normal para los volúmenes de agua de inyección. El aumento de petróleo originado por esta acción será menor que en los reservorios de más permeabilidad correspondiente a la formación Pariñas. Además los pequeños espesores de la formación Salina, resultarán en una menor recuperación por acre, lo cual redundará en un mayor costo por barril de petróleo recuperado. Aunque hay la creencia de que grandes volúmenes de petróleo adicional pueden ser obtenidos de los reservorios de Salina, el tiempo requerido para una completa operación y la relativamente baja recuperación por acre, hace de estos reservorios proyectos menos atractivos económicamente que los de la formación Pariñas. La importancia de la explotación secundaria de los reservorios de Salina por la inyección de agua decrecerá, si las pruebas piloto de campo muestran que los reservorios de Pariñas pueden ser explotados ventajosamente por esta técnica.

A continuación se hace una estimación de la cantidad mínima de petróleo adicional que se puede extraer por la aplicación del método de la impulsión por agua. Hay 12 reservorios que producen de la formación Salina. En el cálculo de las reservas adicionales no se han considerado los reservorios con poca información disponible, ni los limitados por pequeñas áreas, ni aquellos cuyas condiciones geológicas no eran favorables. El volumen total de petróleo adicional que se ha estimado recuperable por la impulsión de agua procedente de los reservorios de: Inca, La Brea, Negritos, Playa, San Juan y Verdún Alto es 19,900,000 de barriles. El reservorio de Lomitos ha sido considerado menos productivo que los otros reservorios, debido a que ha estado sujeto a la circula-

ción de gas con cierta intensidad. El volumen estimado recuperable de este reservorio es 7,100,000. Como las cifras calculadas por los volúmenes de recuperación del petróleo han sido bastante conservativas y los nuevos reservorios de Salina tampoco se incluyen, se cree que un total mínimo de 27,000,000 de barriles se obtendrán en la formación Salina, debido a la aplicación de este método.

Así como previamente se recomendó que para la evaluación de las posibles reservas adicionales de petróleo en la formación Pariñas se debía primero efectuar una prueba piloto de campo, en la formación Salina no se pueden hacer predicciones cuantitativas mientras no se haga una prueba piloto de campo que sea un fiel reflejo de la susceptibilidad de esta formación a la aplicación del método de la inyección de agua. Aunque todas las consideraciones teóricas y la información disponible concurren hacia el éxito de la aplicación de la inyección controlada de agua, la realización de la prueba de campo es de primera importancia antes de hacer los grandes desembolsos que demanda la aplicación de este método.

### 3º.- FORMACION VERDUN.-

En esta formación hay 2 reservorios que tienen considerables reservas de petróleo. De un preliminar estudio de la historia de la producción pasada, se deduce que la formación Verdún es la menos atractiva de las principales formaciones productoras en la concesión, para la aplicación de la inyección controlada de agua. Las condiciones geológicas son de tal naturaleza que ofrecerían una serie de dificultades técnicas a la aplicación de es-

te método.

Además sería necesario hacer un trabajo experimental mucho más amplio que en las formaciones de Pariñas y Salina. Aunque es probable que varios millones de barriles de petróleo adicional sean económicamente recuperables de esta formación, a la fecha todavía no se puede hacer una estimación precisa de esta cantidad. La investigación de las posibilidades de recuperación de petróleo adicional en la formación Verdún, será necesaria hacerla en el futuro, pero al presente, se debe dar preferencia a la investigación de las reservas adicionales de petróleo en las formaciones Pariñas y Salina que ofrecen perspectivas técnicas más favorables y además mucho mayores ventajas económicas.

Las otras formaciones productivas de la Concesión, es decir, Talara, Greda Pálida y Mal Paso representan apenas una mínima fracción de las reservas globales que no se ha considerado tomarlas en cuenta económicamente para una investigación de esta naturaleza.

#### 4º.- CONSIDERACIONES ECONOMICAS.-

Las cifras presentadas más arriba como recuperación de petróleo adicional fueron obtenidas por medio de aproximaciones estadísticas.

A continuación se harán las consideraciones económicas a la aplicación del método de inyección de agua con referencia en primer lugar a los reservorios de la formación Salina. Como base para esta evaluación se ha asumido un promedio de 4,600 barriles de petróleo adicional por acre durante la aplicación de estas operaciones.

Dentro del plan de explotación se ha considerado un promedio de densidad de 10 acres por pozo tanto para el pozo productor como para el pozo inyector. Será necesario perforar y completar pozos nuevos para que sirvan como inyectores de agua. Otros renglones de inversión de capital serán el aprovisionamiento, tratamiento y distribución del sistema de agua de inyección para los pozos de admisión. La total inversión de capital calculada será de 2,900 dólares por acre. Los gastos de operación y mantenimiento para una operación de 10 años de duración se ha estimado en 800 dólares por acre; por consiguiente los gastos totales sumaran \$3,700 por acre, o sea aproximadamente 80 centavos de dólar por barril de petróleo adicional producido. Este costo indudablemente es alto, pero como tanto las cifras de recuperación como de gastos han sido escogidos en forma bastante conservativa, el riesgo envuelto en la aplicación de esta operación ha sido grandemente reducido. En este programa de explotación en 10 años, un mínimo del 50%, o sea 2,300 barriles de petróleo por acre, serán recuperados durante los 3 primeros años de operación.

Por lo anteriormente expuesto se puede apreciar que la formación Salina ofrece condiciones favorables para la aplicación de la inyección de agua, pero en cambio las posibilidades económicas dan solamente un pequeño margen de utilidad. En la formación Parifias sucede lo contrario, pues no se puede hacer una certera evaluación del petróleo adicional recuperable por este método, pero de probarse experimentalmente la susceptibilidad de esta arenisca, al tratamiento de la inyección de agua, las ventajas de un reintegro del capital invertido en la operación más un atractivo margen de

utilidad harían de este tipo de operación una ventajosa inversión.

El costo total por acre en la formación Pariñas para la instalación, operación y mantenimiento de la inyección de agua sería parecido al obtenido para la formación Salina. Sin embargo, la recuperación por acre ha sido calculada de 15,000 a 20,000 barriles o sea de 320 a 430% más grande que la de los reservorios de la formación Salina. Estas altas cifras de recuperación reducirán el costo por barril producido en la misma proporción numerica o sea aproximadamente de 20 a 25 centavos americanos por barril adicional producido. Aun se puede lograr una mayor disminución en los costos si se usa un espaciamiento de pozos mayor de 10 acres por pozo. Se puede anticipar que la capacidad de inyección en los pozos de Pariñas es lo suficientemente grande como para mantener durante los 10 años de explotación los volúmenes de entrada de agua previstos, si el espaciamiento de pozos se aumenta de 15 a 20 acres por pozo.

Hay que hacer notar que los costos anteriormente dados son basados en métodos estadísticos. Indudablemente que para cada proyecto de inyección de agua los costos deben ser computados en detalle. Sin embargo los costos aquí estimados son suficientes para indicar la economía de este tipo de operación secundaria. Es probable que después de un detallado estudio en los casos individuales, solamente los reservorios que ofrezcan grandes ventajas económicas sean explotados de esta manera. Por consiguiente esto redundará en una reducción de la cantidad de petróleo adicional recuperable, que se reflejaría directamente en una menor capacidad de venta al exterior por parte de la Compañía.



Hay que puntualizar que solamente después de realizados los preliminares experimentos de campo se puede hacer una evaluación económica concreta. Por consiguiente se deben hacer estudios sobre detallados planes de desarrollo para cada reservorio.

La discusión económica hecha más arriba se ha hecho para indicar que bajo circunstancias razonablemente favorables la explotación por inyección de agua en las formaciones de Pariñas y Salina está dentro de los límites de la aplicación práctica y que dentro de esto, las perspectivas económicas más ventajosas corresponden a la formación Pariñas.

PRUEBAS EXPERIMENTALES DE CAMPO

1.- RESERVORIO PUEBLO.- FORMACION PARIÑAS.

a) Bloque Piloto. La prueba piloto para el tipo de reservorios del grupo N°.1, fué iniciada en diciembre de 1946.

En el reservorio de Pueblo con 30 años de vida productiva, se escogió uno de los bloques que lo forman. Con este motivo se perforó el pozo 3772, se muestreó toda la sección correspondiente a la Formación Pariñas, y se le completó para usarlo como pozo de inyección de agua.

Al poco tiempo de iniciada la inyección del agua, ésta irrumpió en los pozos 2164, 2453 y 2267 sucesivamente, y como la producción de petróleo disminuía con tendencia a desaparecer, mientras los volúmenes de agua producida aumentaban sensiblemente, estos pozos fueron cerrados permaneciendo desde entonces en ese estado. A fines del año de 1948, solamente el pozo 2347 había mostrado aumento de producción. Este aumento se efectuó en noviembre de 1948 y fué de 1 a 10 barriles de petróleo; desde allí al presente, esta razón ha ido decreciendo hasta un promedio de 6 barriles de petróleo por 6 barriles de agua.

Con el fin de determinar el progreso del agua inyectada y localizar alguna probable concentración o banco de petróleo, fueron perforados en los primeros meses del año 1949, tres nuevos pozos 3958, 3964 y 3966. También el pozo 2797 entubado previamente a través de la formación Pariñas, productor de la formación inferior de Salina, fué disparado a balas en la sección correspondien-

te a Pariñas.

El pozo 3958 fué completado en enero 15 de 1949, atravesando un total de 149 pies de arenisca de Pariñas, o sea 200 pies menos de lo que se esperaba. Aparentemente los 200 pies que correspondían a la parte superior de la arenisca habían desaparecido por una falla. El pozo en los 14 pies primeros de la parte superior de la arenisca probó agua salada, pero en el resto de la sección Pariñas probó solamente gas y petróleo. El pozo fué completado debajo de la zona de producción de agua e hizo aproximadamente un barril por hora bajo presión neumática. La producción inicial declinó rápidamente hasta ser 1 barril por día al mes de setiembre de 1949.

El pozo 3964 fué terminado en febrero 9 de 1949. Las pruebas de formación efectuadas en el pozo cuando se encontraba perforado, probaron agua salada en la parte central de la sección e indicación de petróleo en la parte inferior. El pozo fué completado por perforación a balas en el entubado opuesto a la parte inferior de la sección. La producción inicial fué 8 b.p.d. bajo presión neumática que fué aumentada a 12 b.p.d. utilizando el sistema de bombeo. El promedio para setiembre fué 5 b.p.d. por lo que se concluye que ningún beneficio hasta la fecha se ha realizado en esta área.

El pozo 3966 fué completado en enero 30 de 1949. De acuerdo a la interpretación geológica, el pozo estaba ubicado en un bloque adyacente al bloque piloto de inyección. Solamente 85 pies de la parte superior de la arenisca Pariñas fueron encontrados en este pozo. Este fué 420 pies menos de lo esperado, lo que se explica aparentemente por alguna falla que cortó la base de la sección. Después de la terminación, el pozo hizo 1 b.p.d. para setiembre de

1949 el promedio era de 1 barril de petróleo cada 48 horas.

El pozo 2729, uno de los 4 productores de la arenisca Salina entubados a través de la sección Pariñas, que corresponde al área del bloque piloto, fué perforado a balas y probado sucesivamente en todos los intervalos de la sección Pariñas con flujo de agua salada. Después de estas pruebas el pozo fué taponeado con cemento. Como en el caso del pozo 3958 la parte superior de la sección Pariñas fué cortada por un fallamiento.

Con respecto al pozo de inyección 3772: (ver fig.3) solamente se inyectó agua en los 150 pies inferiores de la sección Pariñas, y de acuerdo a los resultados de las pruebas obtenidas en los pozos 3958, 3964 y 2797 debe haber ocurrido una migración vertical del agua hacia la zona del agotado sombrero de gas. También se puede asegurar que los estratos de gran permeabilidad están completamente agotados de petróleo recuperable; en consecuencia el probable petróleo recuperable debe provenir de las secciones de baja permeabilidad. Las perspectivas de producir estas secciones son pocas, pues el agua de inyección se bifurca y canaliza hacia las zonas de alta permeabilidad de petróleo agotado. Esta posibilidad es reforzada porque el reservorio ha sido parcialmente agotado por la inyección de gas efectuada durante su vida productiva. Por una comparación con el reservorio de la Milla 6, aparece que la inyección de gas puede haber sido lo suficientemente efectiva para reducir la saturación residual del petróleo al mínimo en las zonas de alta permeabilidad.

Los 3 pozos recientemente perforados han permitido enmendar la primera interpretación geológica de la estructura del reservo-

rio. El mapa que se indica en la fig. 2 representa el más reciente concepto del sistema de fallamiento en la parte correspondiente al bloque piloto de inyección. El área probada aparentemente representa un pequeño reservorio, separado esencialmente del resto del reservorio a excepción de una línea de comunicación con el pozo 2453, éste concepto se deduce por el comportamiento del pozo inyector 3772. Durante los meses de Julio y Agosto (ver Fig. 3) la inyección de agua ha disminuído de 1000 a cerca de 350 b.p.d. Las observaciones hechas en el pozo 3772 durante los períodos del desfogue del agua inyectada y en la caída de presión, indican en principio que la disminución de los volúmenes de admisión no se deben a obstrucción o taponeamiento de la arenisca, o a derrumbamientos parciales que reducen la superficie de admisión del agua de la arenisca que circunda el pozo. Es probable que la causa de este decrecimiento se debe a que la presión de inyección se efectúa a un reservorio de limitada capacidad en el que solamente el pozo 2347 representa la única válvula de escape a dicha presión. La comunicación que existe entre el pozo inyector y los pozos 2164, 2267, 2797, 3958 y 3964 debe ser a través de estratos de gran permeabilidad. El flujo del agua hacia estos pozos fué interrumpido cuando la arenisca fué entubada o cuando los pozos fueron cerrados a la producción. En estas condiciones no se puede hacer ninguna estimación a cerca de la comunicación a través de los estratos de baja permeabilidad entre el pozo inyector y los pozos productores. El volumen acumulado de agua inyectada, muestra que parte de él debe haber penetrado en la porción de la arenisca que no ha sido abierta a la inyección del agua en el tiempo de la completa-

ción del pozo inyector; así debe haber ocurrido una cierta migración vertical del líquido inyectado hacia la parte superior de la formación. De acuerdo a la forma de completación original del pozo inyector, cerca del doble de volumen de la arenisca queda disponible para la inyección del agua. La reciente apertura de la parte superior de la formación determinará la cantidad de agua que ha migrado verticalmente en la sección de arenisca correspondiente al pozo inyector.

Al presente (septiembre de 1949) se pueden hacer algunas conclusiones acerca de la inyección de agua en el pozo 3772.

1.- Practicamente todo el agua inyectada se ha efectuado en zonas que se encuentran agotadas de petróleo.

2.- El bloque piloto en el cual ha sido inyectada el agua es un reservorio limitado y esencialmente aislado.

3.- La porción de la arenisca que puede alojar el agua ha sido casi llenada (para esta fecha). Una sección mayor que la abierta cuando fué completado el pozo ha sido llenada por agua.

4.- No ha sido posible simular un proceso natural de desplazamiento por agua debido a que el agua ha sido inyectada en la parte inferior y el petróleo ha sido extraído de la parte superior de la arenisca. El agua viaja o se mueve horizontalmente a través de zonas de gran permeabilidad o de estratos agotados de petróleo.

5.- La presión ejercida por el agua inyectada a través del pozo 3772 no tiene válvula de escape a excepción de las capas poco permeables que lo comunican con el pozo 2347. Los estratos de comunicación con otros pozos han sido clausurados.

6.- En los otros pozos del bloque piloto, probablemente no se han observado ningún efecto debido a que la sección superior del pozo inyector no está en comunicación con dichos pozos; si dicha comunicación existe será a través de los estratos de baja permeabilidad que al presente no se encuentran llenos de líquido.

En los últimos meses del año de 1949, con el fin de tener una mejor comprensión del progreso de este experimento, se hicieron una serie de innovaciones. Entre ellas, se perforó a balas los 2/3 superiores de la sección Pariñas en el pozo de admisión con el objeto de ofrecer acceso al agua de inyección en todo el espesor de la formación. El comportamiento del pozo inyector posterior a esta perforación complementaria indicó que se había efectuado una fuerte migración vertical del líquido inyector, y que por consiguiente se había llegado a una casi saturación de agua en las zonas de fuerte permeabilidad del bloque piloto. Indudablemente que existen zonas de permeabilidad baja y que al presente no han sido afectadas por el agua de inyección, el petróleo contenido en estas zonas debe permitirsele escapar al exterior. Con este objeto el pozo 2267 que se encontraba cerrado fué puesto en producción, pero después de 4 días de una pobre producción de petróleo con altas razones de producción de agua se volvió a cerrarlo. Sin embargo, probando a producir los demás pozos que rodean al inyector y se encuentran cerrados se puede obtener producción adicional de petróleo. Como es probable que estos pozos produzcan grandes cantidades de agua se recomienda que el equipo de bombeo por usar sea de una capacidad conveniente, o si la producción es muy fuerte se debe dejarlos como surgentes.

También para facilitar el flujo en toda la arenisca disponible, se perforaron a balas secciones adicionales en los pozos 3958 y 3964. El pozo 3958 después de este tratamiento, aumentó en producción de petróleo de 1 a 14 b.p.d. El pozo 3964 en cambio continuo manteniendo su producción de petróleo de 6 b.p.d. más una producción de agua de 90 b.p.d.

Las lecturas de los volúmenes de agua inyectada que habían sido medidas a través de un vertedero y por tanto podían ser imprecisas, fueron cambiadas para ser leídas por medidores de orificio. La máxima presión de inyección en el pozo 3772 debe ser mantenida entre 950 y 1000 libras por pulgada cuadrada. Pasar de estos valores no se considera seguro para este pozo.

Para obtener un completo cuadro geológico y para evaluar el progreso del agua, el pozo 2413 productor de la formación inferior Salina, debe ser perforado a balas en la tubería opuesta a la formación Pariñas. Si este pozo produce agua, debe establecerse su origen. Si el pozo se convierte en productor se le debe producir por bombeo, si hay producción de agua y si proviene del pozo inyector debe ser cerrada.

Se considera que en el bloque piloto no se deben hacer más innovaciones, puesto que la probabilidad de recuperar el petróleo adicional ha sido disminuida enormemente debido al presente estado de agotamiento del petróleo recuperable en el citado bloque. Las secciones con alto porcentaje de saturación de petróleo tienen menos permeabilidad que las secciones que se encuentran agotadas de petróleo por consiguiente el proyecto se ha hecho altamente favorable a la bifurcación y canalización del agua. Sin embargo, e



pesar de los desembolsos económicos que se originen, este proyecto debe seguir adelante por unos meses más con el objeto de obtener toda la información acerca del comportamiento del pozo inyector 3772 y para hacer las definitivas conclusiones sobre las condiciones geológicas y de reservorio. La información obtenida de esta manera probará su valor para los futuros proyectos de impulsión por agua en los diferentes reservorios de la formación Pariñas.

b) Bloque Norte. El segundo pozo de inyección 3871, situado en un bloque al norte del bloque piloto comenzó a tomar agua a fines del mes de julio de 1949, iniciando la segunda área experimental en el reservorio de Pueblo. El pozo 3871 fué especialmente completado como inyector de agua, habiendosele abierto toda la sección que corresponde a la arenisca Pariñas para la admisión de agua, a excepción de los intervalos de muy alta permeabilidad.

Asumiendo que en esta parte del reservorio se ha producido petróleo uniformemente a través de todo el espesor de la arenisca, se necesitarán de 150,000 a 175,000 barriles de agua para esperar algún efecto en alguno de los pozos 1442, 1570 y 2328; pero si el petróleo se ha producido principalmente de una fracción del espesor total entonces el agua aparecerá en dichos pozos antes de lo esperado.

En los varios reservorios que se han estudiado, una de las más serias dificultades en predecir las probables recuperaciones del petróleo adicional por este método, es la incertidumbre que se tiene acerca del presente porcentaje de saturación de petróleo en la formación. Fatalmente, la información obtenida de los análisis de las muestras no han dado resultados satisfactorios y los

cálculos volumétricos son aún más difíciles de formular a menos de que se disponga de información precisa acerca del espesor efectivo de la arenisca. Desafortunadamente, en la mayor parte de estos reservorios, las diferentes interpretaciones de los perfiles gama-radiográficos pueden tener una variación que a veces llega al 100%. El espesor efectivo de la arenisca determina el volumen del reservorio, que a su vez determina la cantidad de petróleo contenido en los pozos. Teniendo en cuenta que las estimaciones del petróleo recuperable son basadas en el presente porcentaje de saturación del petróleo en los pozos, un error en el espesor efectivo de la arenisca por consiguiente, afectaría directamente al volumen del petróleo recuperable. Tales errores pueden ser de mucha trascendencia, en la predicción económica de un proyecto de impulsión por agua

Como se puede apreciar en la fig.4, después de la inyección de un poco más de 100,000 barriles, se ha manifestado en una producción sostenida de petróleo adicional primero en el pozo 1570 y a continuación en el pozo 2328. La producción por bombeo de estos pozos se debe continuar a la máxima capacidad y tamaño de las bombas disponibles; además de que es necesario que todos los pozos productores que rodean al pozo inyector sean mantenidos en operación, para así obtener más valiosa información del progreso de este proyecto. Con el objeto de mantener cierta equivalencia entre los volúmenes de inyección y de extracción en esta área de prueba, se ha disminuido la admisión a 750 b.p.d.aproximadamente, de esta manera se ha logrado controlar las altas razones de producción de agua-aceite especialmente en el pozo 1570.

El experimento que actualmente se realiza en el reservorio de Pueblo, servirá de juicio para evaluar las posibilidades de una explotación por impulsión por agua para la recuperación económica de 25,200,000 barriles de petróleo adicional de un grupo de reservorios de la formación Pariñas que presentan condiciones similares a las de Pueblo.

Se debe puntualizar que la operación que se desarrolla por medio del pozo inyector 3772 no se puede considerar como una prueba promedio, y menos concluir en que los resultados allí obtenidos son los representativos de las posibilidades de la impulsión por agua para explotar este tipo de reservorios. En otras palabras, esto significa que solamente el pozo de inyección 3871, está siendo utilizado para probar la existencia de más de 25 millones de barriles adicionales de petróleo en esta Concesión.

Es bien conocido que individualmente los pozos dan resultados que no reflejan el comportamiento normal o promedio de un grupo de pozos. La importancia y seguridad de los datos obtenidos en las pruebas de campo para tomar decisiones en las futuras operaciones de inyección de agua en gran escala, ha sido ya previamente manifestada. El valor de la prueba de campo será aumentada grandemente si los datos son obtenidos por más de un pozo inyector, por consiguiente aquí se recomienda la instalación de un segundo pozo de inyección cerca al área de prueba del pozo 3871. La ubicación de este nuevo pozo de inyección se indica en el mapa de la Fig. 2, debiendo ser completado lo más pronto posible antes de que los efectos de la inyección en el pozo 3871 hayan cubierto una gran área. La mayor eficiencia de producción será logrado por una

sincronización del flujo de agua de los diferentes pozos inyectoros.

El nuevo pozo debe ser muestrado a través de toda la sección de Pariñas, para determinar la mejor forma de terminación; la distribución de la permeabilidad determinará los intervalos de admisión para el agua que se va a inyectar. El análisis completo de las muestras será de mucho valor para comprobar el espesor de la formación. La terminación por cementación del revestimiento y su posterior perforación a balas es el más conveniente método de terminación, porque permiten hacer trabajos posteriores sin ningún inconveniente. S

Se debe tener en cuenta que el agua fresca no debe entrar en contacto con la formación Pariñas, porque esta contiene un gran porcentaje de minerales de arcilla hidratables. Un análisis mineralógico de esta arenisca ha mostrado 3.5 a 6% de arcilla del cual 50 a 65% corresponden al tipo montmorillonita, por consiguiente será suficiente el uso de barro a base de agua salada para las operaciones de perforación y muestreo del nuevo pozo.

## 2.- RESERVORIO NEGRITOS - FORMACION SALINA

En un tratamiento de impulsión artificial por agua y atendiendo a las consideraciones técnicas exclusivamente, la formación Salina ofrece mejores posibilidades de éxito que la formación Pariñas. Las probables reservas adicionales para la formación Salina han sido estimados en 27 millones de barriles de petróleo, los cuales deben ser primero confirmados con la garantía de una feliz operación en una prueba experimental de campo.

El reservorio de Negritos ha sido propuesto como ubicación para realizar esta prueba experimental. La susceptibilidad de la

formación Salina a la aplicación de este tratamiento, puede ser probada en una de las tres áreas que se encuentran localizadas según el mapa de la Fig. 1 en la mitad de la parte sur de 1-N-4, en la parte occidental media de 2-N-3, y cerca de la intersección de 2,3,N y 3,4 E. Estas áreas han sido estudiadas con respecto a la historia de su producción, propiedades de la arenisca, información geológica y otros detalles; en todos estos aspectos han mostrado su conveniencia para la aplicación de este método secundario.

Para elegir finalmente el área de inyección experimental, se sugiere lo siguiente: una de las 3 áreas debe ser primero probada por la perforación de un pozo para obtener muestras de todo el espesor de la formación y verificar si es representativa de los reservorios de Salina que reúnen todas las condiciones favorables para una explotación de este tipo; si estas muestras indicasen discrepancia con el espesor de la formación anticipada, características geológicas o de reservorio se la deberá descartar, e iniciar la perforación de un pozo nuevo en la segunda área; de ser necesario la tercera área debe ser sometida al mismo tipo de investigación.

En estas áreas la profundidad de la arenisca varía de 1600 a 2200 pies con un espesor medio de 200 pies, teniendo un promedio de recuperación de 13,500 barriles de petróleo por acre, de donde se puede anticipar una mínima recuperación adicional de 5,000 a 6,000 barriles de petróleo por acre. En el área escogida se deben perforar un total de 6 nuevos pozos para inyección para completar 2 cuadrados o "Modelo de agrupamiento de a 5" con 6 pozos ya perforados de dicha área que actualmente están en produc-

ción. En este tipo de agrupamiento, 6 pozos inyectoros tienen directa influencia sobre un total de 12 productores, 2 de los cuales estarán completamente rodeados recibiendo los beneficios de 4 pozos inyectoros, otros 6 productores estarán afectados por 2 pozos de inyección y los 4 productores restantes serán influenciados por un solo pozo inyector.

Usando una combinación de este tipo y con la iniciación sincronizada de la operación de inyección en todos los pozos se pueden extraer conclusiones definitivas acerca de la susceptibilidad de esta formación a la aplicación de la inyección de agua. A pesar de que aparentemente se efectúe un mayor gasto inicial por el mayor número de pozos perforados se considera que en esta forma se economizaría mucho tiempo y dinero para extraer conclusiones definitivas acerca de la susceptibilidad de la formación Salina a la aplicación de este método.

Antes de iniciar la perforación de los pozos nuevos se deben tomar perfiles gama-radioeléctricos en los pozos perforados del área seleccionada con el objeto de determinar la ubicación exacta de la estructura de la formación Salina. Si las investigaciones preliminares prueban en conjunto ser satisfactorias los 5 nuevos pozos deben ser perforados y completados para servir como inyectoros de agua. Paralelamente a la perforación del pozo exploratorio inicial por lo menos un pozo adicional más debe ser muestrado. Debido a la baja permeabilidad, la capacidad de admisión de agua en los pozos perforados de la arenisca Salina probablemente será pequeña, por lo que aquí se sugiere torpedear dichos pozos con nitroglicerina para aumentar su capacidad, ya que este tratamiento ha resulta-

do ser muy ventajoso económicamente en este tipo de formación. Es de notar que la capacidad de admisión de agua influye grandemente en la economía de cualquier proyecto de esta naturaleza por ser el factor determinante del tiempo; para el cálculo económico se ha considerado este método en la formación Salina, se ha estimado un promedio que cada pozo de admisión debe introducir, un promedio de 500,000 barriles de agua en la formación Salina, Consecuentemente para que esta operación se cumpla en un período de 10 años y con un favorable margen económico, el promedio mínimo diario debe ser 137 b.p.d. Se cree felizmente que la capacidad de admisión de estos pozos puede mantenerse en un promedio de 1000 b.p.d. durante un largo período de tiempo. Naturalmente, que todas las estimaciones deben ser debidamente verificadas por sucesivas pruebas de campo, para recién entonces planear una operación de inyección de agua en gran escala y poder hacer especulaciones sobre las ganancias a obtener.

Los beneficios de la inyección de agua deben realizarse dentro del primer año de operación en los pozos productores situados en la parte central del sistema de agrupamiento de explotación escogido; los otros pozos productores que no se encuentran completamente rodeados de los pozos de admisión, también deben mostrar la influencia de la inyección de agua aunque en una forma menos pronunciada y posiblemente dentro de un tiempo más largo.

Con respecto al líquido de inyección, el agua salada ha probado ser satisfactoria; indudablemente que la presente capacidad

de la cantina de colección de agua localizada en la playa y cerca del reservorio Pueblo, será insuficiente para abastecer las necesidades de inyección en las pruebas experimentales de Pueblo y Negritos. Por consiguiente, será necesaria la construcción de una cantina adicional, que por lo demás no requiere ningún desembolso fuerte de dinero.

### 3.- RESERVORIO CORRAL QUEMADO - FORMACION PARIÑAS.

También se han visualizado proyectos de exploración similares para la extracción del petróleo adicional en los reservorios de la Formación Pariñas que no han sido sometidos a una fuerte inyección de gas. De no dar un resultado positivo el presente experimento de Pueblo, sería conveniente iniciar un segundo experimento en el reservorio de Corral Quemado. Un preliminar muestreo de uno o posiblemente dos pozos nuevos, deben establecer la ubicación ideal para la prueba. A continuación se debe desarrollar un área que cubra 20 acres con un arreglo de sistema de agrupamiento a 5 pozos y también instalar un completo sistema de inyección de agua. Los pozos de inyección deben ser pozos nuevos completados alrededor de 2 pozos productores que afecten también en menor grado a otros pozos productores que rodeen a los pozos inyectoros. La experiencia obtenida en la prueba de Negritos debe ayudar al desarrollo de la prueba piloto en el reservorio de Corral Quemado.

### 4.- ASPECTO ECONOMICO

De acuerdo a los datos proporcionados por el Departamento de Contabilidad, el monto total del experimento en Pueblo para fines de junio de 1949, alcanzaba a \$300,890.08 dólares, descom-



puesto en la siguiente forma: la perforación y muestreo de los 2 pozos de inyección (3772 y 3871) costo 73,203 dólares, los gastos por 3 pozos adicionales (3958, 3964 y 3966) suman 84,779.13 dólares, los cargos por equipo y gastos de instalación que hacen un monto de 73,280.08 dólares y por último, los gastos de operación desde fines del año de 1946 hasta junio 30 de 1949 suman 69,627.27 dólares. Al presente, especialmente en el área del pozo inyector 3871, se está produciendo petróleo adicional, también debido a la perforación y reacondicionamiento de otros pozos se ha incrementado la producción. Si se acredita el total del petróleo adicional al experimento de inyección se reducen considerablemente los costos de la inversión ocasionada por el experimento.

La perforación, muestreo y terminación de un nuevo pozo de inyección requiere una suma adicional de \$30,000 gastos de operación por los siguientes 18 meses se estiman en \$50,000. De perforarse inmediatamente este nuevo pozo el programa del experimento en Pueblo se concluiría en 18 meses más, obteniéndose finalmente la evidencia de la susceptibilidad de este tipo de formación al tratamiento por impulsión artificial de agua. En total se habrían gastado \$380,000 por todo el experimento. Como un riesgo de exploración esta cantidad es pequeña si se compara con el volumen de reserva adicional por probar. Si la prueba culmina en éxito, o sea que se prueba la presencia de 46 millones de barriles, el costo por barril adicional explorado sería un poco mayor de 0.8 centavos americanos; este resultado comparado con cualquier costo de exploración resulta pequeño. Naturalmente si este costo es para pagarse por si mismo la economía de la prueba es menos favorable;

sin embargo, con buenos resultados se puede recuperar de la nueva área de 6.8 acres correspondiente al pozo 3871 de 120,000 a 125,000 barriles de petróleo adicional; y si bien es cierto que para el tiempo en que se obtengan esos resultados el costo de operación por barril de petróleo adicional recuperado habrá aumentado a más de 3 dólares, se habrá probado la bondad de este método de recuperación secundario. De consiguiente se extenderá esta área de prueba hasta cubrir una gran porción del reservorio de Pueblo con la perforación de nuevos pozos adicionales; de esta manera se pagará sin dificultad el costo de la prueba experimental.

El reservorio Negritos en la formación Salina ha sido elegido para realizar la segunda prueba piloto, habiéndose estimado en 206,000 dólares el costo de la inversión inicial. Este costo es pequeño si se considera el volumen de las reservas adicionales de petróleo en la formación Salina por explorar. También es necesario indicar que esta prueba puede ser pagada por si misma, pues de los 35 acres sometidos a una intensiva inyección de agua se pueden obtener aproximadamente 200,000 barriles de petróleo adicional; a más del petróleo que se podría obtener de los pozos productores que rodean el doble sistema de "agrupamiento de a 5 pozos". De ser los resultados iniciales favorables en esta prueba piloto, se debe planear una operación en gran escala tan pronto como sea posible.

El criterio económico para efectuar las pruebas pilotos en los reservorios de la formación Pariñas es casi el mismo, es decir, si se compara el monto de la posible ganancia con la inversión la empresa se justifica ampliamente.

Por ejemplo la prueba piloto en el Corral Quemado puede

requerir la inversión de un capital de 200,000 dólares más unos 50,000 o 60,000 dólares por costos de operación. En este caso las reservas adicionales calculadas para ser probadas se estiman en 16,800,000 de barriles de petróleo.

La necesidad de determinar el monto de nuevas reservas de petróleo en la Concesión es tanto más importante cuanto que las reservas probadas para fines de 1948 suman solamente 153 millones de barriles. En el caso de obtenerse los resultados favorables que se esperan, las reservas adicionales debida a la inyección controlada pueden elevar esa cifra a 226 millones, es decir, que la aplicación económica de la inyección de agua puede aumentar la presente reserva probada de petróleo en la Concesión en casi un 48%. Bajo las actuales condiciones imperantes en el Perú donde la entrada en dólares se deriva del exceso de producción que absorbe el país, estos 73 millones de barriles de petróleo adicional afectarían grandemente el futuro de la Concesión al aumentar en forma notable la presente razón de producción.

Las investigaciones preliminares, que son previamente necesarias para planear operaciones de inyección de agua en grande escala requieren un tiempo considerable para completarse, y la instalación de estos proyectos requiere mucho tiempo del personal técnico y un gran desarrollo de trabajo. Aún si las investigaciones de todas las reservas recuperables por la inyección de agua en la Concesión se iniciará inmediatamente, se necesitarían al menos 3 años más para que esta producción adicional se intensifique; durante este intervalo, las presentes razones de producción continuarán declinando. Como las altas razones de producción son el fac-

tor determinante para que se realice una operación beneficiosa en esta Concesión, la exploración intensiva por todo el potencial de reservas adicionales por inyección de agua debe ser comenzado dentro del menor tiempo posible.

### CONSIDERACIONES TECNICAS

Sin dejar de tener en cuenta que la producción adicional de petróleo proveniente de una prueba piloto reduce o puede pagar la inversión original por si misma, su primordial objeto es la de obtener información de uso general para aplicarla en el planeamiento de una operación en gran escala.

Con el fin de lograr una información representativa del área que va a ser tratada, se deben probar simultáneamente un determinado número de pozos. Una sola prueba experimental de campo, indica a menudo que un conocimiento parcial es peor que un desconocimiento de todo el campo; por ejemplo, un solo pozo individual puede mostrar resultados excepcionales si se les compara con el promedio de todos los pozos en un campo tratado en gran escala, Por consiguiente la interpretación absoluta de la información ganada en una sola prueba experimental, puede acarrear grandes pérdidas de dinero. De otra manera, resultados negativos en uno o 2 pozos de prueba podrían determinar la inadaptabilidad de un campo que en realidad contiene económicas reservas de petróleo recuperables por la inyección de agua.

La forma de terminación en los pozos de inyección es de mucho más importancia que la de los pozos productores. Se debe tener presente que el agua debe ser introducida solamente en aquellas partes de la formación que son estratos productivos; también el mayor costo ocasionado por el muestreo en un buen porcentaje de los pozos de inyección es una inversión que se verá justificada más tarde por el perfeccionamiento en la eficiencia de la opera-

ción. En un área donde una prueba piloto está en ejecución es imperativo disponer de 2 o 3 análisis completos de las muestras de la formación.

La práctica de convertir pozos productores en pozos de inyección tanto en pruebas pilotos como en operaciones de gran escala se considera inaceptable. La observación realizada en el pasado de este tipo de conversión ha sido casi siempre desalentadora. Tales pozos interfieren frecuentemente con un eficiente mecanismo de flujo de agua, por lo que los operadores de inyección de agua evitan hacer esta conversión de pozos.

En las pruebas piloto, los volúmenes máximos de agua posibles deben ser inyectados teniendo en cuenta solamente que una presión máxima de 1 libra por pulgada cuadrada por pie de arenisca sobre la cara de la formación, es el factor mínimo que se puede usar para la presión de inyección. De acuerdo a la experiencia ganada en otros campos, se ha observado efecto dañino solamente en casos anormales con el uso de este mínimo factor de seguridad. Sin embargo, a veces cuando los volúmenes de admisión son pequeños, el operador se ve obligado a aumentar la presión saliéndose de los límites de seguridad, con lo que se puede forzar la formación separándola mecánicamente y permitiendo el escape del fluido inyector. Esto trae como consecuencia la ineficiencia del pozo de inyección y el daño de todos los pozos ubicados en el área de prueba y por consiguiente el fracaso inevitable.

Es conveniente reducir la capacidad de inyección de aquellos pozos que toman volúmenes más grandes de agua que el promedio del resto de pozos de inyección. Por ejemplo si en un sistema de inyec-

ción de "agrupamiento de a 5 pozos" 3 pozos de inyección toman agua a la razón de 5 barriles por día por pie de arenisca y el cuarto pozo toma 8 barriles por día por pie, conviene reducir el volumen de agua de admisión en el cuarto pozo hasta igualar al promedio de los otros 3. El más eficiente efecto del flujo del agua es cuando se realiza un avance simultaneo de agua hacia los pozos productores.

Para conservar un estrecho control en el avance del agua, especialmente en una prueba experimental los datos de los volúmenes de inyección deben ser coleccionados con toda precisión, en cierto tipo de medidores que deben ser revisados frecuentemente la cantidad de agua inyectada es muy importante para determinar el avance del agua y la evaluación de los resultados.

En la prueba experimental de Pueblo hasta el presente, la tubería de superficie que sirve para la conducción del agua desde los estanques de colección o suministro hasta la cabeza del pozo inyector, no ha mostrado huellas apreciables de la corrosión. El agua salada en la presencia de oxígeno generalmente es muy corrosiva, sin embargo, los pequeños organismos contenidos en el agua salada la inhiben de la corrosión. (Los experimentos han demostrado que la adición de cloro en cantidades suficientes para esterilizar el agua aumentan apreciablemente la corrosión). Aunque la presencia de estos organismos tarde o temprano obturarán la cara de la arenisca en los pozos de admisión hasta el presente no se ha observado ningún efecto en la capacidad de inyección en el pozo de admisión del bloque piloto en Pueblo, pero en la formación Salina que tiene una permeabilidad menor, debe ser más sensible a este

fenómeno que la formación Pariñas.

Toda producción de petróleo debida a la impulsión por agua debe mostrar un sensible aumento en la razón agua-aceite, por eso el principal problema que se presenta en la formación Pariñas es evitar la canalización o bifurcación del agua de inyección en las zonas de arenisca agotada de petróleo, especialmente si estas zonas tienen una permeabilidad que fluctúa entre grandes valores. En esta formación en consecuencia la terminación de los pozos de inyección, debe ser hecha de manera de reducir la tendencia del agua a la canalización; esto puede ser logrado, si se colecciona toda la información pertinente durante la perforación para la terminación de los pozos, con la cementación de sus revestimientos y la subsiguiente perforación a balas de los intervalos seleccionados cuidadosamente. Usando este método, el selectivo obturamiento de los estratos de canalización se simplificará grandemente.

En la formación Salina que es más uniforme el problema de canalización es menos serio. Se cree que el principal problema será la baja capacidad de admisión para el agua que dificultará una operación económica satisfactoria; los pozos aquí deben ser disparados con nitroglicerina, usando densidades de carga tan grandes como los gastos de limpieza lo permitan.

Los datos teóricos y prácticos indican que la estructura geológica de la formación son relativamente de poca importancia en el planeamiento de las operaciones de inyección de agua. Si la explotación de un reservorio debe completarse en un periodo de 10 años, el aumento de la razón de agua-aceite debe progresar con tal rapidez que haga muy pequeña la influencia de la gravedad.



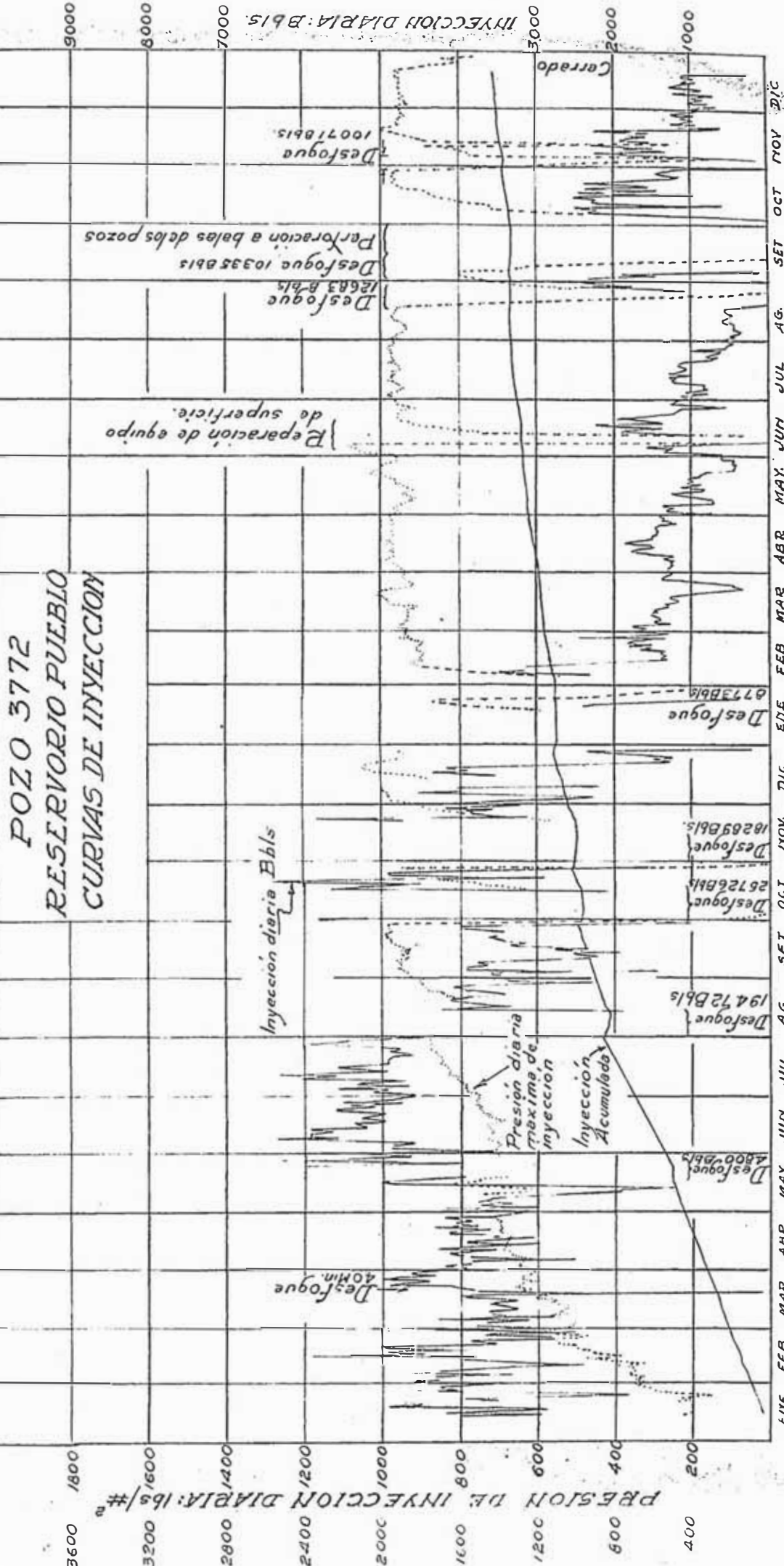
Ningún método factible se conoce para crear una operación artificial de desplazamiento por agua en los reservorios de esta Concesión; en este tipo de operaciones el agua se inyecta solamente en la parte inferior de la estructura mientras el petróleo es extraído de la parte superior del reservorio.

Es obvio indicar que cuando se escoge el área para una prueba piloto, se debe tener en cuenta la posibilidad de extender más tarde dicha prueba hasta convertirla en una operación de gran escala.

=====







AÑO 1949

AÑO 1948

AREA DE INYECCION DE  
DEL POZO 3871  
RESERVORIO PUEBLO

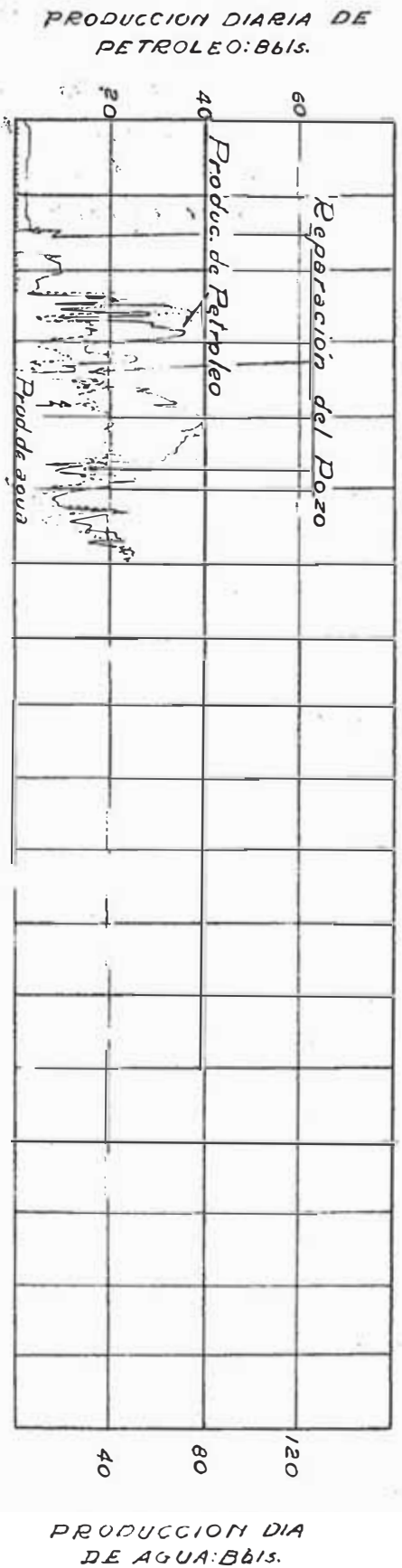
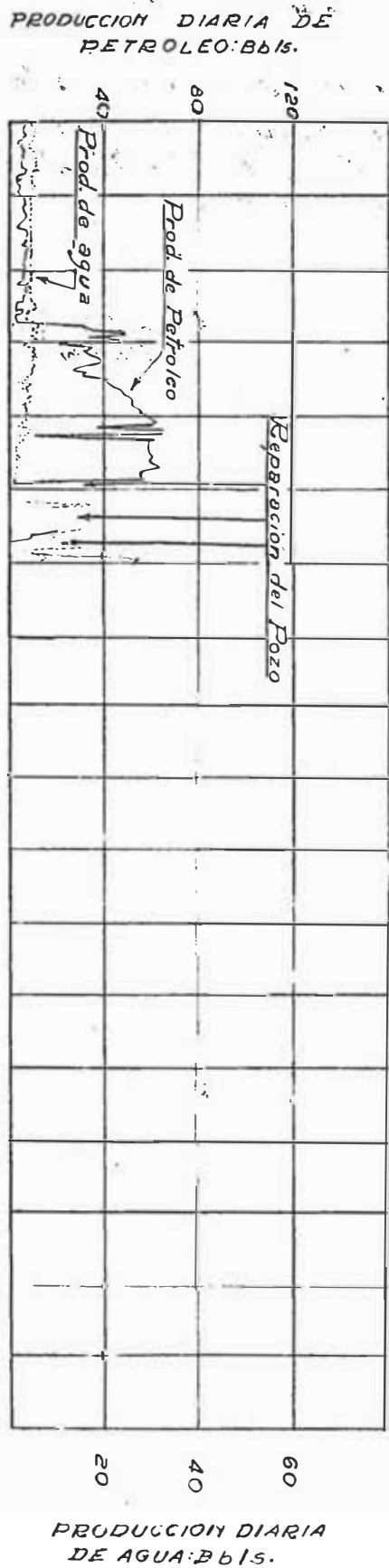
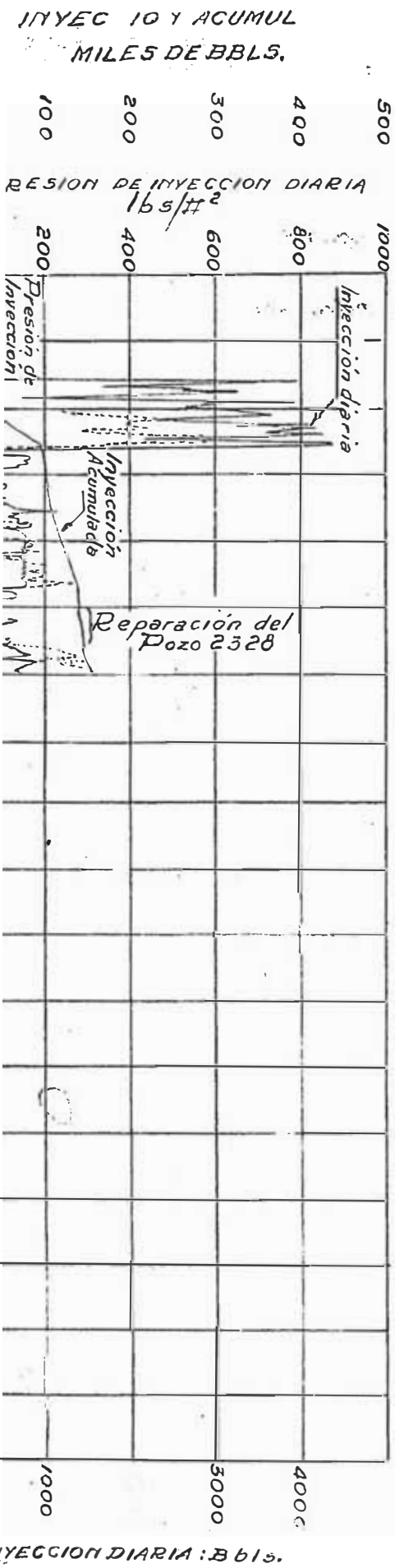


FIGURA 4