

*Universidad Nacional de Ingenieria*

**FACULTAD DE PETROLEO**



**“PROBLEMAS ESPECIALES  
EN REACONDICIONAMIENTO DE POZOS  
EN EL NOR - OESTE DEL PERU”**

*Proyecto de Grado para optar el Titulo de*

**INGENIERO DE PETROLEO**

**CECILIO DE SOUZA SILVA**

**PROMOCION 1951**

**LIMA - PERU**

**1961**

**A MI QUERIDA MADRE**

## INTRODUCCION

He escogido como tema el estudio sobre problemas especiales en reacondicionamiento de pozos por considerarlo de interés, y como una pequeña contribución dentro del Campo de la especialidad de Ingeniería de Petróleo, en esos tipos de trabajo que se presentan con mucha frecuencia en los campos del Nor-Oeste del Perú.

Sin duda pueden realizarse otras técnicas para llevar a cabo dichos trabajos, pero los ejemplos que expongo en el presente Proyecto pueden tomarse como soluciones posibles.

Los problemas más comunes tienen al final un acápite referente a las consideraciones económicas. Los problemas menos comunes solo tienen cálculos de costos de operación.

Lima, Setiembre de 1961.

## CAPITULO I

### PRODUCCION EXCESIVA DE ARENA

CAUSAS.- Los pozos que producen de formaciones arenosas no consolidadas, frecuentemente presentan problemas de arenas ya que ésta se introduce dentro del pozo. La migración de la arena se inicia por la velocidad de los fluidos que entran al pozo los cuales producen la erosión y al acarreo de las partículas de arena (FIG. 1-A). Usualmente pequeñas cantidades de arena pueden ser tolerables, pero si la producción de ésta es mayor, ocasionará caños en todo el equipo de producción y como consecuencia los costos aumentarán. Si la migración de la arena es continua, las paredes del pozo que se encuentran frente a la zona productiva se llenarán eventualmente con sólidos - restringiéndose el flujo y a veces anulándose por completo.

Las formaciones de arena no consolidada contienen grandes cantidades de lutitas y silt y una migración continua de partículas de arena, permitirán que la formación opuesta y adyacente al punto de entrada de los flujos al pozo se deslice. Esto traerá como resultado que el pozo - se llene completamente de arena ; que posiblemente se ca-

de la revestidora. Si los estratos tienen un buzamiento muy pronunciado acelerarán esta situación, ya que en este caso la arena tiende a deslizarse dentro del pozo.

La presencia de formaciones acuíferas producirán un cambio en la composición de los fluidos, de petróleo, a petróleo más agua, que pueden permitir reacciones químicas no favorables, pues éstas disolverán el material cementante de las arenas no consolidadas (FIG.1-B). Los grandes volúmenes de fluidos que se producen usualmente cuando -- hay presencia de agua también aumentan la velocidad de erosión, debido a la mayor velocidad del fluido que entra al pozo.

En los campos del Nor Oeste, particularmente en la zona del Portachuelo, existen algunos pozos que han sido completados en las arenas de la Formación Mal Paso, y que presentan aunque en menor grado el problema de producción de arena y sedimentos arcillosos. Las arenas de esta Formación son poco consolidadas y se encuentran intercaladas con estratos de lutita y silt de pequeña potencia.

SOLUCIONES. - Varios medios han sido usados con el objeto de prevenir la intrusión de arenas dentro del pozo. Básicamente sin embargo ellos pueden ser mecánicos o químicos. De estos dos, los mecánicos han resultado los menos costosos y los más simples de aplicar, por consiguiente

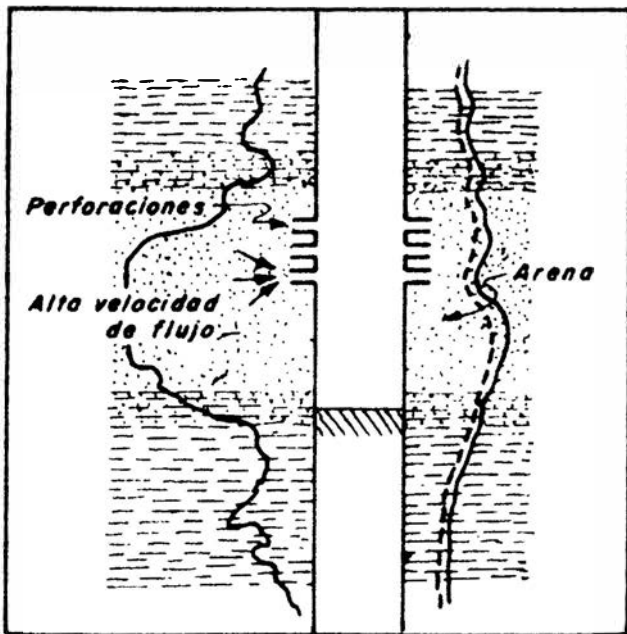


Fig. 1-A

ALTA VELOCIDAD A TRAVES DE LAS PERFORACIONES EN UNA SECCION DE ARENA NO CONSOLIDADA.

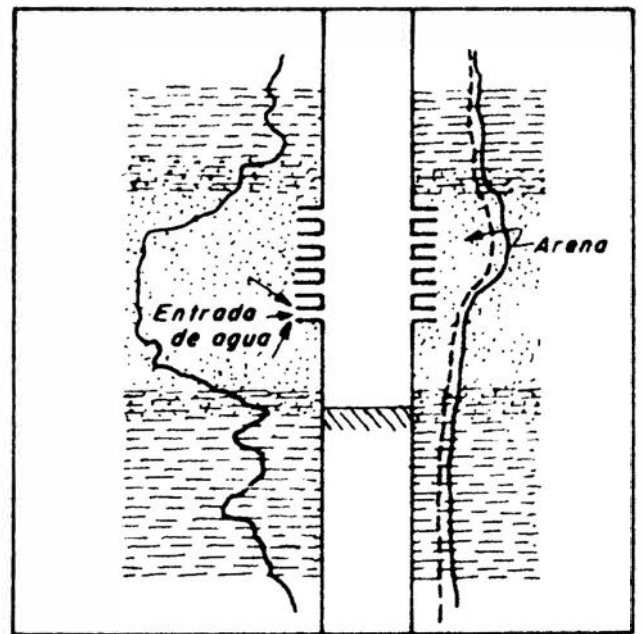


Fig. 1-B

LA PRODUCCION DE AGUA LAVA LOS MATERIALES CEMENTANTES DE UNA ARENA PETROLIFERA CONSOLIDADA.

los que más se han desarrollado.

Entre los diseños mecánicos usados para restringir la intrusión de los granos de arena tenemos los tubos perforados, los tubos ranurados, las mallas de alambre, los filtros prensados y paquetes de cascajo. Las mallas de alambre han sido usadas más que los otros tipos, pero a partir de 1949, los paquetes de cascajo usados en la completación de pozos han ido aumentando constantemente.

PAQUETES DE CASCAJO.- Existen varios métodos para colocar paquetes de cascajo, el más común hoy día es la técnica de empaques a presión. En principio esta técnica consiste en colocar el cascajo, adyacente a las formaciones productivas mediante la presión de un fluido. Esta técnica de colocar paquetes de cascajo ha tenido éxito para prevenir o retardar la migración de la arena hacia el pozo. Los paquetes de cascajo se adaptan muy bien en las completaciones de pozos en los cuales se cementan la revestidora frente a la arena productiva y los fluidos entran al pozo a través de las perforaciones a bala o jet. FIG. No. 2.

Antes de realizar las operaciones de colocación del cascajo, la superficie de la arena productiva expuesta al pozo debe ser limpiada de materiales extraños mediante el achicamiento (swabbing), cuchareo (ba

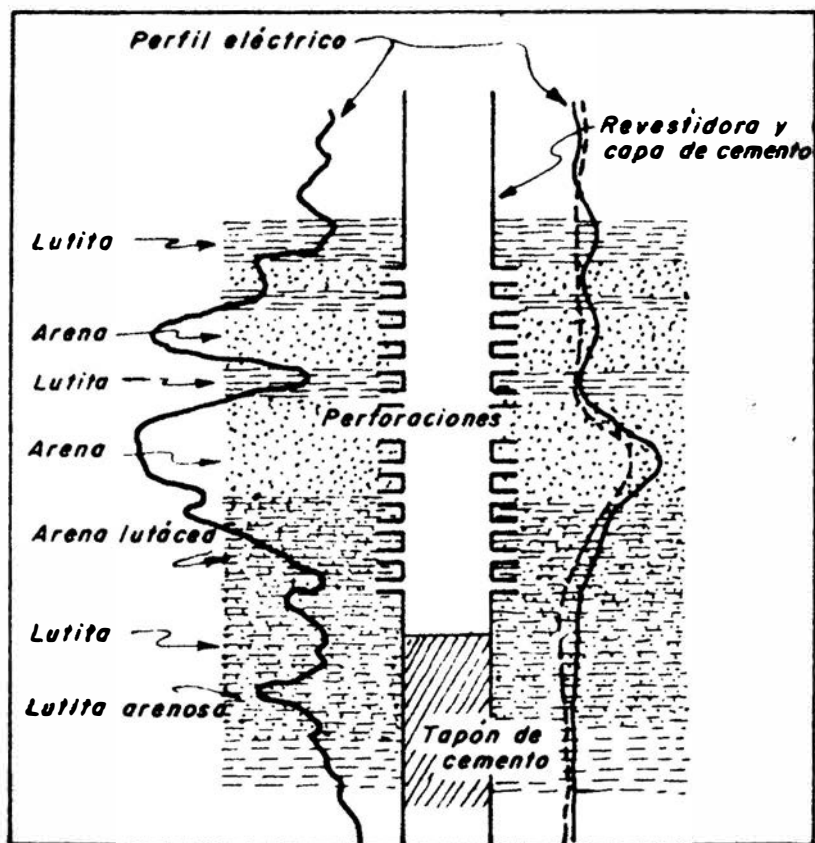


Fig. 2

SECCION DE POZO AL CUAL DEBE COLOCARSE UN PAQUETE DE CASCAJO. OBSERVESE LA ESTRATIFICACION DE LAS ARENAS Y LUTITAS EN EL PERFIL ELECTRICO.



lering) o el lavado. Debe usarse un fluido de perforar salino que no contenga sólidos. Se coloca el cascajo dentro del pozo por bombeo de un fluido que los transporte (usualmente agua salada) a través de una tubería de producción o de perforar que tenga su extremo inferior -abierto y opuesto al intervalo perforado. Mediante la aplicación de una presión de fluido y un movimiento recíprocante de la tubería de producción, el cascajo es forzado a través de las perforaciones hasta colocarse frente a la superficie de la arena productiva pudiendo desplazarse a lo largo de los planos de estratificación, o fracturas que pudiesen existir o formarse durante la operación FIG. 3. El fluido que transporta el cascajo puede perderse en el cuerpo de la arena, o puede regresar a la superficie por el espacio anular entre la tubería de producción y la revestidora.

Después de haber colocado una cantidad suficiente de cascajo a través del intervalo perforado, se coloca una cantidad adicional del mismo material dentro del pozo. Se realiza esta operación por que al colocar la tubería perforada concéntrica (liner), debe existir cascajo en el espacio anular entre ésta y la revestidora FIG. 4. Existen modificaciones de la técnica del empaque del cascajo a presión, tales como el uso de herramientas de inyección forzada y el uso de diferentes fluidos que se emplean como agente transportador del cascajo.

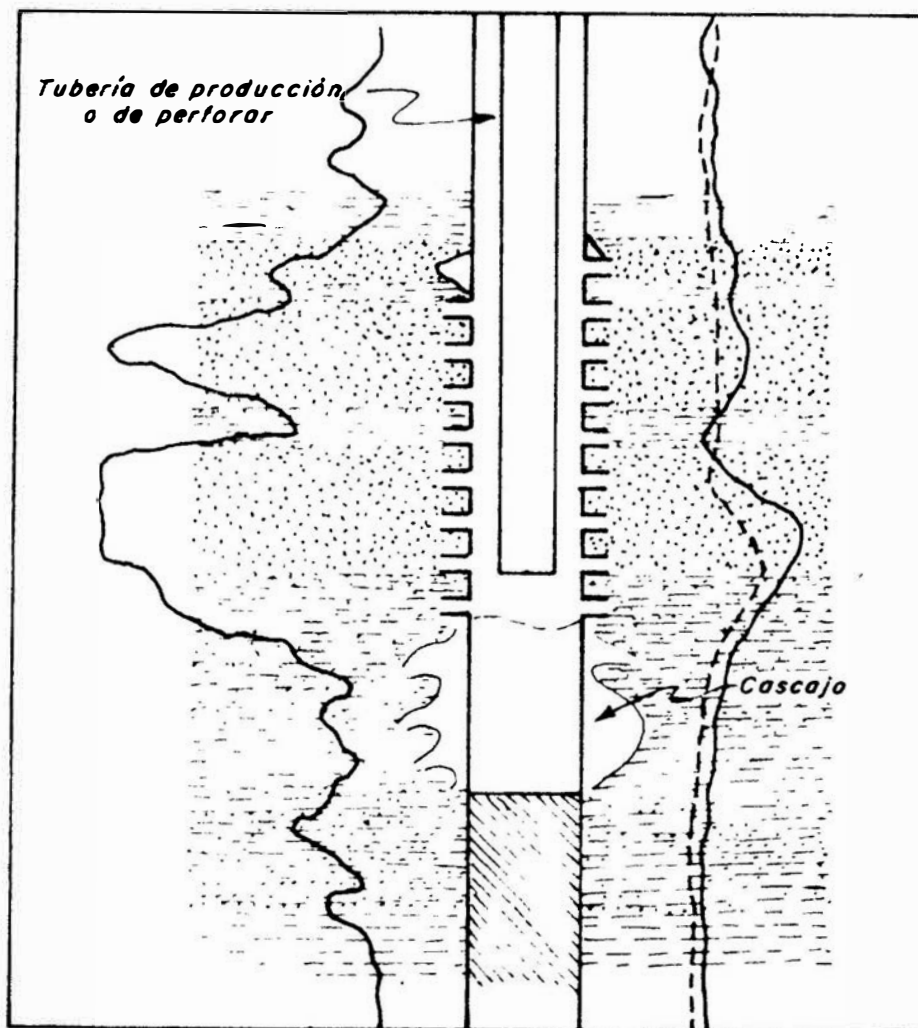


Fig. 3

BOMBEO DEL CASCAJO A TRAVES DE LA TUBERIA DE PRODUCCION CON AGUA SALADA DESPUES DE HABERSE REALIZADO EL LAVADO DE LAS CORAS DE LA ARENA APLICANDO LAS PRESIONES DEL FLUIDO Y DANDO UN MOVIMIENTO RECIPROCANTE A LA TUBERIA DE PRODUCCION SE FORZA AL CASCAJO A TRAVES DE LAS PERFORACIONES Y CONTRA LAS PAREDES DE LA ARENA Y A LO LARGO DE LOS PLANOS DE ESTRATIFICACION.

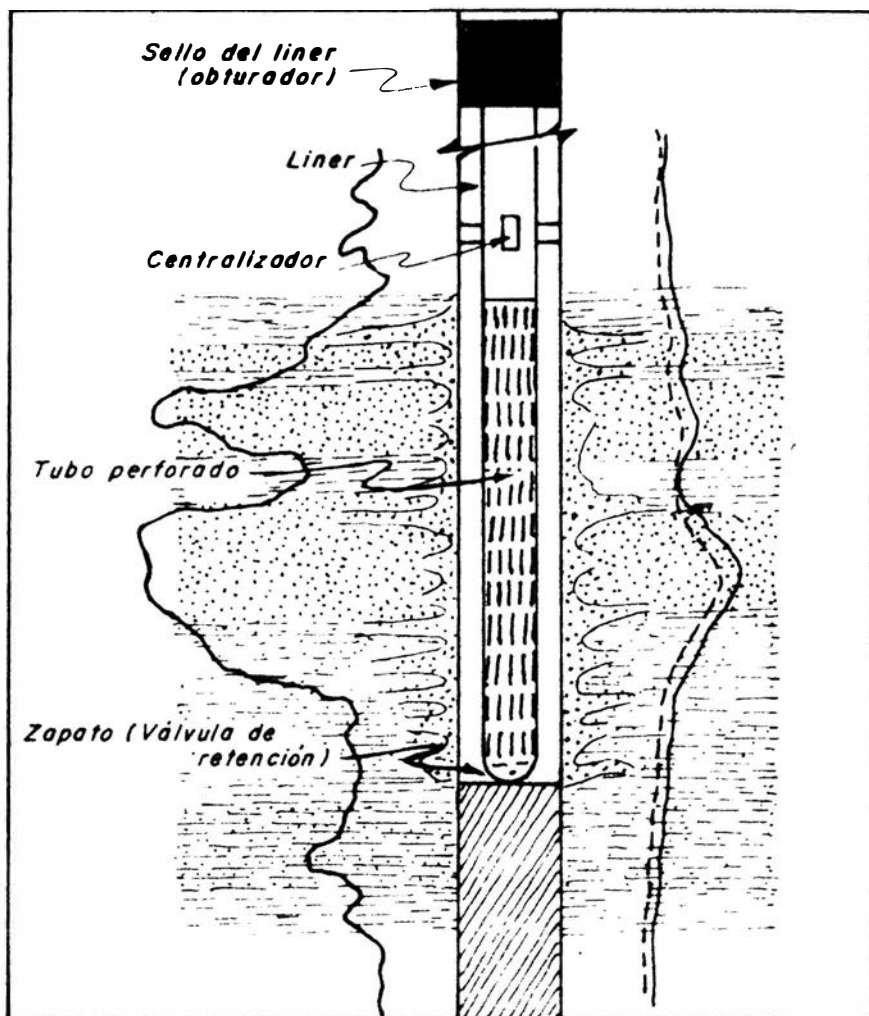


Fig. 4

BAJADO DEL LINER Y TUBOS PERFORADOS A TRAVES DEL CASCAJO QUE HA QUEDADO DENTRO DE LA REVESTIDORA.

**PAQUETES DE CASCARAS DE NUECES REVESTIDAS DE MATERIAL**

**PLASTICO.-** El descubrimiento más reciente en la técnica del control de arena, consiste en el uso de cáscaras de nueces revestidas de material plástico. Este procedimiento consiste en inyectar dentro de la zona productiva, cáscaras de nueces trituradas, cuyos tamaños deben ser para mallas de 20 a 30 y revestidas con material plástico próximo a fraguarse.

Se hace uso para este caso de un petróleo adecuado que sirve de fluido desplazante. Luego se deja que el material plástico frague consolidándose así - las cáscaras de nueces, formándose al final una masa compactada permeable. FIG. 5.

La masa que queda dentro de la revestidora es perforada. Este procedimiento se lleva a cabo empleando comúnmente las herramientas de inyección forzada con el objeto de tener una área limitada expuesta a la presión. Deben usarse dos a más etapas de tratamiento con el fin de asegurar un completo éxito en la operación.

Esta técnica es particularmente aplicable a la zona superior de una completación doble, ya que no es necesario colocar en este caso tubos perforados concéntricos para sostener las cáscaras de nueces que se encuentran en la parte exterior de la revestidora. Es también aplicable a trabajos de reacondicionamiento -- que usan cable.

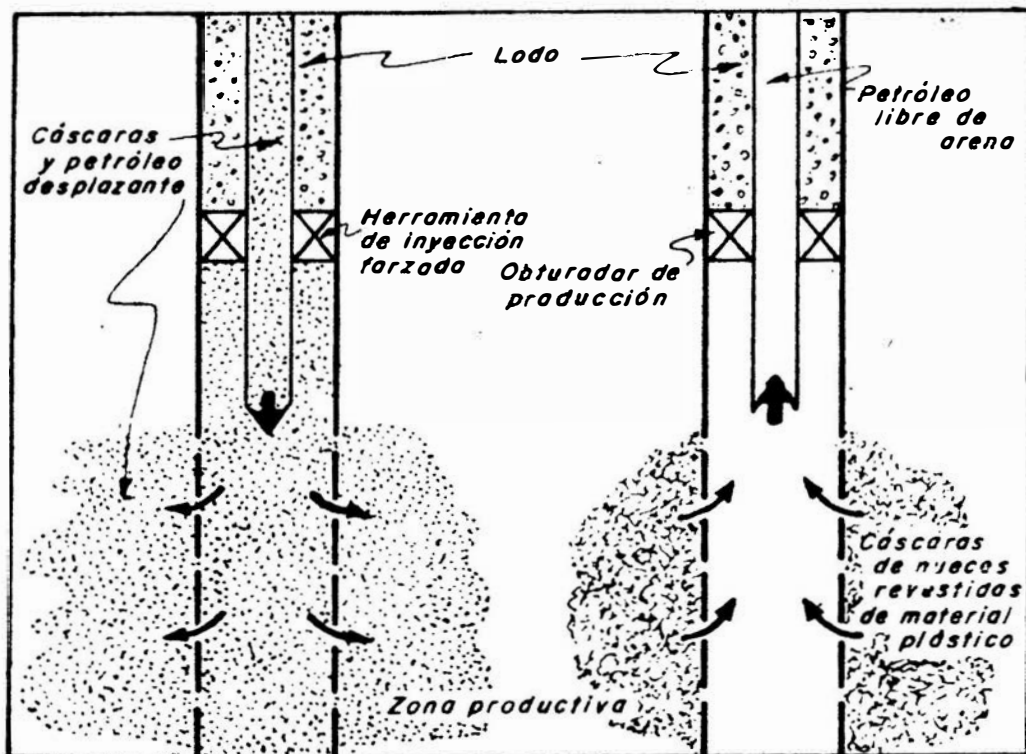


Fig. 5

INYECCION DE CASCARAS DE NUECES REVESTIDAS CON MATERIAL PLASTICO USANDO COMO UN FLUIDO DESPLAZANTE UN PETROLEO ADECUADO DENTRO DE LAS ARENAS INGOMPETENTES (A LA IZQUIERDA) CUANDO EL MATERIAL PLASTICO SE FRAGUA LAS CASCARAS FORMAN UNA MASA COMPACTA PERMEABLE (A LA DERECHA).

## CAPITULO II

### MALAS CEMENTACIONES

CAUSAS.- Como resultado de la mala cementación primaria pueden producirse tres consecuencias indeseables: 1<sup>o</sup>.-Que el cemento en el espacio anular no pueda evitar el movimiento de fluidos de una zona a otra, o sea que se produce lo que se denomina una canalización; 2<sup>o</sup>.- Que no se pueda evitar la corrosión de la revestidora por la presencia de fluidos corrosivos y 3<sup>o</sup>.- Que no se pueda dar a la revestidora un refuerzo y soporte adecuado.

La función principal de la cementación de la revestidora en un pozo, es la de prevenir el movimiento de los fluidos que se encuentran detrás de la revestidora y sobre todo el de evitar los movimientos verticales de los mismos. FIG. 6 (A-B).

Si la cementación resulta mala puede ocasionar un gran daño al pozo. Los fluidos indeseables pueden invadir la formación productiva a través de la canalización, y puede también existir la posibilidad que el petróleo o gas de la zona productiva se pierda en las zonas de baja presión.

Una mala cementación no proporciona un soporte y

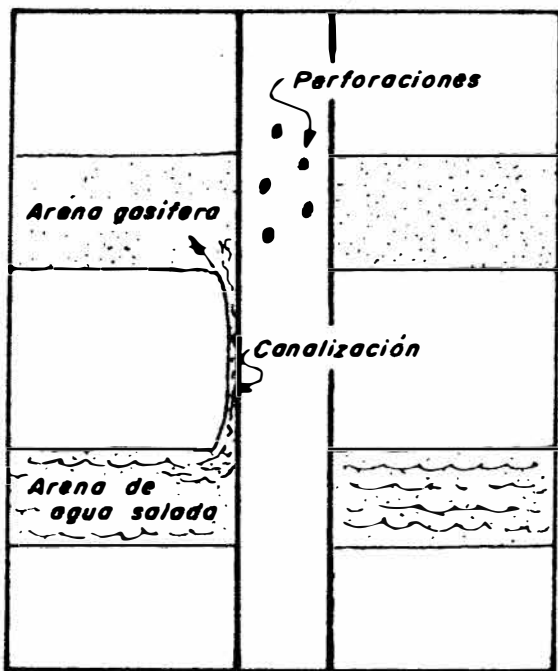


Fig. 6-A

CANALIZACION DEL AGUA SALADA HACIA UNA ARENA PETROLIFERA.

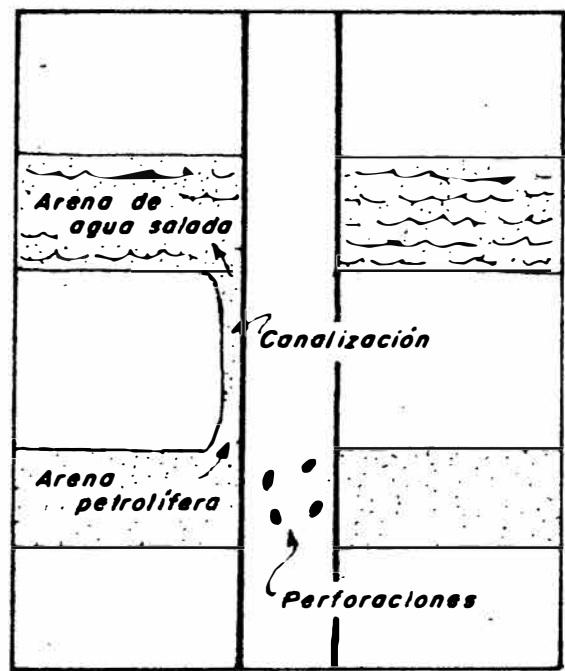


Fig. 6-B

CANALIZACION DE PETROLEO Y GAS HACIA UNA ARENA DE AGUA SALADA.

refuerzo adecuado a la revestidora, y hace que el pozo se vuelva más susceptible a daños mecánicos durante las operaciones de producción. La falta de soporte puede causar una fuga, y si además existen fluidos corrosivos tales como aguas sulfurosas, la superficie exterior de la revestidora estará atacada continuamente por la corrosión. FIG.7 (A-B).

SOLUCIONES.- Remediar una mala cementación equivale a reparar un mal trabajo de construcción. En este caso el trabajo de reparación consiste en colocar un material sellante y reforzante (cemento, material plástico o una mezcla de cemento y petróleo) en el espacio anular de la revestidora y las formaciones. Este material debe también colocarse alrededor de aquella sección de la revestidora que necesita una mayor resistencia a la presión interna y al colapso.

Existen varios modos de determinar si un trabajo de cementación ha resultado satisfactorio o no. Se corre un registro de temperatura poco después de que se ha concluido la cementación primaria, y se obtendrá una curva que determina el calor generado por la hidratación del cemento. El registro indicará el tope de la columna de cemento en el espacio anular y puede así mismo dar una indicación de la continuidad vertical de dicha columna. Comparándose los resultados del registro de temperatura con los calculados para llevar a cabo la cementación, puede decirse si se ha



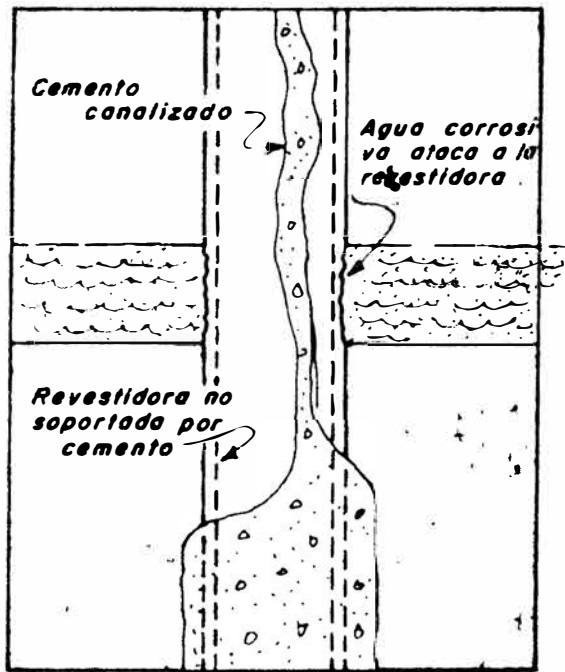


Fig. 7-A

EL AGUA CORROSIVA ATACA LA REVESTIDORA LA CUAL DEBIA HABER SIDO PROTEGIDA POR CEMENTO.

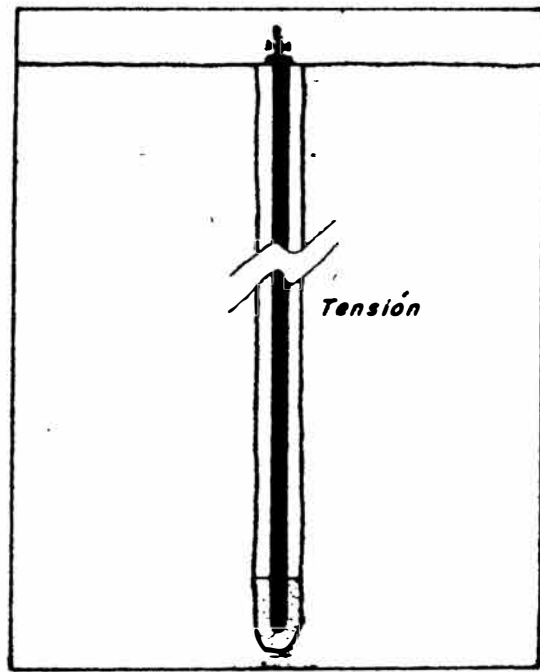


Fig. 7-B

ROTURA DE LA REVESTIDORA POR TENSION DEBIDO A QUE NO ESTABA SOPORTADA POR CEMENTO.

obtenido un trabajo de cementación bueno o malo. Se puede sospechar que un trabajo de cementación ha sido malo, cuando el rendimiento de producción del pozo es contrario a lo que se esperaba, debido al buen rendimiento de otros pozos completados en el mismo reservorio, y a la buena información adicional que se tenga.

En caso de haber comprobado de que la columna de cemento en el espacio anular no ha alcanzado la altura requerida, es necesario perforar una pequeña sección de la revestidora (usualmente dos pies) en el sitio adecuado. Será entonces posible circular cemento, material plástico u otro material de reparación a través de la revestidora, - las perforaciones y el espacio anular siguiendo el método convencional de cementación primaria. El material de reparación es circulado hasta alcanzar la posición deseada y la altura requerida en el espacio anular permitiéndose luego el fraguado. Durante este tiempo se mantiene inmóvil el material, balanceado las columnas de fluido dentro y fuera de la revestidora, o manteniendo presión en el tapón superior que ha quedado estacionario a cierta distancia de las perforaciones. En seguida se perfora el material que ha quedado dentro de la revestidora y se comprueba que la operación ha tenido un buen resultado mediante la aplicación de presión. Si resulta satisfactorio se puede proceder a la completación usual.

En las malas cementaciones donde no es posible la

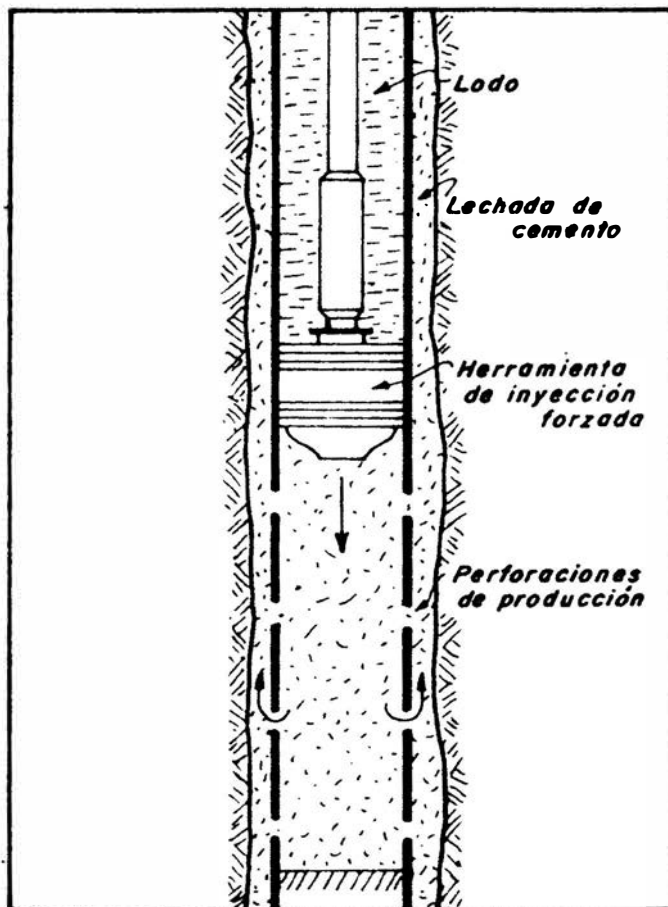


Fig. 8

TRABAJO DE CEMENTACION DE REPARACION A TRAVES DE LAS PERFORACIONES DE PRODUCCION.

circulación en el espacio anular, será necesario realizar una inyección forzada. Si el intervalo mal cementado es a preciable, será necesario perforar dos secciones de más o menos dos pies en la parte superior e inferior del intervalo. Se realiza entonces dos cementaciones forzadas por separado a través de las secciones perforadas. Para la sección inferior debe usarse una herramienta de inyección forzada tipo retenedor con el objeto de eliminar la nece sidad de perforarlo. Para la sección superior se usaría u na herramienta de inyección forzada tipo recuperable. El cemento, material plástico o cualquier otro material usa do que ha quedado dentro de la revestidora es perforado para luego realizar la prueba de presión. Si ésta resulta satisfactoria se procede a la completación usual.

Si las perforaciones de las dos secciones superior e inferior se encuentran en una distancia relativamente corta, puede ser tratadas a la inyección forzada simultá neamente. Una herramienta de inyección tipo recuperable debe ser usada. Se perfora el material que ha quedado dentro de la revestidora hasta un punto tal que quede encima de las perforaciones inferiores (siempre y cuando la com pletación requerida debe quedar por encima de este punto). Se realiza la prueba de presión y si resulta satisfacto--  
ria se lleva a cabo la completación usual. FIG. 8 y 9 (A-B).

En algunos casos es aconsejable realizar el la vado del espacio anular entre los dos intervalos perforada

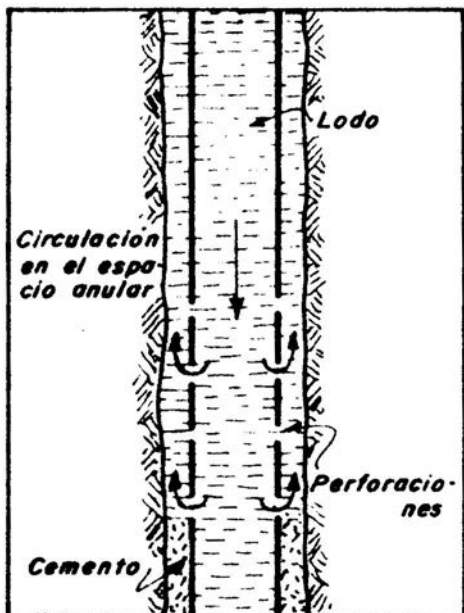


Fig. 9-A

CIRCULACION REALIZADA EN EL ESPACIO ANULAR DESPUES QUE LA REVESTIDORA HA SIDO PERFORADA.

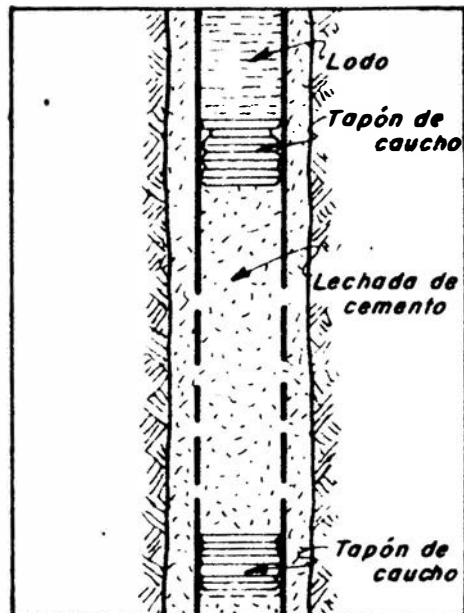


Fig. 9-B

CEMENTO CONFINADO ENTRE DOS TAPONES DE CAUCHO ES BOMBEO DENTRO DEL POZO Y EN EL ESPACIO ANULAR.

dos antes de realizar la inyección forzada simultánea. Con esto se logrará que el material de reparación se acomode en forma más uniforme en el espacio anular a tratarse. El lavado se realiza colocando la herramienta de inyección forzada entre las dos secciones perforadas, y estableciendo luego una circulación a través de la tubería de producción (o tubería de perforar), las perforaciones inferiores el espacio anular externo de la revestidora y las perforaciones superiores. Una vez realizada esta operación, se suelta la herramienta de inyección y se vuelve a sentarla por encima de las perforaciones, para efectuar el trabajo de inyección forzada propiamente dicho.

Sin duda pueden realizarse otras técnicas para reparar malos trabajos de cementación, pero los ejemplos arriba expuestos pueden tomarse como soluciones posibles.

\*\*\*

## CAPITULO III

### ALTAS RELACIONES DE GAS-PETROLEO

CAUSAS.- Los pozos que se completan en reservorios de petróleo pueden tener altas relaciones de gas-petróleo por varias razones; y entre ellas tenemos: a) que el intervalo completado no ha sido debidamente aislado con el objeto de prevenir la migración de gas de otros reservorios, FIG. 10-A; b) que el intervalo completado ha sido impropiamente seleccionado; y está colocado muy cerca o incluye una zona gaseosa, FIG. 10-B; c) que la permeabilidad vertical de la roca reservorio es tal que puede producirse la intrusión de gas bajo ciertos regímenes de flujo. FIG 10-C.

Las altas relaciones de gas-petróleo son indeseables, porque la energía del gas que se produce no realiza ningún trabajo útil en el levantamiento del petróleo a la superficie. Una producción constante de este excedente de gas, traerá como resultado una vida más corta de los pozos y una recuperación total del reservorio también menor.

En algunos países en particular los Estados Unidos de Norte América prohíben las altas relaciones de gas-petróleo, sancionándolos cuando estas pasan de 2,000 pies cúbicos

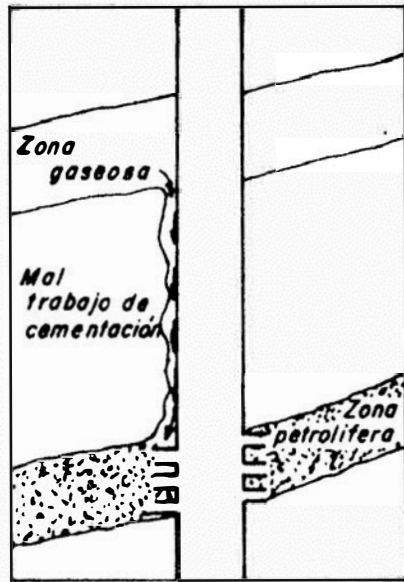


Fig. 10-A

MIGRACION DE UNA ZONA GASIFERA A UNA ZONA PETROLIFERA A TRAVES DE UNA MALA CEMENTACION EN EL ESPACIO ANULAR.

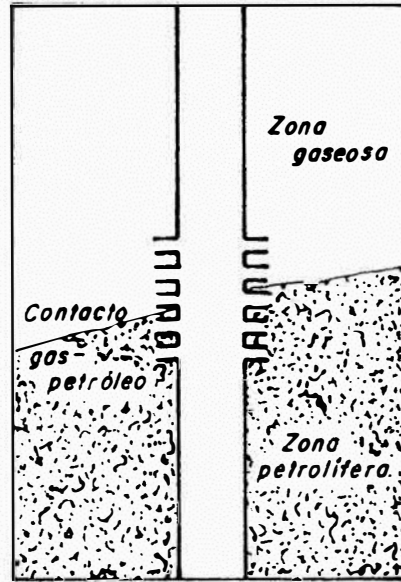


Fig. 10-B

UBICACION INAPROPIADA DEL BALEO EN LA ZONA DEL CONTACTO GAS PETROLEO.

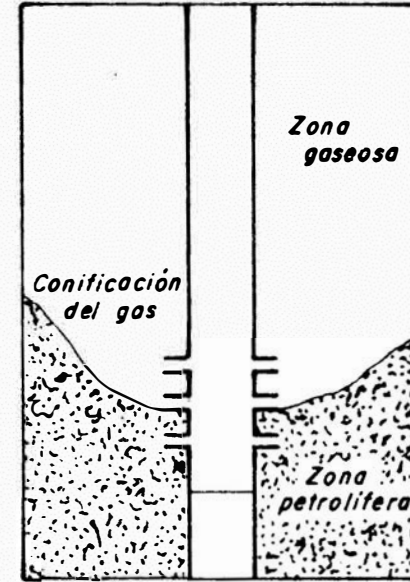


Fig. 10-C

CONIFICACION DEL GAS HACIA LA SECCION BALEADA.



bicos de gas por barril de petróleo.

SOLUCIONES.- Las causas por la que los pozos están produciendo con altas razones de gas-petróleo, hacen imperativo un conocimiento profundo de la roca reservorio y los fluidos, antes de realizar operaciones de reparación. Un análisis de los datos obtenidos mientras se está perforando el pozo, más los datos de otros pozos ya perforados en el reservorio, confirmarán o desecharán la presencia de gas en el reservorio. El rendimiento de producción de los otros pozos completados en el reservorio deben ser analizados.

Si el reservorio de petróleo en producción no tenía originalmente una cresta de gas y un pozo está produciendo con una alta relación gas-petróleo, es razonable sospechar que debe existir una comunicación entre el intervalo completado y una formación productora de gas. Puede suceder que las crestas de gas se hayan formado después de que las operaciones de producción han empezado, por que una reducción en la presión del reservorio hace que se libere el gas en solución.

La presencia de gas libre en un reservorio puede ser detectada usualmente mediante la curva neutron. En algunas áreas, esta curva neutron viene a ser un elemento fundamental para localizar el contacto gas petróleo FIG. 11. Medidas muy precisas de la profundidad son necesarias para el éxito de una completación o recompletación de po-

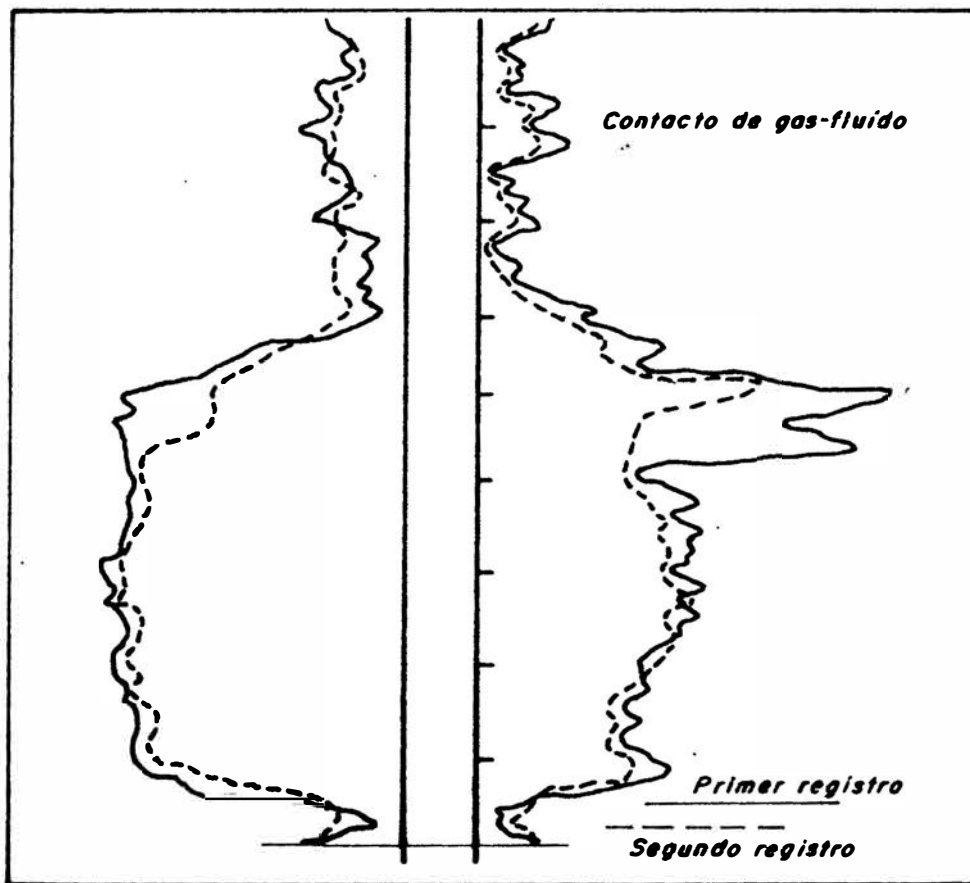


Fig. II

EL GAS Y EL PETROLEO PUEDEN FRECUENTEMENTE DIFERENCIARSE EN LA CURVA NEUTRON DE UN REGISTRO RADIOACTIVO (A LA DERECHA)

zos en reservorios que contengan gas libre. Las correlaciones que se realizan con ayuda de las curvas rayos gamma, neutron, las cuales indican la localización de los coples en la revestidora, más el perfil eléctrico y los datos obtenidos de los testigos, son herramientas muy útiles en el control de la profundidad de los pozos y su completación; particularmente, cuando el intervalo a completarse está muy cerca del contacto gas-petróleo.

Ha sido posible en algunos reservorios comprobar el movimiento del contacto gas-petróleo, mediante la comprobación de las curvas neutrón que se han corrido en diferentes etapas de agotamiento del reservorio.

Este movimiento se debe en realidad a la reducción de la cresta de gas debido a la producción del mismo, y que obligan a que los intervalos de producción sean cada vez más superiores, para lo cual es necesario llevar a cabo varias recompletaciones. Esto se vuelve más imperativo cuando existen intrusiones de formaciones de agua.

Las medidas de reparación que pueden tomarse en los pozos que producen altas relaciones de gas-petróleo son restringibles. Si existen una condición tal que hay un exceso de gas, y que esté entrando al pozo de una fuente diferente de la zona productiva, debe remediarse esta situación mediante la cementación forzada y la reperforación.

Cuando el exceso de gas, es gas libre proveniente del reservorio productivo de petróleo, y si el intervalo de completación se encuentra por debajo del contacto gas-petróleo, es posible que dicho exceso de gas está siendo conificado hacia abajo para luego introducirse al pozo. Si la permeabilidad vertical es suficientemente más baja que la permeabilidad horizontal, es posible reducir la cantidad de gas o prevenir su conificación mediante la baja del régimen de producción. Pero si la permeabilidad vertical se aproxima a la permeabilidad horizontal, el régimen de producción necesario para mantener una relación gas-petróleo permisible, puede resultar demasiado baja haciendo que la producción deje de ser comercial. Si existen otros pozos en producción en el reservorio en trabajo, el estudio de sus rendimientos podrían indicarnos las condiciones de permeabilidad existentes. Pero si no existen otros pozos en producción es recomendable que se realicen medidas de permeabilidad con ayuda de testigos. Si se llega a comprobar que la permeabilidad vertical se aproxima a la permeabilidad horizontal, no pueden obtenerse reparaciones positivas mientras no se aumente la permeabilidad horizontal mediante el fracturamiento hidráulico. El pozo puede producir a regímenes muy restringidos o puede ser cerrado totalmente, hasta que la zona productiva de petróleo se agote a través de los pozos de las zonas más bajas.

Hay casos en que el exceso de gas es gas libre pro

veniente del reservorio productivo de petróleo, y que el intervalo de completación está demasiado cerca o se sobrepone a la zona de gas. Para prevenir la producción del gas mencionado, el intervalo de completación puede ser tratado con cementación forzada, para luego realizarse una recompletación por debajo del contacto gas-petróleo. También para este caso es necesario el conocimiento del rendimiento de producción de otros pozos del reservorio y de la permeabilidad de los mismos que se han obtenido de análisis de cores. Para localizar el límite superior del intervalo de recompletación cerca del contacto gas-petróleo, debe realizarse un estudio minucioso y exacto de las medidas de profundidad para evitar errores.

EJEMPLO.-

Bajar empaque con el objeto de reducir la relación gas-petróleo. Se trata de un pozo de desarrollo completado en las arenas de la Formación Pariñas.

DATOS SOBRE LA COMPLETACIÓN.-

Fecha: Setiembre 12 de 1953.

Formación: Pariñas.

Intervalos abiertos:           1460' - 1470'  
                                  1480' - 1490'  
                                  1500' - 1520'  
                                  1530' - 1539'

Intervalos abiertos: 1543' - 1559'

1568' - 1592'

Revestidora de producción: 5" - 13# hasta 1671'

Profundidad efectiva: 1611'.

Producción actual: 62 BPPD x 48 BAPD x 10903 ft<sup>3</sup>/bbl.

Método: Bombeo.

Producción acumulativa: 72,500 barriles hasta el 31 de D1  
ciembre de 1960.

El pozo en referencia fué completado en las arenas de la Formación Paríñas y comenzó produciendo con una alta relación gas petróleo. Actualmente produce 62 BPPD x 48 BAPD x 10,903 ft<sup>3</sup>/bbl. con una producción total de 675 mil pies cúbicos de gas. Para reducir la cantidad de gas se recomienda bajar un empaque y sentarlo en el intervalo 1539' a 1543'.

#### PROCEDIMIENTO PARA LLEVAR A CABO EL TRABAJO.-

- 1).- Sacar el equipo de bombeo.
- 2).- Matar el pozo con crudo.
- 3).- Sacar los tubos de 2 1/2" y revisarlos.
- 4).- Bajar rima hasta 1600'. Sacar rima.
- 5).- Bajar empaque tipo A0 para revestidora de 5"-13# conectada para producir desde debajo del empaque.
- 6).- Sentar el empaque a 1541' (ventana 1539' - 1543').
- 7).- Instalar equipo de bombeo y poner en prueba el pozo.

COSTO DE OPERACION.

1).- Unidad de servicio durante tres días a 75.00 \$ por día -----	\$ 225.00
2).- Empaque tipo A0 (5" - 13#) -----	" 460.00
3).- Supervigilancia local y limpieza -----	" 120.00
4).- VARIOS -----	" 100.00
<hr/>	
TOTAL -----	\$ 905.00
TOTAL EN SOLES	24,435.00

PRODUCCION Y ECONOMIA.-

Efectuando el presente trabajo se espera un incremento inicial anticipado de 15 barriles de petróleo por día como promedio durante el tiempo de la amortización de la inversión y un total de petróleo adicional de 10,000 barriles.

El número de meses necesario para amortizar el capital invertido en la operación será:

$$\text{No.meses} = \frac{\text{INVERSION}}{\Delta Q(\text{BPD}) \times 30 \text{ días} \times \text{ganancia líquida} \times \text{barril}}$$

$$\text{No. meses} = \frac{905}{15 \times 30 \times 1.50} = 1.3$$

La utilidad por dolar invertido basada en una recu-

peración adicional de 10,000 barriles será:

$$\text{Utilidad} = \frac{\text{Bbls adic.} \times \text{ganancia liq./barril} - \text{Inversión}}{\text{INVERSION}}$$

$$\text{UTILIDAD} = \frac{10,000 \times 1.30 - 905}{905} = 13.3$$

\*\*\*\*\*



## CAPITULO IV

### ALTAS RELACIONES DE AGUA-PETROLEO

**CAUSAS.-** Un pozo puede producir altas relaciones de agua-petróleo, si el intervalo de completación está cerca o en una zona de agua. También cuando aguas extrañas a la formación productiva se han canalizado a través del intervalo de completación. En algunos casos las altas relaciones de agua-petróleo pueden ser debidas a la conificación del agua. Es común que en pozos completados en formaciones que presentan arenas estratificadas, las secciones de arenas más permeables se agotan más pronto que las otras. Esto puede permitir que se comience a producir agua de dicha arena agotada, aún cuando esta sección se encuentre por encima de las otras arenas que están produciendo petróleo limpio.

Los pozos completados en la Formación Salina en la Zona del Portachuelo, podría mencionarse como un caso típico de este fenómeno, ya que estos pozos por lo general comienzan produciendo petróleo limpio y después de un cierto tiempo se nota la presencia de agua en pequeña cantidad que va en aumento, llegando en algunos casos a igualar y sobrepasar al volumen de petróleo.

La Formación Salina cuyo espesor es muy variable

llegando a tener en algunos pozos 1800 pies, presenta arenas estratificadas de características físicas también muy variables, que han sido determinadas por los análisis de los cores y testigos laterales.

Los costos de levantamiento de fluidos aumentan cuando hay presencia de agua salada, debido al tratamiento que hay que realizar para su separación y exclusión y por el agravante de problemas de corrosión que ocasiona. La completa eliminación de producción del agua salada no es siempre posible o necesariamente deseada. En las últimas etapas de agotamiento de los reservorios de control hidráulico, es usualmente necesario que la formación sea lavada con el agua o invadida con ella con el objeto de arrastrar el máximo posible de petróleo hacia el pozo. Este es el mismo caso que se presenta en las invasiones artificiales de agua. La relación de la permeabilidad vertical a la permeabilidad horizontal puede ser tal que se produzca la conificación del agua a ciertos regímenes de flujo.

Las aguas que son extrañas a los reservorios productivos, pueden ser excluidas impidiendo su migración vertical en la parte exterior de la revestidora. La técnica más común para sellar las aguas mencionadas, consiste en usar la cementación forzada en el intervalo completado. El cemento a presión sigue los caminos de menor resistencia, y puede dar como resultado la reparación del trabajo

de cementación primaria que se ha realizado en la revestidora. Después de fraguado el cemento se perfora lo que queda dentro de la revestidora, se realiza la prueba de presión y luego el pozo es recompletado. También se usa para sellar el flujo de aguas, materiales plásticos y mezclas de cemento-petróleo.

Para poder determinar la fuente productora del agua es necesario realizar un estudio del reservorio que está en producción; es decir debe estudiarse el rendimiento de otros pozos completados, el mecanismo de impulsión, tipo de estructura y la geología. Si se observa un cambio en el nivel del fluido en los pozos que tienen levantamiento artificial y donde el fluido es conocido, puede sospecharse que una invasión de agua de otra fuente se está produciendo. Una comparación del contenido de cloruros del agua en estudio y el del agua de la formación productiva conocida, nos indicará si el agua en estudio proviene de la formación o no.

Cuando el agua producida es originaria de la formación productiva, y se desea eliminar dicha agua, debe conocerse el punto de entrada de la misma, o debe asumirse para poder llevar a cabo un plan de reparación. En algunos casos los registros de Rayos Gamma que se toman en los pozos que producen agua salada, muestran una reversión de la curva en la parte del intervalo completado que esté

produciendo dicho fluido. La reversión de la curva de Rayos Gamma se piensa que se deba a la sal radioactiva, depositada en la formación y sobre la pared de la revestidora por el agua salada que está entrando. En algunas áreas la curva neutrón puede indicar los contactos de agua-petróleo.

Algunos pozos tienen más de un intervalo productivo abiertos a la producción. Dichos intervalos pueden estar o no produciendo de un reservorio común. Si se dispone de datos suficientes de geología del reservorio y de la producción, puede ser posible identificar el intervalo que está permitiendo la entrada del agua al pozo. Si esto no fuera posible, cada intervalo debe ser probado aisladamente, siempre y cuando se disponga de espacio suficiente entre los intervalos completados para poder sentar el obturador. Tales pruebas pueden incluir a más de un intervalo, porque puede suceder que al hacer la prueba de un intervalo, éste puede no estar completamente aislado.

También los fluidos de un intervalo, pueden haber quedado invadidos por los fluidos de otros, dando como resultado que las pruebas sean confusas. Para localizar las zonas de agua en pozos productivos, pueden correrse registros eléctricos en las secciones de hueco abierto, o en las secciones que esten produciendo a través de tubos perforados (liner), los cuales deben ser sacados antes de tomar el

registro. Además las formaciones en estudio deben estar lo suficientemente apartadas de la zapata de la revestidora para evitar su influencia en el registro eléctrico.

Cuando se conoce o se asume que el agua está entrando al pozo por la parte inferior del intervalo completado, la exclusión del agua puede obtenerse mediante varios métodos. Así por ejemplo, tapones de material plástico han dado muy buenos resultados en algunas áreas en los campos - del Este de Texas; tapones puente con o sin capas protectoras de cemento también se usan para aislar el agua del fondo; tapones de cemento se usan también con este propósito colocando este material a través de la tubería de producción, la tubería de perforar o mediante una cuchara; en algunos casos se usa la cementación forzada o mezcla de cemento petróleo a través del intervalo completado, para luego perforar lo que queda dentro del pozo hasta un punto por encima del contacto petróleo agua, realizándose luego la recompletación del pozo. La técnica particular que debe usarse, depende de varios factores tales como la roca reservorio, la profundidad del pozo etc., pero principalmente la parte económica.

Las operaciones de reparación que se realizan para reducir o impedir el flujo de agua de fondo en los pozos, pueden no tener éxito cuando la permeabilidad vertical se aproxima a la permeabilidad horizontal, trayendo como con-

secuencia la conificación del agua aún a bajos regímenes de producción. La permeabilidad horizontal puede aumentarse mediante el fracturamiento hidráulico, y esto contribuiría a que las operaciones de aislamiento del agua de fondo tenga más éxito.

Los mayores éxitos en el aislamiento del agua, se han obtenido en los reservorios cuyas formaciones contienen barreras al movimiento vertical de los fluidos.

Si se conoce o existe alguna razón para creer que el agua producida es diferente al agua de fondo, y que una o más secciones productivas han sido abiertas a producción, el agua puede ser excluida mediante la cementación forzada o con una mezcla de cemento-petróleo. Después de que se ha perforado el intervalo tratado, debe procederse a la prueba de presión para determinar la efectividad del trabajo. Puede no ser necesaria la reperforación a bala de la sección que contiene petróleo si se ha usado la mezcla cemento-petróleo, porque no fraguará si no se ha expuesto al agua. Este también puede ser el caso cuando se usa el cemento puro.

Sim embargo si la sección de petróleo con cementación forzada donde no se ha realizado la reperforación a bala, es dudoso decir que se ha obtenido un buen trabajo de cementación y probablemente la exclusión del agua no será satisfactoria o puede fallar en un corto tiempo.

Tubos perforados pueden ser colocados en huecos abiertos, para luego llenar el espacio anular exterior con material plástico, cemento o mezclas de cemento-petróleo permitiéndose que esto se frague. Se conseguirá así el sellado de las formaciones atravesadas por el tubo perforado, impidiéndose el movimiento de fluidos de una formación a otra. En seguida se realizará una recompletación selectiva perforando a bala el liner.

---

EJEMPLO No. 1.-

Recompletar un pozo con revestidora perforada a bala para disminuir la producción de agua. Es un pozo que está situado en una zona de inyección de agua.

DATOS SOBRE LA COMPLETACION INICIAL.-

Fecha: Enero 15 de 1940.

Formación: Verdum.

Intervalo abierto: 471' a 1306'

Producción inicial: 144 BPPD x 0 BAPD.

Método: Bombeo.

Completado con lana.

Producción actual: 40 BPPD x 64 BAPD.

Producción acumulativa: 95,135 barriles hasta el 31 de Diciembre de 1960.

### DISCUSION Y JUSTIFICACION

El pozo en referencia está situado en una zona de inyección de aguas. Fué completado con una lina perforada en la Formación Verdun en Enero del año 1940 con una producción inicial de 144 barriles de petróleo y cero de agua por día. Actualmente el pozo produce 40 barriles de petróleo y 64 barriles de agua por día. Debido al aumento de la producción de agua en el pozo y a la dificultad que ofrece la lina para controlarla se recomendó recompletar el pozo con revestidora perforada a bala y hacer sand-frac.

El pozo está situado dentro de un sistema de tres pozos inyectoros en un reservorio del Nor-Oeste del Perú y está respondiendo bastante bien a la inyección. Hasta el 31 de Diciembre del año 1960 ha acumulado una producción de 95,135 barriles de los cuales 41,500 barriles son secundarios.

La arena Verdún de acuerdo a los registros eléctricos y de perforación tiene 800 pies de espesor aproximadamente.

Quizá el único inconveniente que se presenta al recomendar este trabajo, es que se podría reducir la pro



ducción de petróleo al tratar de reducir la de agua. Sin embargo este peligro se puede reducir usando registros tales como el Gamma Ray, Laterolog y Microlaterolog en el caso de que la salinidad del lodo sea muy alta.

#### PROCEDIMIENTO PARA LLEVAR A CABO EL TRABAJO.-

Para llevar a cabo el trabajo se seguirán los siguientes pasos:

- 1).- Sacar el equipo de bombeo, llenar el pozo con crudo y sacar los tubos.
- 2).- Sacar la lana de 7 pulgadas.
- 3).- Llenar el pozo con lodo liviano de agua dulce con baja pérdida por filtrado.
- 4).- Limpiar el pozo hasta el fondo con broca de 9" osc-3 y profundizar hasta donde indique el Geólogo.
- 5).- Tomar la resistividad del lodo y si no es menor de 1.0 tomar registros: Inducción -SP. y Microlog del fondo a 471' (en caso contrario o de duda tomar Gamma Ray, Laterolog y Microlaterolog).
- 6).- Bajar revestidora de 6 5/8" - 20 # hasta el fondo y circular lodo hasta que el pozo esté bien limpio.
- 7).- Usar centralizadora y rascadores, y rotar o reciprocicar la revestidora durante toda la cementación.
- 8).- Bombear 10 barriles de agua dulce con 70 libras de

"mud-Kill" antes del cemento y mezclar los primeros sacos de cemento con otros 10 barriles de agua con 70 libras de "mud-Kill".

9).- Cementar la revestidora con 650 sacos de cemento - con 4% de bentonita de 14 lb/galón. Usar 120 barriles de agua dulce con el cemento. Esperar que fra--  
gue.

Se deben tomar todas las precauciones necesarias para conseguir la mejor cementación posible, especialmente en lo que se refiere a la rotación o reci-  
procación de la revestidora durante la cementación.

10).- Correr registro neutrón del fondo a 471'.

11).- Balear los intervalos corregidos al Neutron-log de acuerdo a la recomendación de baleo.

12).- Hacer sand-frac.

13).- Poner el pozo en prueba.

COSTOS DE OPERACION.-

Los costos de operación para efectuar este trabajo son los siguientes:

1).- Equipo de perforar durante 4 días a		
\$ 1,000.00 por día -----	\$	4,000.00
2).- Revestidora de 6 5/8" - 20# - 1600'	"	5,600.00
		<hr/>
VAN: -----	\$	9,600.00

	VIENEN -----	\$ 9,600.00
3).- Cemento 650 sacos -----	"	1,200.00
4).- Halliburton -----	"	400.00
5).- Registros eléctricos -----	"	800.00
6).- Neutron-log y perforación a bala ---	"	3,110.00
7).- Sand-Frac -----	"	4,500.00
8).- Bentonita -----	"	560.00
		<hr/>
	TOTAL \$ ----	20,170.00
	TOTAL \$ ----	444,590.00

#### PRODUCCION Y ECONOMIA.-

Efectuando el presente trabajo se espera un incremento inicial anticipado de 30 barriles de petróleo por día y un total de petróleo adicional de 35,000 barriles.

El número de meses necesarios para amortizar el capital invertido en la operación le encontramos por la fórmula siguiente:

$$\text{No.meses} = \frac{\text{INVERSION}}{\Delta Q(\text{Bpd}) \times 30 \text{ días} \times \text{ganancia lq./barril}}$$

$$\text{No.meses} = \frac{20,170}{30 \times 30 \times 1.50} = 15$$

La utilidad por dolar invertido basada en una recu

peración adicional de 35,000 barrile le encontramos por la fórmula siguiente:

$$\text{Utilidad} = \frac{\text{Bbls. adic.} \times \text{ganancia liq./barril} - \text{Inversión}}{\text{INVERSION}}$$

$$\text{Utilidad} = \frac{35,000 \times 1.30 - 20,170}{20,170} = 1.25$$

Alta relación agua-petróleo.

EJEMPLO No. 2.-

Bajar tapón permanente con el objeto de aislar las arenas acuíferas.

DATOS SOBRE LA COMPLETACION.-

Fecha: Abril 22 de 1945.

Formación: Parifias.

Intervalos abiertos:           1988' - 2160'  
                                  2173' - 2195'  
                                  2209' - 2217'  
                                  2226' - 2244'

Producción inicial: 421 BPPD x 0 BAPD x 286 ft<sup>3</sup>/barril.

Método: Surgente.

Completado con revestidora perforada a bala.

Producción actual: 30 BPPD x 250 BAPD.

Método: Bombeo.

Producción acumulativa: 95,260 barriles hasta el 31 de Diciembre de 1960.

Revestidora de producción: 5" - 11.5# hasta 2297' cementada con 140 sacos de cemento.

Profundidad efectiva: 2253 pies.

El pozo en referencia fué completado para producir de las arenas de la Formación Pariñas, asignándole una producción inicial de 421 x 0 x 286. Desde hace algún tiempo comenzó a producir, agua, motivo por el cual se trató de aislar la zona acuifera, sentando empaques sucesivamente a 2168' a 2200' y luego a 2110'. En los últimos meses la producción de agua ha aumentado y en la actualidad está produciendo 30 BPPD x 250 BAPD.

Las pruebas han demostrado que las arenas inferiores están llenas de agua por lo tanto se recomienda sentar un tapón permanente DN 5" - 11.5# a más o menos 2165'.

#### PROCEDIMIENTO PARA LLEVAR A CABO EL TRABAJO.-

- 1).- Llenar el pozo con aceite.
- 2).- Sacar el equipo de bombeo.
- 3).- Sacar la tubería de producción y el empaque.
- 4).- Bajar rima para revestidora de 5" - 11.5# hasta 2,200'.

Sacar rima.

- 5).- Bajar tubos de 2 1/2" con tapón D.M. 5" - 11.5# y sentarlo a más o menos 2165' (Ventana 2160'2173').
- 6).- Sin levantar los tubos bombear 50 sacos de cemento puro y desplazar con 3 barriles de agua como cojín y 8 barriles de crudo.
- 7).- Levantar los tubos unos 10 pies y circular con aceite de revestidora a tubos para eliminar el exceso de cemento.
- 8).- Sacar los tubos y el pescante.
- 9).- Bajar la tubería de producción e instalar la unidad de bombeo.
- 10).- Poner el pozo en prueba de producción y anotar los resultados en una hoja de prueba diaria.

COSTOS DE OPERACION.-

1).- Unidad liviana de Servicio duran		
te cinco días a \$ 75.00 por día -----	\$	375.00
2).- 50 sacos de cemento -----	"	80.00
3).- Tapón tipo D.M. -----,	"	220.00
4).- Halliburton -----	"	250.00
5).- Supervigilancia local y limpieza ----	"	125.00
6).- VARIOS -----	"	300.00

---

1,470.00

TOTAL en soles 32,690.00

## CAPITULO V

### TAPONAMIENTO DE LA FORMACION PRODUCTIVA

CAUSAS.- La permeabilidad natural de la roca reservorio puede ser dañada por el lodo de perforación o por fluidos usados en trabajos de reacondicionamiento, por la migración de partículas de formaciones hacia el pozo y su acumulación, por la deposición de precipitados y por la acumulación de parafina. Sin duda existen otras razones que producen el taponamiento de la formación, pero las arriba indicadas son suficientes para poder determinar las medidas de reparación que deben tomarse.

El lodo usado en la perforación o en el reacondicionamiento puede causar la obstrucción a los fluidos que fluyen hacia el pozo, porque una de las propiedades que debe tener un buen lodo, consiste en su habilidad de formar costra altamente impermeable en las paredes del pozo. Los sólidos en suspensión aumentan la densidad del lodo a un punto tal, que puede ejercer una presión hidrostática suficiente para contrarrestar las presiones encontradas en las formaciones que se están perforando. Estas propiedades son deseables y necesarias durante la perforación y en algunos trabajos de reacondicionamiento. Sin embargo

cuando el pozo se ha completado se encuentra que el lodo usado con las propiedades arriba mencionadas han bloqueado el flujo de los fluidos de la formación.

Una de las necesidades del lodo usado en la perforación es el de permitir que el pozo sea perforado lo más rápido posible y al menor costo. Si el daño causado a la formación productiva por el lodo, puede ser corregido por técnicas de estimulación a un costo razonable, debe usarse el lodo que mejor se adapte a esta condición durante la perforación. Esta combinación de un lodo adecuado y las técnicas de estimulación darán como resultado pozos productores de menor costo.

Las partículas de la formación pueden ser erosionadas de la roca reservorio por los fluidos que se están produciendo, y acumularse en y cerca de la entrada al pozo en cantidades suficientes que pueden producir el taponamiento.

Las diferencias de temperaturas y presiones del pozo y la formación, pueden producir precipitados tales como el yeso el cual podría depositarse en el intervalo productivo.

En algunos pozos generalmente los de poca profundidad la parafina se acumula y produce un taponamiento de la formación productiva.



SOLUCIONES.- El taponamiento de la formación causada por el lodo usado en la perforación o en el reacondicionamiento, puede ser remediado por medios mecánicos o químicos. El medio mecánico comunmente usado, consiste en el lavador de perforaciones que se baja mediante cable y la cuchara. Otras veces se baja el lavador de las perforaciones con ayuda de la tubería de producción. También se usa el achicamiento (swabbing), la circulación inversa detrás de la revestidora y el bombeo de fluidos dentro de la formación pero sin que la dañen. Los ácidos son muy efectivos para quitar los precipitados y las partículas de la formación. La parafina puede ser removida del pozo mediante solventes y el calor.

CUCHARA BAJADA CON CABLE.-

El taponamiento de la formación causada por el lodo de la perforación o de reacondicionamiento, puede remediarse mediante medios mecánicos o químicos. El medio mecánico comunmente usado, consiste en el lavador de las perforaciones y la cuchara. Esta herramienta es aplicable -- particularmente en aquellas formaciones en las cuales las presiones de la circulación normal pueden causar pérdidas de circulación. En este caso debe usarse como lodo de perforación, agua salada o cualquier otro líquido que no produzca un daño serio a la roca reservorio y a los fluidos

que contenga. Se lavan las perforaciones y se realiza el cuchareo hasta que el material que se recubre de la formación quede libre de lodo. Lodo acidificado colocado en la parte opuesta al intervalo a lavarse y cucharearse, ha sido usado con cierto éxito para ayudar a remover el lodo.

#### LAVADORES DE PERFORACIONES BAJADOS CON TUBERIA DE PRODUCCION.-

Los lavadores de perforaciones se bajan con ayuda de la tubería de producción en los pozos que producen de formaciones competentes y donde la profundidad es tal que las herramientas bajadas con cable son inefectivas. Los lavadores de perforaciones bajados con tubería de producción pueden ser colocados de modo que, sobre la formación se ejerza la presión del fluido o se ejerza una succión. Puede ser necesario ejercer una presión de fluido sobre la formación para poder aflojar el bloqueo. Pero, después de haberse conseguido el aflojamiento es aconsejable que la sección del lavador de las perforaciones debe actuar a la inversa, es decir, produciendo succión, para poder jalar el material de bloqueo al pozo, de donde luego será sacado. No debe permitirse que dicho material se acumule nuevamente. ya que puede formarse un nuevo taponamiento.

### ACHICAMIENTO (SWABBING).-

Otro modo de sacar el lodo de perforación de la formación consiste en realizar una operación de achicamiento. Esto hace que el pozo se llene de arena. Si esto ocurre, se baja la tubería de producción y se realiza una circulación inversa. Debe usarse como fluido de perforar el agua salada u otro líquido apropiado. Después de la circulación inversa se vuelve la tubería de producción a su sitio, repitiéndose este ciclo tantas veces sea necesario hasta conseguir que el fluido salga completamente libre de lodo.

### CIRCULACION INVERSA DETRAS DE LA REVESTIDORA.-

También se usa frecuentemente la circulación inversa, de agua salada u otro fluido que no dañe la formación, detrás de la revestidora opuesta a la formación, (para esto se coloca un obturador tipo pared en el intervalo perforado a bala). Este método de quitar el lodo de perforación no es tan eficiente como los descritos anteriormente.

### BOMBEO EN LA FORMACION.-

También se usa el bombeo en la formación con agua salada, petróleo crudo, destilados, etc. con el objeto de penetrar y romper el taponamiento debido al lodo, para permitir que los fluidos de la perforación penetren al pozo.

Han existido cierto número de trabajos de fracturamiento hidráulico, que han tenido como fin principal romper el taponamiento del lodo que existía alrededor y en las vecindades de las paredes del pozo. Probablemente algunos de los trabajos de acidificación han tenido éxito, más porque han penetrado y roto los bloques de lodo que por los efectos del ácido.

#### LODO ACIDO.-

Los tratamientos de lodo ácido, usualmente del orden de los 1000 galones han probado ser efectivos para quitar el taponamiento del lodo, en los pozos capaces de producir en forma surgente. En aquellos pozos donde la presión del reservorio es mayor que la presión hidrostática ejercida por una columna de agua salada, este método de estímulo es probablemente el más efectivo. El rimado del intervalo productivo debe llevarse a cabo para quitar la costra del lodo. Para el rimado debe usarse un fluido de perforar que no dañe la formación.

Las técnicas explicadas arriba para remover el taponamiento del lodo, puede también aplicarse para romper el taponamiento causado por partículas de la formación.

#### REMOCION DE PRECIPITADOS.-

La deposición de precipitados en el intervalo productivo puede ser detectado por la presencia de dichas sus

tancias en la tubería de producción, o por el examen y análisis de los materiales sacados del pozo mediante el lavado y cuchareo. Los tratamientos con ácidos son los más efectivos para remover este tipo de obstrucciones.-

#### REMOCION DE LA PARAFINA.-

La parafina puede ser quitada del interior del pozo y de las paredes de la formación expuestas al pozo, mediante la inyección de solventes. Si el intervalo a tratarse está a poca profundidad se puede usar petróleo o agua salada caliente. Una nueva técnica empleada ultimamente, para disolver depósitos de residuos pesados de petróleo y de parafina, consiste en inyectar mezclas de butano y petróleo - del orden de 5,000 a 20,000 galones dentro de la sección productiva. El poco tiempo de uso de esta técnica nos indica que tiene que realizarse mayores pruebas antes de poder evaluar con exactitud su efectividad.

\*\*\*\*\*

## CAPITULO VI

### REPERFORACION A BALA Y RECOMPLETACION

CAUSAS.- La reperforación puede ser necesaria y algunas veces imperativa para poder establecer o mantener el flujo de petróleo y gas al pozo en cantidades comerciales. Puede suceder que en la perforación a bala realizada originalmente no se haya obtenido una penetración suficiente o adecuada. Con frecuencia se encuentra que el intervalo perforado en los pozos de petróleo está situado incorrectamente. Esto se debe no solamente a los errores inherentes al ser humano, sino también a que las técnicas y los aparatos para medir las profundidades que se han usado en el pasado, eran menos exactos que las que se emplean en la actualidad. Las perforaciones originales de pozos antiguos algunas veces están taponeados o éstas no llegaron a realizarse por falla de la escopeta perforadora. Es por lo tanto a veces necesario realizar nuevas perforaciones a bala en el intervalo completado, con el objeto de obtener mayor área de drenaje del reservorio. Puede ser también aconsejable aumentar la densidad de las perforaciones para obtener un drenaje más completo y más rápido. Algunas veces se realizan perfora-

ciones de diámetro mayores que los originales, para facilitar el llenado de materiales tales como el cascajo en la parte exterior de la revestidora. También puede hacerse esto con el objeto de tener mayores áreas de exposición de la formación productiva, tanto para pozos productores como para pozos de inyección.

En algunos casos, se han reperforado a bala viejos pozos que estaban produciendo de formaciones competentes, con las modernas escopetas, obteniéndose penetraciones mayores que las originalmente existentes. Como resultado se ha obtenido incremento en la producción de los mismo.

Cuando debido a la declinación natural de la producción o por otras razones resulta antieconómico continuar produciendo de una zona particular del pozo, y existiendo otras formaciones productivas que han sido atravesadas, puede realizarse una recompletación del pozo.

#### SOLUCIONES:

Son particularmente adaptables a las operaciones de reperforación a bala y recompletación, las técnicas usadas a través de la tubería de producción. El equipo está tan perfeccionado que pueden correrse registros y realizar el baleo en pozos de muy alta presión. Se han diseñado algunas unidades que tienen prensaestopas con 10,000

libras por pulgada cuadrada de presión de trabajo, que se usan para trabajar en pozos que tienen una presión de cabeza de 6,000 libras por pulgada cuadrada.

La mayor parte de las operaciones de reperforación a bala o recompletación, requieren de la presencia de un fluido dentro del pozo, para contener y controlar las presiones concentradas en las formaciones. El fluido no debe causar un daño permanente a la completación del pozo. Por esta razón frecuentemente se usa agua salada, petróleo u otro tipo de fluido que se prepara especialmente para estas clases de operaciones. Estos fluidos en general son de poco peso y por lo tanto la presión hidrostática que proporcionan, pueden no ser suficientes para llevar a cabo un baleo convencional a cable en las formaciones de alta presión.

En lugar de emplear un lodo de perforación de alto peso como fluido a usarse en el baleo de zonas de grandes presiones, o de zonas cuyas presiones no se conocen positivamente, trayendo como consecuencia un daño a la formación el pozo puede ser equipado de tal modo que su completación se haga a través de la tubería de producción. El fluido de poco peso deseado puede entonces ser usado, perforándose la revestidora con una escopeta que puede correrse dentro de la tubería de producción; controlándose de ese modo la presión de la formación.

Otra técnica para balear zonas de presiones altas



o desconocidas, con un fluido de poco peso dentro del pozo, consiste en usar la escopeta colocada y accionada por la tubería de producción, o mediante un disparador que se deja caer dentro de esta tubería. Este asentamiento de la tubería de producción permitirá realizar una prueba, y se deseará continuar con la producción del pozo si éste pudiera ser capaz de tener surgencia natural.

Cuando se realiza una recompletación en una formación superior, es necesario taponear el intervalo donde se hizo anteriormente una completación. Esto tiene por objeto impedir el movimiento de los fluidos de una completación a otra. Si se tiene la certeza que la cementación -- primaria realizada, o se crea con bastante seguridad que el cemento en el espacio anular exterior de la revestidora, impida la canalización o migración de los fluidos, lo único que habría que hacer sería taponear la parte interna de la revestidora por encima del intervalo que se piensa abandonar. Se han usado diferentes tipos de tapones, la selección del tipo apropiado está determinado principalmente por la parte económica. Puede usarse tapones de cemento, los cuales pueden ser colocados mediante una cuchara o a través de la tubería de producción. También pueden usarse tapones de plástico hechos enteramente de este material o de arena mezcladas con material plástico que también se colocarán con una cuchara. También pueden usarse

tapones puentes con el mismo fin los cuales se asentarán mediante la tubería de producción, la tubería de perforar o mediante cable. El tope del tapón puente puede ser protegido por una capa de cemento que impediría que éste se aflojara.

Si existiese alguna duda sobre la efectividad del trabajo de cementación primaria, y se desea realizar una recompletación en la formación superior, el intervalo a abandonarse debe ser tratado con cementación forzada. Debe usarse un retenedor durante la operación para eliminar la posibilidad de tener que perforar una parte del cemento dentro de la revestidora. Puede ser necesario cerrar o bloquear a presión el intervalo seleccionado para la recompletación, con el objeto de aislar los fluidos contenidos en esta zona. El aislamiento mediante la presión forzada ha sido realizado por baleo del intervalo donde se hizo la completación realizando la inyección forzada a través de estas perforaciones, perforando el material que queda dentro de la revestidora, probando luego el trabajo realizado, y reperforando a bala para la completación. Este método no es muy usado, porque existe la posibilidad de dañar la revestidora debido al baleo repetido.

Cuando la recompletación se realiza a una profundidad que está por debajo del intervalo completado que se

desea abandonar, es necesario que éste último sea sellado por las razones anteriormente expuestas. Esto usualmente se realiza mediante un trabajo de cementación forzada, para lo cual se usa una herramienta tipo recuperable que se encarga de colocar el cemento. Una vez que el cemento ha fraguado se perfora lo que queda dentro de la revestidora y se realiza la prueba de presión. Si la prueba resulta satisfactoria, y si no es necesario hacer una inyección forzada en el intervalo a recompletarse, puede balearse la revestidora para llevar a cabo el trabajo.

#### REPERFORACION A BALA .-

#### EJEMPLO No. 1.-

Perforar a bala las arenas de la Formación Talara en un pozo que fué completado en las arenas de -- las Formaciones Pariñas y Palé Greda.

#### DATOS SOBRE LA COMPLETACION INICIAL.-

Fecha: 30 de Abril de 1956.

Formación: Pariñas y Palé-Greda.

Intervalo abierto: 2043' a 3343'.

Producción inicial: 160 BPPD x 0 BAPD x 1265 ft<sup>3</sup>/Bbl.

Método: Surgente.

Completado con revestidora baleada.

Producción actual: 19 BPPD x 1 BAPD x 2832 ft<sup>3</sup>/Bls.

Producción acumulativa: 53,980 barriles hasta el 31 de Ju  
llo de 1960.

#### DISCUSION Y JUSTIFICACION.-

En el pozo en referencia se recomendó perforar a ba  
la las arenas de la Formación Talara debido a su buena fluo-  
resencia en las muestras de manaleta y a su buen desarro-  
llo en el electric-log. Este pozo fué perforado como pozo -  
de desarrollo de las arenas Pariñas-Pale-Greda. Fué com-  
pletado con lana en Pale Greda y perforada a bala en Pari  
ñas. Después de fracturar ambas arenas su producción ini-  
cial fué de 160 barriles por día. Hasta Julio del año -  
1960 su producción bajó a 19 barriles por día.

Después de la completación las arenas de la Forma-  
ción Talara del intervalo 520' - 560, comenzaron a producir  
a través del espacio anular entre la revestidora de superfi-  
cie y la revestidora de producción a razón de 50 barriles -  
por día. Esto además de indicar una mala cementación dá  
una idea de la producción que se puede esperar de las are-  
nas de la Formación Talara en este pozo.

Las arenas Talara producen en esta área en algunos  
pozos que fueron abiertos en la completación junto con Pa  
riñas, por lo que no se puede estimar su producción adicio

nal acumulada. Al abrir Talara en uno de estos pozos la producción aumento en 50 barriles después del fracturamiento.

PROCEDIMIENTO PARA LLEVAR A CABO EL TRABAJO.-

Para llevar a cabo el presente trabajo se seguirán los siguientes pasos:

- 1).- Desfogar la revestidora de superficie con el objeto de botar todo el lodo que puede existir en el espacio anular.
- 2).- Hacer una cementación forzada por la revestidora de superficie usando 75 sacos de cemento puro de 15.4 libras por galón.
- 3).- Cerrar la revestidora de superficie por 24 horas y probar bombeando lodo hasta 1000 psi.
- 4).- Sacar el equipo de bombeo y lavar el pozo con crudo.
- 5).- Sacar los tubos.
- 6).- Correr Neutron-log de 815' a 795' y de 570' a 500'.
- 7).- Balear los intervalos siguientes corregidos al Neutron-log si no muestra gas:
  - 600' - 603' con 10 tiros.
  - 560' - 520' con 60 tiros.
- 8).- Bajar la rima hasta 1000 pies.
- 9).- Bajar tubos y equipo de bombeo.
- 10).- Poner el pozo en prueba.

COSTOS DE OPERACION.-

1) Unidad de servicio durante 2 días a \$ 100.00 por día -----	\$	200.00
2) Baleo y Neutron-log -----	"	900.00
3) Cementación a presión -----	"	280.00
4) Supervigilancia y limpieza de la locación -----	"	100.00
5) VARIOS -----	"	100.00
		<hr/>
TOTAL: --	\$	1,580.00
TOTAL en	\$	42,660.00

PRODUCCION Y ECONOMIA.-

Abierta las arenas de la Formación Talara se espera un incremento inicial anticipado de 40 barriles de petróleo por día y un total de petróleo adicional de 22,500 barriles. La producción adicional se ha calculado asumiendo una recuperación de 50 barriles por acre-pie con un espaciamiento de 10 acres.

El número de meses necesario para amortizar el capital invertido lo encontramos por la misma fórmula empleada en los otros ejemplos, o sea:

$$\text{Meses} = \frac{\text{INVERSION}}{\Delta Q \text{ (Bpd)} \times 30 \text{ días} \times \text{ganancia liq./barril}}$$

$$\text{Meses} = \frac{1,580.00}{40 \times 30 \times 1.50} = 0.87 \quad 1$$

La utilidad por dolar invertido basada en una recuperación adicional de 22,500 barriles lo encontramos -- también por la fórmula:

$$\text{Utilidad} = \frac{\text{Bbls adic.} \times \text{ganancia liq./barril} - \text{Inversión}}{\text{INVERSION}}$$

$$\text{Utilidad} = \frac{22.500 \times 1.30 - 1580.00}{1580.00} = 17.5$$

### RECOMPLETACION.-

#### EJEMPLO No. 2.-

Sacar la revestidora de 6 5/8" y recompletar el pozo con revestidora perforada a bala. Este caso es de un pozo situado en una zona de inyección de agua.

#### DATOS SOBRE LA COMPLETACION INICIAL.-

Fecha: Enero 15 de 1920.

Formación: Basal Salina.

Intervalo abierto: 1460' a 1575'.

Producción inicial: 27 barriles de petróleo por día.

Método: Surgente.

Completado con lana.

Este pozo en la actualidad no está produciendo, pero, debido a su posición estructural completamente favorable y a la ejecución del proyecto de inyección de agua se decidió recompletarlo para volver a ponerlo en producción.

#### DISCUSION Y JUSTIFICACION.-

El pozo en referencia fué completado a hueco abierto en la arena Basal Salina en Enero de 1920 con una producción inicial de 27 barriles de petróleo por día. Posteriormente se le hizo limpieza y aunque no se encuentran catos precisos parece que se le instaló 127' de lana de 5".

Desde que este pozo está colocado estratégicamente en el proyecto de inyección de un determinado reservorio para producir el petróleo de la zona Oeste que actualmente no se produce por ningún pozo se recomendó sacar la revestidora de 6 5/8" y recompletar el pozo con revestidora de 4 1/2" - 11.6 # cementados como pozo productor.

En la condición actual del pozo en que la revestidora se encuentra rota y no puede ser reparada, resulta más barato sacar dicha revestidora y recompletar este pozo,



que abandonarlo y perforar otro nuevo con el mismo fin.

PROCEDIMIENTO PARA LLEVAR A CABO EL TRABAJO.-

Para llevar a cabo el trabajo se seguirán los siguientes pasos:

DEPARTAMENTO DE PERFORACION.-

- 1).- Bajar el wash-over desde la superficie hasta donde pueda llegar con facilidad y sin sacar ninguno de los tubos de 6 5/8".
- 2).- Con el wash-over dentro del pozo sujeto por uñas, tratar de pescar la lana de 5".
- 3).- Sacar suficiente número de tubos para poder bajar el Kelly.
- 4).- Seguir bajando el wash-over usando el Kelly y la masa rotaria si fuera posible hasta 1460'.
- 5).- Sacar el resto de la revestidora de 6 5/8" sin sacar los tubos del wash-over del pozo.
- 6).- Sacar la lana de 5".
- 7).- Limpiar el pozo hasta el fondo circulando con lodo de agua dulce y peso natural.
- 8).- Sacar registro eléctrico y microlog del fondo a 1060'
- 9).- Bajar revestidora de 4 1/2" - 11.6 #.
- 10).- Sacar los tubos del wash-over y cementar la revestidora de 4 1/2" - 11.6 # usando 670 sacos de cemen

to puro de 14.5 libras/galón.

- 11).- Si el cemento no circula a la superficie tomar registro de temperatura.

DEPARTAMENTO DE PRODUCCION.-

- 1).- Llenar el pozo con crudo y sacar los tubos.
- 2).- Correr registro Neutron del fondo a más o menos 900' y correlacionarlo con el registro eléctrico.
- 3).- Balear el pozo de acuerdo a la recomendación de baleo.
- 4).- Fracturamiento.
- 5).- Poner el pozo en prueba y anotar los resultados en la hoja de pruebas diariamente.

COSTOS DE OPERACION.-

DEPARTAMENTO DE PERFORACION.-

1).- Operación durante 7 días a \$		
1,000.00 por día -----	\$	7,000.00
2).- Registros eléctricos -----	"	750.00
3).- Revestidora de 4 1/2" - 11.6#		
1600' -----	"	2,370.00
4).- Cabeza -----	"	500.00
5).- Cemento 670 sacos -----	"	1,070.00
		<hr/>
VAN: ----	\$	11,690.00

	VIENEN: --	\$	11,690.00
6).- Halliburton -----		"	350.00
			<hr/>
	TOTAL:	\$	12,040.00

DEPARTAMENTO DE PRODUCCION.-

1).- Unidad liviana de servicio duran			
te 2 días a \$ 75 por día -----		\$	150.00
2).- Neutron-Log -----		"	210.00
3).- Perforación a bala -----		"	1,460.00
4).- Fracturamiento -----		"	3,300.00
5).- Supervisión más limpieza -----		"	240.00
6).- VARIOS -----		"	250.00
			<hr/>
	TOTAL: -----	\$	5,610.00
	GRAN TOTAL: -----	\$	17,650.00
	TOTAL EN ---	\$	476,550.00

PRODUCCION Y ECONOMIA.-

Efectuando el presente trabajo se espera una producción inicial de 40 barriles de petróleo por día con un promedio de 35 barriles durante los meses de la amortización y un total de petróleo recuperable de 55,000 barriles.

El número de meses necesario para amortizar el capital invertido en la operación será:

$$\text{No. meses} = \frac{\text{INVERSION}}{\Delta Q \text{ (Bpd)} \times 30 \text{ días} \times \text{ganancia liq./barril.}}$$

$$\text{No. meses} = \frac{17,650}{35 \times 30 \times 1.50} = 9$$

La utilidad por dolar invertido basada en una recuperación de 55,000 barriles será:

$$\text{Utilidad} = \frac{\text{Bbls adic.} \times \text{ganancia liq./barril} - \text{Inversión}}{\text{INVERSION}}$$

$$\text{Utilidad} = \frac{55,000 \times 1.30 - 17,650}{17,650} = 3.0$$

\*\*\*\*\*  
\*\*\*

## CAPITULO VII

### FUGAS EN LA TUBERIA REVESTIDORA (Y COLAPSO)

CAUSAS.- Las fugas en la tubería revestidora pueden ser causadas por la corrosión, por el uso excesivo de la parte interna debido al rozamiento de la tubería de producción, a la tubería de perforar o a otras herramientas, y por falla de las uniones. También se considera que las fugas son originadas por soldadura inapropiada de los ragadores y centralizadores, FIG. 13-A.

La falla más común que produce fugas debido a la corrosión es aquella que resulta por no proteger la parte externa de la tubería revestidora de los fluidos corrosivos. Los viajes repetidos y la rotación prolongada de las tuberías de producción y de perforar, producirán un excesivo desgaste en la parte interna de la revestidora dando como resultado las fugas. FIG. 12- A-B.-

En los pozos de bombeo el movimiento recíprocante de la tubería de producción debida a la acción de la bomba de subsuelo producirá el desgaste de la revestidora y por consiguiente podría originar una fuga.

El mal funcionamiento del equipo de gas-lift puede conducir a que chorros de gas actúen contra la pared

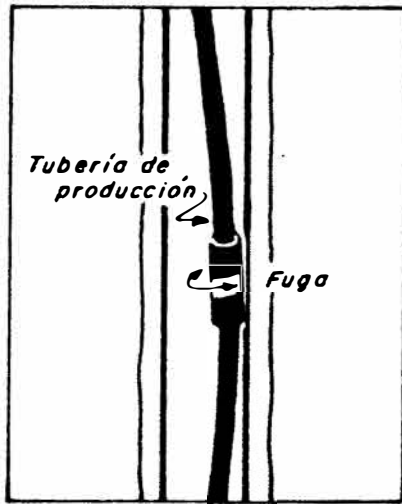


Fig. 12-A

ROTACION DEL COPLE DE LA TUBERIA DE PRODUCCION CONTRA LAS PAREDES DE LA REVESTIDORA.

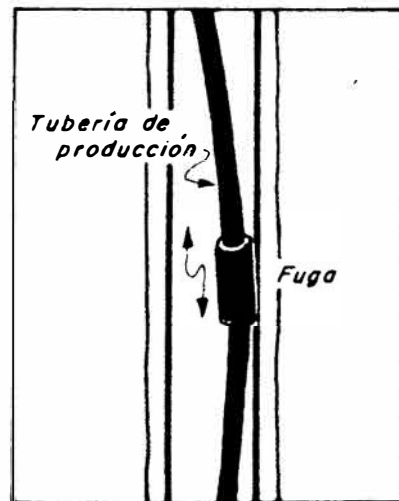


Fig. 12-B

MOVIMIENTO RECIPROCANTE DEL COPLE DE LA TUBERIA DE PRODUCCION CONTRA LAS PAREDES DE LA REVESTIDORA.

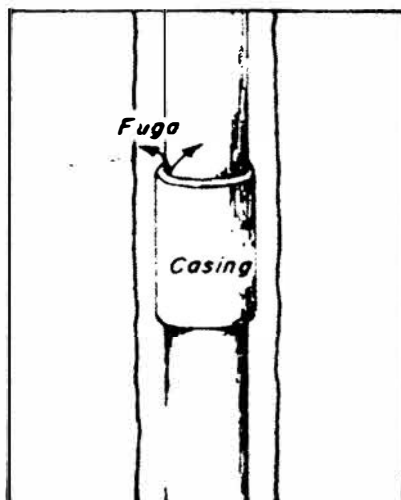


Fig. 12-C

EL ENROSCAMIENTO INADECUADO PUEDE PRODUCIR FUGAS EN LOS HILOS.

de la revestidora ocasionando una fuga.

Existen varias causas de formación de fugas por fallas en las uniones de la revestidora y entre ellas - las más importantes son tres: 1<sup>o</sup>) Cuando existen hilos de rosca dañados y que no han sido debidamente reparados; 2<sup>o</sup>) Cuando el enroscado de las uniones es deficiente; y 3<sup>o</sup>) Una tensión excesiva en la sarta revestidora. Este último caso se produce cuando la revestidora - está en tensión y no tiene soporte de cemento y en caso extremo podría producir el desembonamiento de la unión.

FIG. 12-C.

Una de las causas del colapso de la revestidora es el movimiento de los estratos atravesados por el pozo. Esto no es usual en las áreas cuya producción se obtiene de arenas bien consolidadas, pero en las no consolidadas puede producir el movimiento de los estratos -- principalmente cuando se han producido grandes volúmenes de arena junto con los fluidos. Otra causa del colapso sería la ineficacia de la tubería revestidora para soportar las presiones externas que está sujeta. La revestidora también puede sufrir rotura por estallido debido a excesivas presiones internas. FIG. 13-B.

#### SOLUCIONES.-

Los problemas de fugas en la revestidora pueden

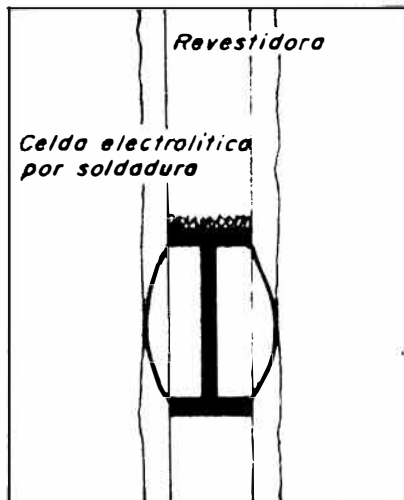


Fig 13-A

LA SOLDADURA DEL CENTRALIZADOR DE LA REVESTIDORA PUEDE CAUSAR UNA CELDA ELECTROLITICA Y FUGA POR CORROSION.

EL MOVIMIENTO DE ESTRATOS PUEDE PRODUCIR COLAPSO DE LA REVESTIDORA.

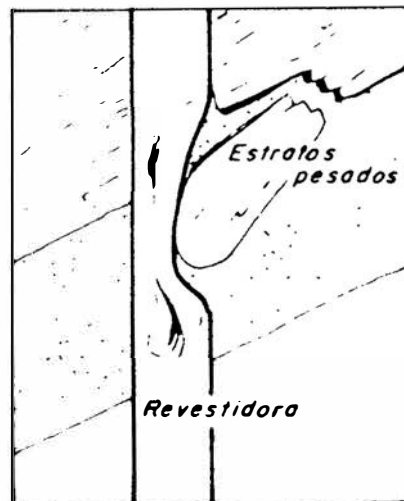


Fig. 13-B



ser muy costosos. Ellas pueden dar como resultado introducción de fluidos y sustancias no deseables dentro del pozo. Puede ser también posible que se pierda el petróleo o gas de la zona productiva al permitirse que se abran otras formaciones como resultado de la fuga en la revestidora. La revestidora colapsada puede restringir o impedir la producción del pozo.

Cuando se sabe que existen estas condiciones es imperativo tomar medidas adecuadas para reparar el pozo. Después de haber localizado la sección dañada de la revestidora pueden seguirse los siguientes métodos de reparación:

#### CEMENTACION FORZADA.-

Un método de reparar la fuga de la revestidora una vez que ésta ha sido localizada consiste en inyectar a presión cemento, material plástico o una mezcla de cemento y petróleo. Se han encontrado que en ciertas áreas algunos de estos materiales son más efectivos que otros. FIG. 14-A.

Si se usa un equipo combinado tapón puente y herramienta de inyección para localizar la fuga este equipo puede utilizarse también para las operaciones de inyección forzada, colocándose el tapón puente cerca y debajo de la fuga con el fin de evitar una mayor área de

exposición de la revestidora. FIG. 14-B.

Si se usara solamente un obturador para localizar la fuga sería necesario sacarlo del pozo y luego habría que bajar un tapón y colocarlo ligeramente debajo de la fuga. Enseguida habría que bajar la herramienta para realizar el trabajo de inyección forzada.

El material sellante sea este cemento, material-plástico etc., se inyecta a presión a través de la fuga y alrededor del anillo exterior de la revestidora siguiendo la técnica de la inyección forzada. Sin embargo debe anotarse que la presión final de trabajo es usualmente más baja que la que se usa normalmente en trabajos convencionales de inyección forzada.

Después de haber esperado el tiempo suficiente para el fraguado del material sellante, se perfora el material que ha quedado dentro de la revestidora y se prueba la sección tratada para comprobar si la fuga ha sido reparada eficientemente.

#### INSTALACION DE SARTAS INTERIORES.-

En pozos de alta presión y si la revestidora es suficientemente grande puede bajarse y cementar una sarta interior para remediar la fuga existente. En pozos poco profundos y de baja presión se suspende de la cabeza del pozo una sarta interior y en lugar de cementarlo se hace

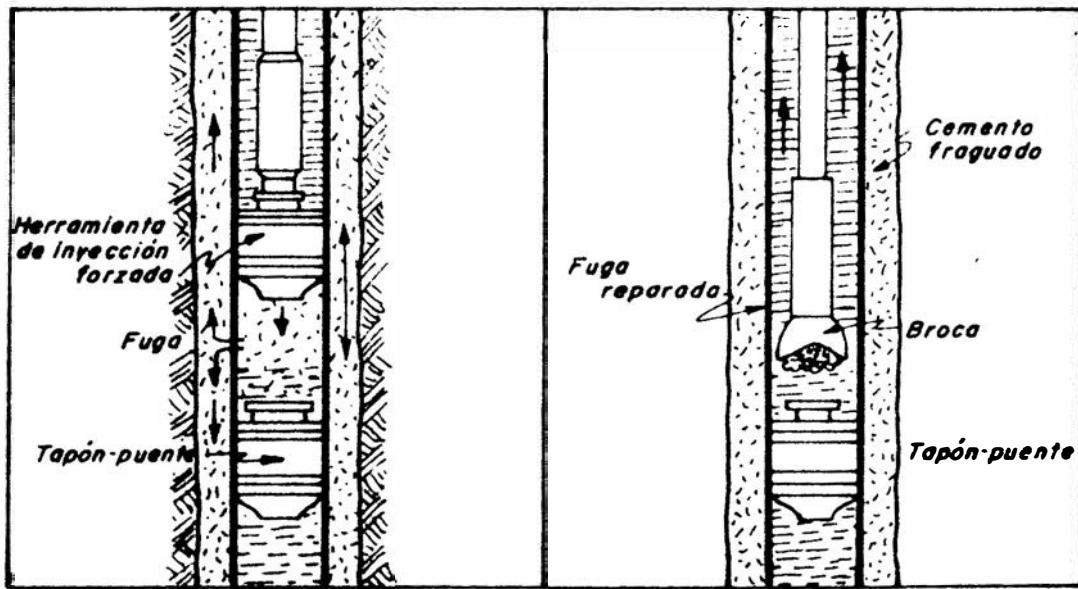


Fig. 14-A

Fig. 14-B

**INYECCION FORZADA A TRAVES DE LA FUGA PARA REPARAR LA REVES-  
TIDORA. EL TAPON PUENTE DEBE COLOCARSE CERCA DE LA FUGA PARA  
DISMINUIR LA CANTIDAD DE REVES-  
TIDORA EXPUESTA A LAS ALTAS PRE-  
SIONES.**

uso de un obturador que se asienta tapando la fuga. FIG. No. 15.

### CORTE, REMOCION Y REPARACION DE LA REVESTIDORA.-

En algunos casos es posible cortar la revestidora un poco debajo de la fuga, recobrándose la sección superior para reemplazar la parte dañada y luego se baja nuevamente la sarta con un sello adecuado para unir con la parte inferior que ha quedado dentro del pozo. Este tipo de reparación de fuga es aplicable a pozos poco profundos. Las fugas originadas por la corrosión de aguas salobres se reparan comunmente siguiendo este método. FIG.16.

Despues de haber localizado la fuga se asienta un tapón en la revestidora por debajo de la fuga y a una distancia corta. Se corta la revestidora en dos por debajo de la fuga y se recupera la parte superior. En seguida se realiza un viaje dentro del pozo para quitar las rebabas de metal que hayan quedado en el tope de la sección cortada y también para acondicionar las paredes del pozo. Se reemplaza la sección dañada de la revestidora y luego se baja la sarta dentro del pozo llevando en su parte inferior un sello tipo enchefe para poder unirlo y sellarlo con la parte inferior. Usualmente se bombea cemento, material plástico o una mezcla protectora en la parte anular de la sección superior de la revestidora antes de que se produzca el sello con la parte inferior.

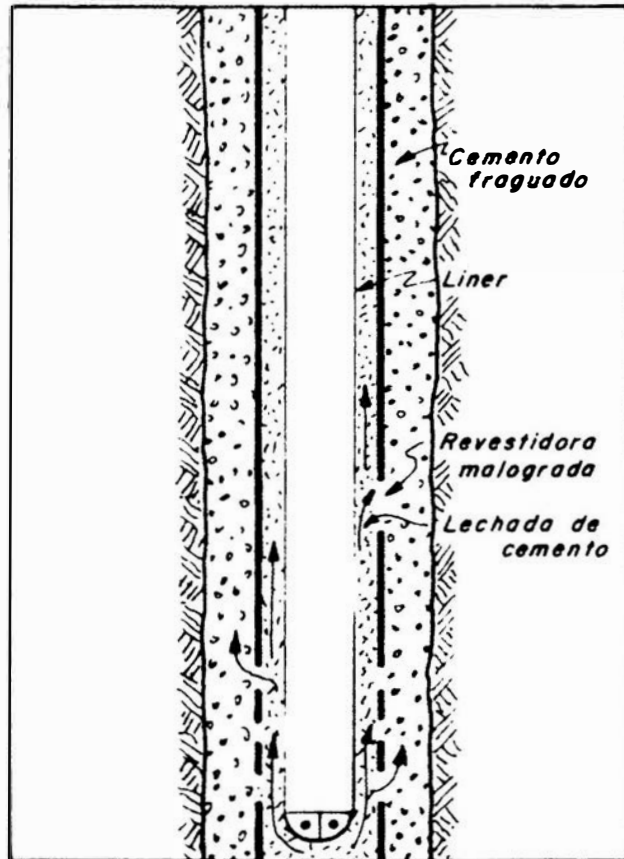


Fig. 15

INSTALACION DE UN LINER CUANDO LA RE-  
VESTIDORA ES SUFICIENTEMENTE GRANDE.  
EL LINER SE CUELGA DESDE LA SUPERFI-  
CIE Y SE CEMENTA DE LA MISMA MANERA  
QUE LA REVESTIDORA ORIGINAL.

Un diseño reciente de las herramientas para realizar esta operación permite cortar la revestidora por debajo de la fuga, y la sección por encima del punto de corte puede ser sacada teniendo la tubería de perforar concéntrica y que a su vez permanece agarrada a la sección inferior de la revestidora. Después de haber cambiado la sección dañada, es entonces posible bajar nuevamente la revestidora de tal modo que la tubería de perforar le sirva de guía lográndose un ajuste rápido y seguro con la parte inferior.

FIG. 17.

#### OTROS METODOS DE REPARACION.-

Para el caso de revestidora colapsada puede ser reparada hasta casi recuperar su diámetro y redondez original mediante el uso del "casing roller". siempre y cuando el grado de colapso no sea muy grande. Para aquellos casos en que existe un excesivo colapso es usualmente más económico y a veces la única solución, la perforación dirigida y la colocación de un liner adecuado.

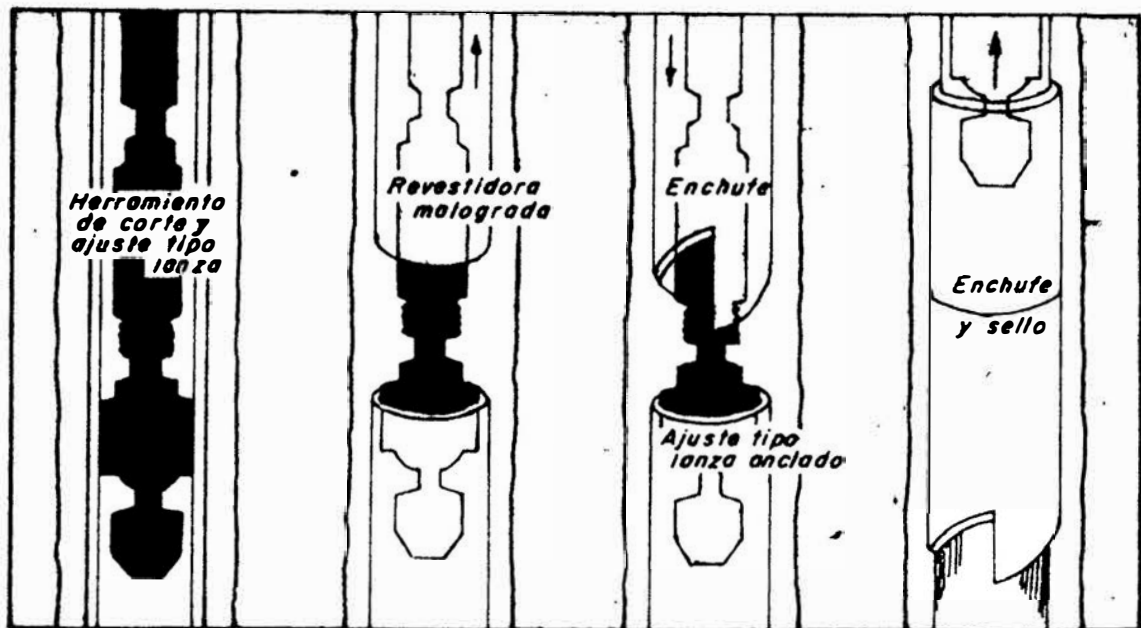


Fig. 17

UNA COMBINACION DE HERRAMIENTA DE CORTE Y UN AJUSTE TIPO LANZA ELIMINA LAS DIFICULTADES DE UNIR LAS DOS PARTES DE LA REVESTIDORA. EL AJUSTE TIPO LANZA SOSTIENE LA PARTE INFERIOR DE LA REVESTIDORA CORTADA Y LA PARTE SUPERIOR SE SACA DEL POZO TENIENDO COMO GUIA LA TUBERIA DE PERFORAR. LA REVESTIDORA REPARADA SE VUELVE A BAJAR, SE SELLA CON LA PARTE INFERIOR SACANDOSE LUEGO EL AJUSTE TIPO LANZA.

FUGAS EN LA REVESTIDORA.-

EJEMPLO.-

Reparar una fuga en la revestidora localizada a más o menos 1,000 pies de profundidad. El pozo en referencia es un inyector de agua.

DATOS SOBRE LA COMPLETACION.-

Fecha: Agosto 7 de 1959.

Formación: Basal Salina.

Intervalo abierto: 1912' a 2069'.

Revestidora: 5 1/2" - 17 # hasta 2115'.

Profundidad efectiva: 2084'.

Este pozo fué completado en la arena Basal Salina como pozo inyector de agua con revestidora de 5 1/2" - 17 # cementada hasta la superficie. Sin embargo un registro de temperatura tomado en el pozo indica la posibilidad de la existencia de una rotura de la revestidora a más o menos 1,000 pies.

Se recomienda probar la revestidora y si está rota, inyectar el agua por debajo de un empaque sentado sobre las perforaciones.

PROCEDIMIENTO PARA LLEVAR A CABO EL TRABAJO.-

L).- Suspendar la inyección y desfogar el pozo por lo menos durante tres días.



- 2).- Sacar los tubos de 2".
- 3).- Bajar rima hasta el fondo (2084') y lavar el pozo con agua salada.
- 4).- Bajar un empaque tipo BOC y sentarlo a más o menos 1880'.
- 5).- Probar la revestidora a 1200 p.s.i. bombeando agua salada por el espacio anular.
- 6).- Si la revestidora no está rota, sacar los tubos y el empaque y comenzar a inyectar agua por la revestidora.
- 7).- Si la revestidora está rota, sacar el empaque y los tubos.
- 8).- Bajar tubos de 2" con empaque tipo TOP. para revestidora de 5 1/2" - 17 #, preparado para inyección debajo del empaque.
- 9).- Bombear por la revestidora 35 barriles de crudo con 6 galones de Kontol 404, manteniendo los tubos abiertos y sentar el empaque TOP más o menos a 1880 pies.

#### COSTO DE OPERACION.-

El costo de operación vamos a considerar para el caso de que la revestidora se encuentre rota.

1).- Unidad liviana de servicio durante tres días a \$ 75.00 por día -----	\$	225.00
2).- Empaque tipo TOP -----	"	480.00
3).- 35 barriles de crudo y 6 galones de Kontol 404 -----	"	120.00
4).- Supervigilancia local y limpieza -	"	100.00
5).- VARIOS -----	"	50.00

---

TOTAL: ---- \$ 975.00

TOTAL EN \$ 26,225.00

\*\*\*\*\*

## CAPITULO VIII

### CAMBIO DE POZOS PRODUCTIVOS A POZOS INYECTORES

#### CONSIDERACIONES ESPECIALES.-

Los pozos inyectores se usan para el mantenimiento de la presión, o para trabajos de recuperacion secundaria y algunos pozos que se perforan para inyectar agua salada se les clasifica frecuentemente dentro de esta categoría. Los pozos productivos pueden ser convertidos y usados como inyectores ya sea por su posición estructural o por razones de economía. Si el fluido de inyección tiene que inyectarse en la misma formación de donde el pozo ha estado produciendo, puede ser necesario para tener una inyección satisfactoria, realizar un trabajo adicional diferente del de producir una reversión de la dirección de flujo. El equipo del pozo que ha resultado satisfactorio durante su producción, puede no ser apropiado para los propósitos de la inyección, siendo entonces necesario ser reemplazado por otro equipo adecuado. Por ejemplo si se necesita inyectar grandes volúmenes, la tubería de producción tiene que ser sacada del pozo para ser reemplazada por otra de mayor diámetro. Si la inyección tiene que realizarse a

través de la tubería de producción, y se requiere presión para forzar el fluido dentro de la formación, un obturador tipo asentamiento por tensión o tipo Hole-down debe instalarse en la parte inferior de la tubería de producción. Si el fluido a inyectarse es más corrosivo que el que originalmente se producía, o si los mayores volúmenes producen una mayor corrosión, puede ser necesario reemplazar el equipo del pozo por otro más resistente para impedir su deterioro. En algunos casos podría ser necesario instalar un equipo de tratamiento químico para retardar la corrosión. Puede ser necesario realizar un tratamiento y acondicionamiento del fluido a inyectarse en la superficie, para prevenir o retardar el taponamiento de la formación.

Si la inyección debe realizarse en una formación diferente de la que estaba produciendo el pozo, será necesario sellar el intervalo productivo y realizar una recompletación en la zona de inyección. Esto puede realizarse por taponamiento o inyección forzada del intervalo productivo y baleo del intervalo elegido para la inyección. Los volúmenes de inyección son generalmente mayores que los volúmenes de producción. En efecto, en la inyección de agua salada puede ser necesario inyectar miles de barriles de agua por día, y sin embargo los volúmenes de producción de los pozos productores serán considerablemen

te menores. Para poder inyectar grandes volúmenes a presiones razonables y económicas, debe existir en el pozo suficiente área de exposición de la roca reservorio posiblemente mucho mayor de la que se necesita en las operaciones de producción. Esto puede obtenerse por baleo o por la completa remoción de la sección de la revestidora opuesta a la zona de inyección. Si la inyección se realiza a través de las perforaciones, la longitud del intervalo baleado, la densidad de las perforaciones y el tamaño de los mismos, deben ser tales que la roca reservorio se exponga en forma amplia, para poder recibir el fluido de inyección en forma efectiva y eficiente.

La revestidora opuesta a la zona de inyección puede ser removida mediante brocas especiales que la muelen, proporcionándose así una máxima y completa exposición de la roca reservorio. En formaciones no muy compactas es necesario usar algún elemento retenedor de las paredes, tal como un paquete de cascajo que se coloca con la ayuda de un tubo perforado; de esta manera se evita el derrumbe de las paredes dentro del pozo. Además de proporcionar una área de exposición suficiente de la roca reservorio, es necesario eliminar cualquier tipo de bloqueo a la permeabilidad natural de esta roca. En algunos casos será necesario aumentar dicha permeabilidad. El flujo de los fluidos en los pozos productivos, tienden a limpiar las paredes de

la formación expuesta al pozo durante la producción. En los pozos inyectores por el contrario las sustancias o materiales extraños, depositados en las paredes mencionadas, restringen los regímenes de inyección. Se han usado varios métodos y técnicas para limpiar las paredes expuestas al pozo, con el fin de remover los materiales que taponean la permeabilidad natural de la roca reservorio. Los pozos de inyección que no son capaces de flujo natural, frecuentemente son sometidos a chorros de gas para estimular, de modo que produzcan a mayores regímenes y que los fluidos que entran al pozo remuevan el material bloqueado y lo lleven en suspensión a la superficie. Cuando la zona de inyección es a hueco abierto, o la revestidora opuesta a dicha zona ha sido molida, es posible entonces rimar y ensanchar el pozo. Para esta operación se usa un fluido de perforar que no sea dañino a la formación. Con el aumento del diámetro del pozo, además de limpiar las paredes de la formación se habrá aumentado la capacidad de inyección del mismo. Las técnicas que se usaron en los pozos productivos, para remover los materiales que taponeaban la permeabilidad tales como, el cuchareo, el lavado a través de las perforaciones, etc. son también aplicables a los pozos de inyección. Con este propósito se usa comunmente ácidos. El ácido puede ser colocado opuesto a la zona de inyección,

permitiéndose que reaccione con el material de las paredes expuestas al pozo y también con la formación en sí. También puede inyectarse el ácido dentro de la formación. Para evitar que el ácido que se está inyectando se introduzca solamente por la parte más permeable de la zona tratada, se usa una herramienta de acidificación selectiva, permitiéndose así aislar cortos intervalos de la zona para luego realizar la inyección del ácido. De este modo mediante sucesivos asentamientos de esta herramienta se acidificará toda la zona de inyección.

Los ácidos no solamente sirven para remover los materiales que están restringiendo la permeabilidad natural, sino pueden aumentar dicha permeabilidad por su acción sobre la roca reservorio. Además, sin duda se produce un aumento de la permeabilidad debido a las fracturas que se producen por la inyección a presión. También puede realizarse el aumento de la permeabilidad natural, mediante el fracturamiento hidráulico con lo cual se podría aumentar los regímenes de inyección.

#### CONVERSION DE POZO PRODUCTOR A POZO INYECTOR.-

##### EJEMPLO No. 1.-

Recompletar un pozo que fué productor para convertirlo en inyector.

El pozo actualmente se encuentra cerrado.

DATOS SOBRE LA COMPLETACION INICIAL.-

Fecha: Octubre 21 de 1938.

Formación: Verdún.

Intervalo abierto: 254' a 1061'.

Producción inicial: 157 barriles de petróleo por día.

Método: Bombeo.

Completado con lana.

Producción acumulativa: 58,900 barriles al 31 de Diciembre de 1959.

DISCUSION Y JUSTIFICACION.-

El pozo en referencia fué completado con lana perforada en la Formación Verdún en Octubre del año 1938 con una producción inicial de 157 barriles de petróleo por día. Actualmente el pozo no produce, encontrándose cerrado.

Al igual que otros pozos su posición dentro del proyecto de inyección de agua en un reservorio del Nor Oeste del Perú, es buena para pozo inyector, y que debido a que sería más caro abandonarlo para luego perforar un nuevo pozo inyector, se recomienda profundizarlo más o menos unos 300 pies y recompletarlo como pozo inyector con revestidora de 4 1/2" perforada a bala.

El pozo se probará un mes como productor antes de convertirlo en inyector.



PROCEDIMIENTO PARA LLEVAR A CABO EL TRABAJO.-

DEPARTAMENTO DE PERFORACION.-

- 1).- Lavar el pozo con agua salada y sacar los tubos.
- 2).- Sacar lana de 4 3/4".
- 3).- Llenar el pozo con lodo ligero a base de agua dulce.
- 4).- Perforar más o menos 300 pies hasta que el Geólogo de pozo lo indique usando broca de 7 7/8".
- 5).- Tomar registro eléctrico y microlog del fondo a 254 pies.
- 6).- Bajar revestidora de 4 1/2" - 11.6 # del fondo a la superficie y cementarla.

DEPARTAMENTO DE PRODUCCION.-

- 1).- Correr registro Neutron del fondo a 254'.
- 2).- Corregir los intervalos al Neutron Log y balear la revestidora de 4 1/2".
- 3).- Poner el pozo en producción durante un mes por lo menos.
- 4).- Convertir el pozo en inyector.

Durante la cementación bombear 10 barriles de agua dulce con 70 libras de "Mud Kill" antes del cemento y mezclar los primeros sacos de cemento con otros 10 barriles de agua dulce con 70 libras de "Mud Kill".

Se deben tomar todas las precauciones necesarias para conseguir la mejor cementación posible especialmente en lo que se refiere a la reciprocación o rotación de la revestidora durante la cementación.

COSTOS DE OPERACION.-

DEPARTAMENTO DE PERFORACION.-

1).- Operación durante 4 días a \$ 1,000.00 por día -----	\$	4,000.00
2).- Registros eléctricos -----	"	760.00
3).- Revestidora de 4 1/2" - 11.6# 1600' -----	"	2,370.00
4).- Cemento 670 sacos -----	"	1,070.00
5).- Halliburton -----	"	350.00
		<hr/>
TOTAL: -----	\$	8,550.00

DEPARTAMENTO DE PRODUCCION.-

1).- Unidad de servicio durante tres días a \$ 75.00 por día -----	\$	225.00
2).- Neutron-Log -----	"	660.00
3).- Baleo -----	"	1,620.00
4).- Supervisión local más limpieza -	"	365.00
		<hr/>
VAN: -	\$	2,870.00

	VIENEN: -----	\$	2,870.00
5).- VARIOS -----		"	250.00
			<hr/>
	TOTAL: -----	\$	3,120.00
	GRAN TOTAL: -----	\$	11,670.00
	TOTAL EN -----	\$	315,090.00

ABANDONAMIENTO DE POZO.-

EJEMPLO No. 2.-

Taponear con cemento y abandonar un pozo que está situado en una zona de inyección de agua.

DATOS SOBRE LA COMPLETACION.-

Fecha: Setiembre 18 de 1914.

Formación: Basal Salina.

Intervalo abierto: 2427' - 2530'.

Producción actual: 2 BPPD x 192 BAPD.

Producción acumulativa: 58,100 barriles.

DISCUSION Y JUSTIFICACION.-

La frecuencia de servicios necesarios para mantener bombeando este pozo, debido a los problemas de corrosión, su pequeña producción de aceite, y su alta relación petró-

leo-agua, hacen no económico seguir produciendolo.

Además existe otro pozo que podría drenar adecuadamente el área de éste, motivo también por el cual no es necesario que siga produciendo.

Se recomienda por lo tanto taponear con cemento y abandonarlo definitivamente.

#### PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL TRABAJO.-

- 1).- Sacar el equipo de bombeo.
- 2).- Matar el pozo con lodo de 15-16#/galón.
- 3).- Si el pozo muere, cementar 300' de revestidora de 6" con 300 sacos de cemento puro usando tubos de 2" por el espacio anular entre la revestidora y el pozo. Esperar que frague el cemento.
- 4).- Bajar tubos de 2 1/2" hasta cerca del fondo del pozo y bombear 300 sacos de cemento puro de más o menos 15#/galón.
- 5).- Levantar los tubos hasta 1000' y bombear 300 sacos de cemento puro, o hasta que circule a la superficie.
- 6).- Sacar los tubos.
- 7).- Instalar reducción y válvula en la revestidora de 6" y bombear 100 sacos de cemento puro y desplazar con 3 barriles de agua.
- 8).- Cerrar la válvula y esperar una hora.
- 9).- Abrir la válvula, si el pozo fluye agua bombear 50

sacos de cemento puro y desplazar con tres barriles de agua y cerrar la válvula.

10).- Sacar todo el equipo de superficie y poner una marca sobre el hueco abandonado.

COSTO DE OPERACION.-

1).- Unidad liviana de servicio durante dos días a \$ 75.00 por día -----	\$	150.00
2).- 1,000 sacos de cemento a \$ 1.60 por saco -----	"	1,600.00
3).- Halliburton -----	"	650.00
4).- Supervigilancia local y limpieza -----	"	75.00
5).- VARIOS -----	"	50.00
		<hr/>
TOTAL: ----	\$	2,525.00
TOTAL EN ---	\$	68,175.00

---

## CONCLUSIONES

- 1.- El problema de producción excesiva de arena no se ha presentado en los pozos del Nor-Oeste del Perú, porque producen de formaciones consolidadas, salvo el caso de aquellos que han sido completados en la Formación Mal Paso, pero su producción es muy pequeña.
- 2.- En lo que se refiere a malas cementaciones y taponamiento de la formación se presentan con muy poca frecuencia debido al adelanto de la técnica en estos aspectos.
- 3.- Las altas relaciones gas-petróleo y agua-petróleo son los problemas más comunes, de manera particular en los pozos que producen de la Formación Salina.
- 4.- La permeabilidad vertical de la roca reservorio es sin duda uno de los factores principales para que un pozo produzca con alta relación gas-petróleo.
- 5.- Los pozos completados en formaciones que presentan arenas estratificadas, comúnmente producen con altas relaciones agua-petróleo, debido a que las secciones de arenas más permeables se agotan más pronto que las otras, permitiendo que se comience a producir agua de dicha arena agotada.
- 6.- En el ejemplo correspondiente a la conversión de pozo productor a pozo inyector, solo he considerado --

los costos de operación sin incluir los cálculos de  
producción y economía que debe realizarse para el  
proyecto de recuperación secundaria.

\*\*\*\*\*  
\*\*\*\*\*  
\*

**-: B I B L I O G R A F I A :-**

**PETROLEUM PRODUCTION ENGINEERING - EXPLOITAITON, Por:**  
**Lester Charles Uren.**

**PETROLEUM ENGINEERING, DRILLING AND WELL COMPLETIONS,**  
**Por: Carl Gatlin.**

**LOGGING AND PERFORATING SERVICES OIL AND GAS PRODUCTION,**  
**Por: Schelumberger Well Surveying Corp.**

**OIL WELL PUMPING METHODS.**  
**Por: Joseph Zaba.**

**SECONDARY RECOVERY**  
**Por: Oil and Gas Journal.**

**COMPOSITE CATALOG OF OIL FIELD EQUIPMENT AND SERVICES,**  
**Por: Gulf Publishing Company.**

**FUNDAMENTALS OF ELECTRIC LOGGING,**  
**Por: Oil and Gas Journal -B.I.Martin.**

**INFORMES TECNICOS DE COMPANIAS PETROLERAS.**

**SUBSURFACE GEOLOGIC METHODS,**  
**Por: L.W. Le Roy.**

**WORKOVER PROBLEMS,**  
**Por: C.J.Rodgers.**

\*\*\*\*\*

\*