

2ej 46



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA**

**AFLORAMIENTOS DE AGUA POR EFECTOS
DE LA INYECCION EN EL CAMPO POZA RICA**

TESIS PROFESIONAL

**Que para obtener el Título de
INGENIERO PETROLERO
P r e s e n t a**

José Guadalupe Torres Rivera

México, D. F.

1984



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

I N D I C E

	PAG.
1.- INTRODUCCION	1
2.- CAMPO POZA RICA	2
2.1 LOCALIZACION	
2.2 CARACTERISTICAS GEOLOGICAS	
2.3 TIPO DE YACIMIENTO	
2.4 CARACTERISTICAS PETROFISICAS Y PVT	
3.- SISTEMA DE INYECCION DE AGUA	5
3.1 DESARROLLO DEL SISTEMA	
3.2 FUENTE DE SUMINISTRO	
3.3 SISTEMA DE CAPTACION	
3.4 PLANTA DE TRATAMIENTO	
3.5 SISTEMA DE BOMBEO	
3.6 LINEA DE INYECCION	
4.- CALIDAD DEL AGUA DE INYECCION	11
4.1 CONTROL DEL AGUA DE INYECCION	
4.2 CARACTERISTICAS DEL AGUA	
5.- COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO BAJO LOS EFECTOS DE LA INYECCION DE AGUA	21
5.1 ANTECEDENTES	
5.2 PRIMERA ETAPA DE INYECCION DE AGUA	
5.3 SEGUNDA ETAPA DE INYECCION DE AGUA	
5.4 ANALISIS DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE EXPLOTACION	

6.- PROBLEMAS DE AFLORAMIENTOS DE AGUA LODOSA 25

6.1 ANTECEDENTES

6.2 ANALISIS DE POZOS INYECTORES

6.3 PROBLEMAS DE CORROSION TIPO QUIMICO Y BIOLOGICA

6.4 AFLORAMIENTO RECIENTE

6.5 CIERRE E INTERVENCION DE POZOS INYECTORES

6.6 CONCLUSIONES

6.7 RECOMENDACIONES

REFERENCIAS 43

1.- INTRODUCCION

Los métodos de recuperación secundaria han mostrado su bondad, - en todos los campos en que se han establecido, al mantener y aún incrementar la producción de aceite, así como la recuperación final de hidrocarburos.

El método de recuperación secundaria de mayor aplicación en los Estados Unidos Mexicanos, es el que se basa en la inyección de - agua.

El Campo Poza Rica es el primero en la República Mexicana que -- fue sometido a inyección de agua y en donde se han obtenido re - sultados altamente satisfactorios como lo demuestra el hecho de - que a la fecha (60,000 bls/día) el 92% de su producción total se debe al efecto de este fluido.

Sin embargo recientemente a 31 años de haberse implantado el sistema se han empezado a registrar algunos problemas tales como; - afloramientos de agua de inyección en las áreas represionadas, - con los consecuentes problemas de tipo social, puesto que no hay que olvidar que la ciudad de Poza Rica se localiza arriba del yacimiento Cretácico Tamabra del campo del mismo nombre.

En el presente trabajo se analizan las causas probables de estos afloramientos y las líneas de acción tendientes a prevenir y a - eliminar dichos problemas.

2.- CAMPO POZA RICA

2.1 LOCALIZACION

El Campo Poza Rica se localiza al Norte del Estado de Veracruz, a 35 km de la costa del Golfo de México, como se observa en la Fig. 2.1.

El Yacimiento Tamabra del Campo Poza Rica fue descubierto en Mayo de 1930 con la terminación del pozo Poza Rica No. 2 en el intervalo 1864-1986 mBNM situado en la parte correspondiente al casquete de gas, y la explotación de la zona originalmente saturada con aceite, se inició dos años después a través del Pozo Poza Rica No. 3, siendo la presión original del yacimiento de 245 kg/cm^2 a 2200 mBNM.

2.2 CARACTERISTICAS GEOLOGICAS

La formación productora es de edad Cretácica y está constituida en las porciones superiores por zonas estratificadas de capas porosas y compactas de bioclastos y en las inferiores de algunas masas de rudistas, suprayacidas por miembros de bioclastos.

De los cuerpos compactos el más consistente es el denominado Horizonte "f" que para propósitos prácticos divide al yacimiento en dos porciones conocidas como Tamabra Superior e Inferior.

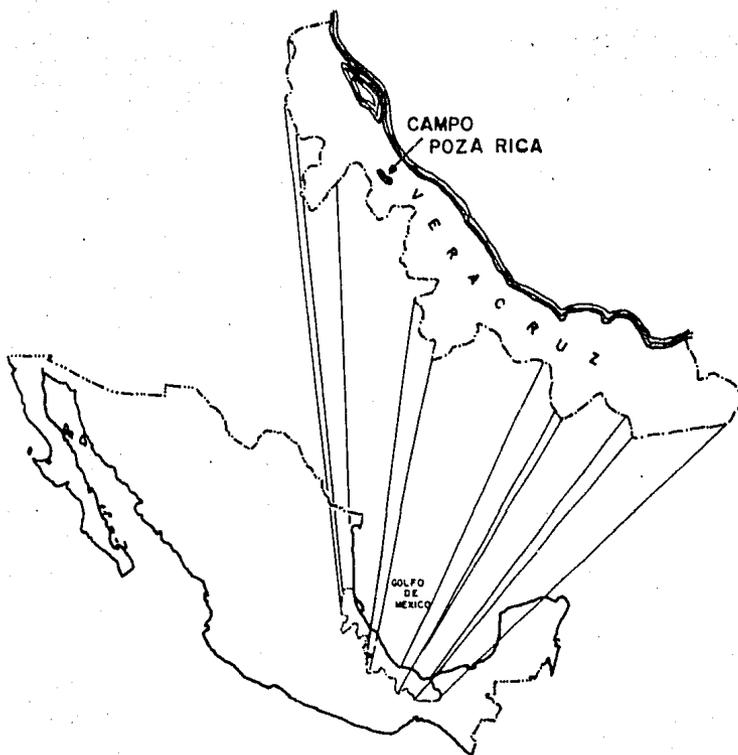


FIG.2.1 YACIMIENTO TAMABRA CAMPO POZA RICA

La estructura es una nariz que buza hacia el Este y Noroeste, estando la acumulación de hidrocarburos controlada por pérdida de permeabilidad y porosidad echado arriba y por el contacto agua-aceite echado abajo. Fig. 2.2

2.3 TIPO DE YACIMIENTO

El yacimiento es de aceites saturado, como lo confirma la presencia del casquete gaseoso a la fecha de su descubrimiento. Durante su etapa inicial de explotación, el mecanismo de empuje principal fue la expansión del gas en solución complementado con la expansión del casquete gaseoso y la entrada parcial de agua.

2.4 CARACTERISTICAS PETROFISICAS Y P.V.T.

Las características principales de este sistema roca-fluido son las siguientes:

2.4.1 CARACTERISTICAS DE LA ROCA

Area productora	104 km ²
Profundidad media	2200 mBNM
Espesor	80 m
Porosidad	0.17 %
Saturación de agua inicial	0.21 %
Permeabilidad	63 mD
Saturación residual de aceite	0.30 %

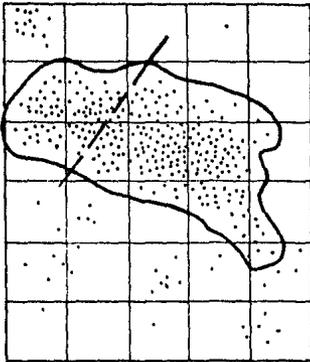
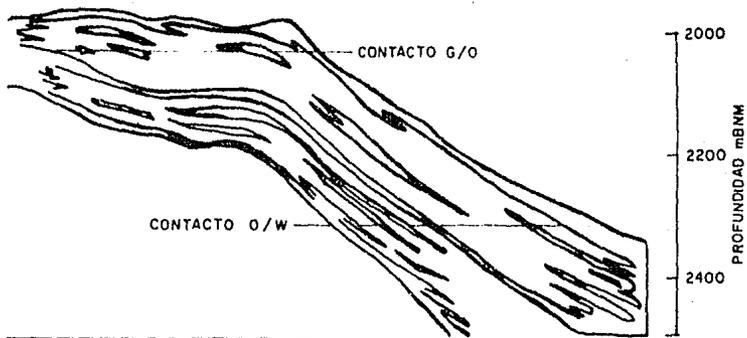


FIG-2.2 SECCION DIAGRAMATICA

2.4.2 CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS

Presión original	245 kg/cm ²
Presión de saturación	245 kg/cm ²
Temperatura de yacimiento	90 °C
Factor de volumen del aceite inicial	1.485 m ³ /m ³
Relación gas disuelto aceite inicial	146 m ³ /m ³
Viscosidad del aceite Pb y Ty	0.9 cp
Densidad del aceite C.A.	31 °API (0.868 gr/cm ³)

3.- SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA

3.1 DESARROLLO DEL SISTEMA

La operación de este sistema de inyección se llevó a cabo - en dos etapas, la primera de ellas estuvo vigente de 1951 a 1962, con una inyección promedio de 126 000 bls/día - - - - - (20 000 m³/día) mediante 28 pozos distribuidos irregularmente, sin haberse alcanzado el objetivo deseado.

Por esta razón se estableció la segunda etapa, iniciada en 1962 con la operación de dos líneas de pozos inyectoras, bajo un sistema frontal, complementadas posteriormente con algunos pozos localizados en las áreas de mayor extracción, - disponiéndose actualmente de un total de 101 pozos a través de los que se ha inyectado un máximo de 267 000 bls/día --- (42 500 m³/día).

Con esta nueva distribución, la respuesta en la producción de aceite se hizo patente tres años después, aumentando de 42 000 a 65 000 bls/día.

3.2 FUENTE DE SUMINISTRO

La demanda de agua utilizada se satisface completamente del Río Cazonas, cuyo cauce pasa en las inmediaciones del sector Oeste de la ciudad de Poza Rica.

El caudal del mismo ha tenido valores máximos promedio de -

360 m³/seg y valores mínimos promedio de 2.3 m³/seg en épocas de estiaje severo.

3.3 SISTEMA DE CAPTACION

3.3.1 BOCATOMA

Las obras en el Rfo Cazonos consisten en un muro de contención, cortina de compuertas, desarenador, así como el canal hacia la estación de bombas de la boca toma.

3.3.2 ESTACION DE LA BOCATOMA

Se tiene instalado un equipo de bombeo consistente en tres motobombas, dos con capacidad de 109 000 m³/día (20 000 GPM) y una de 81 750 m³/d (15 000 GPM) y su función es enviar el agua a las presas de asentamiento.

3.3.3 PRESAS DE ASENTAMIENTO

Se dispone de dos presas de asentamiento con capacidad aproximada de 235 100 m³, así también se cuenta con 5 motobombas de 21 840 m³/día (4 000 GPM) cada una para enviar el agua de las presas a la planta de tratamiento.

3.4 PLANTA DE TRATAMIENTO

El tratamiento del agua utilizado en el sistema de inyección de agua, no es siempre un proceso simple. El tratamiento requiere de un análisis competente y apropiado de la situación, provisión de equipo y material químico adecuado, entrenamiento apropiado del operador y verificación sistemática y continua de los resultados. Un tratamiento inapropiado puede dar por resultado un agua mucho más nociva que el agua cruda original. Un sobretreatmento puede no dañar al agua pero incrementa innecesariamente los costos del proyecto de inyección.

3.4.1 CANAL MEZCLADOR

El canal mezclador tiene una capacidad de conducción de 94 000 m³/d.

3.4.2 PRECIPITADORES

Se dispone de tres precipitadores, dos diseñados para tratar 22 850 m³/día y uno para 30 000 m³/d, lo cual arroja un total de 75 700 m³/día.

3.4.3 FILTROS

Este sistema está integrado con seis filtros de arena, cuatro con capacidad de 11 420 m³/día y dos de 15 000 m³/día, con un total de 75 680 m³/día.

3.4.4 BOMBAS PARA ENVIAR AGUA A DEAERADORES

Para enviar el agua filtrada a los deaeradores se dispone de 6 bombas con capacidad de 16 340 m³/d cada una, lo que da un total de 98 040 m³/d.

3.4.5 DEAERADORES

Están en operación 5 deaeradores con capacidad de 16 350 m³/d cada uno, con lo que se puede tratar un total de 81 750 m³/d.

La Fig. 3.1 nos ilustra el sistema de inyección del campo.

3.5 SISTEMA DE BOMBEO

El sistema de bombeo está integrado por dos estaciones, la que se encuentra ubicada en la Planta de Tratamiento TZ y la estación de rebombeo denominada Campo II, y constituida como se indica a continuación. Fig. 3.2

3.5.1 ESTACION "TZ"

9 Motobombas de baja presión.	Capacidad 10 900 m ³ /d Presión de succión 0 kg/cm ² Presión de descarga 55 kg/cm ²
3 Motobombas de alta presión.	Capacidad 14 400 m ³ /d Presión de succión 55 kg/cm ² Presión de descarga 135 kg/cm ² .

CAMPO POZA RICA

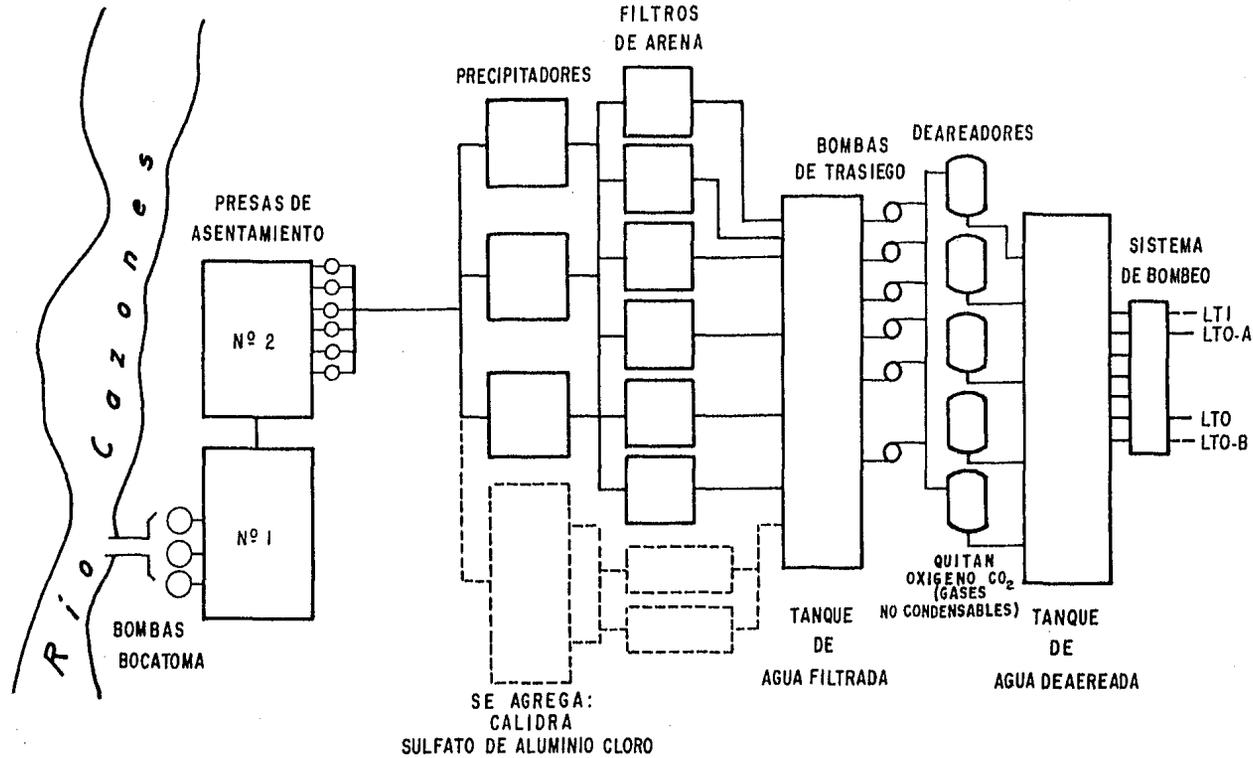


FIG.-3.1 DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA DE INYECCION

3.5.2 ESTACION DE REBOMBEO "CAMPO II"

6 Turbobombas de alta presión. Capacidad 11 650 m³/d
 Presión de succión 22 kg/cm²
 Presión de descarga 180 kg/cm².

3.6 LINEAS DE INYECCION

La inyección de agua al yacimiento, se realiza a dos presiones de operación diferentes, 135 y 180 kg/cm² de acuerdo a la siguiente distribución.

Líneas que parten de la Estación "TZ"

Línea	Diámetro (Pg)	Presión (kg/cm ²)	Observaciones
LT-1	14	135	
LTO-A	14 y 16	135	
LTO	16	55	Conduce agua de TZ a campo II.
LTO	18	55	

Líneas auxiliares

L1	8	135
L2-4B	12	135
L2-3	8	135

El volumen de agua que se envía por las líneas LTO y LTO-B a 55 kg/cm², es rebombado a una presión de 180 kg/cm² en la estación del Campo II y se distribuye como sigue:

Línea	Diámetro (Pg)	Presión (kg/cm ²)	Observaciones
LT-2	16 y 18	180	
LT-3	14 y 16	180	

Líneas auxiliares

L2-4A	10	180	
L3-5W	16 y 12	180	
L3-6W	10	180	
L5E	8	180	
L5-6	8	180	
L6E	12	180	
L6E-9W	6	180	

CAMPO POZA RICA

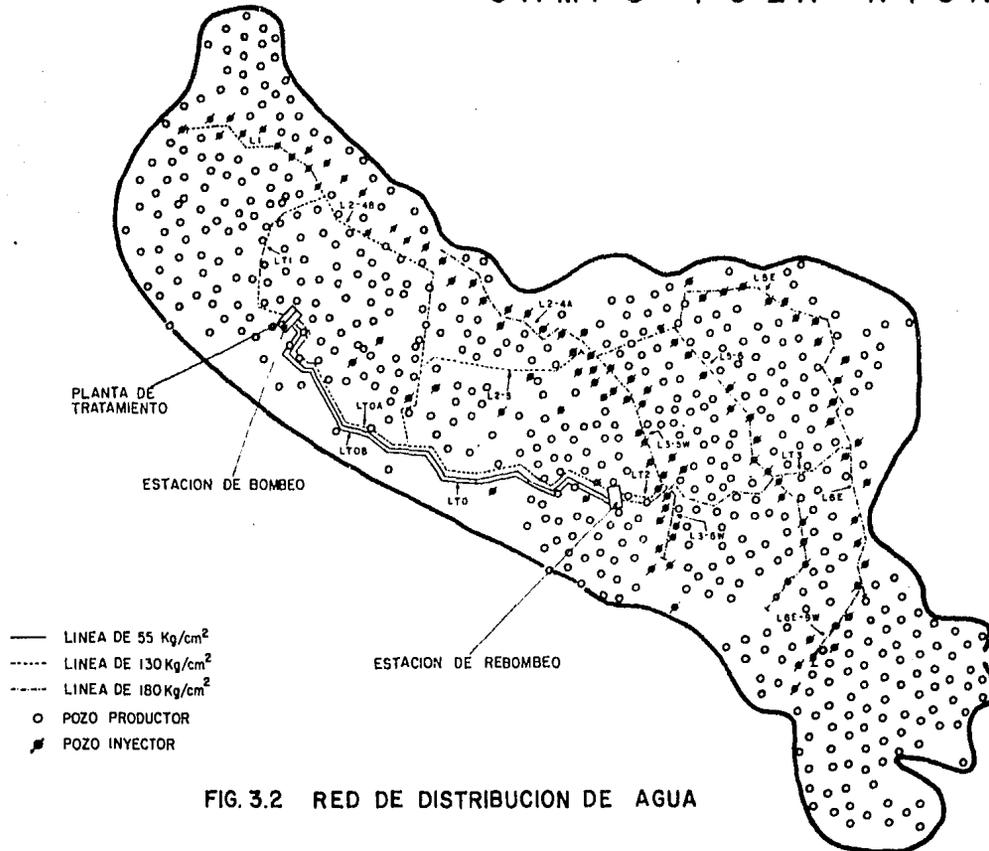


FIG. 3.2 RED DE DISTRIBUCION DE AGUA

4.- CALIDAD DEL AGUA DE INYECCION

4.1 CONTROL DEL AGUA DE INYECCION

El control de la calidad del agua de inyección es importante, debido a los daños que sufriría el sistema de inyección así como el yacimiento.

Muchos yacimientos petrolíferos, en todo el mundo, están actualmente sujetos a los efectos de una inyección de agua -- que se lleva a cabo con dos fines principales.

- 1) Mantenimiento de Presión
- 2) Recuperación Secundaria

Lo anterior es posible solamente debido a la permeabilidad que posee el yacimiento. Es por eso que es de vital importancia evitar dañar esa permeabilidad al obstruir los canales permeables cuando reacciona la roca del yacimiento o -- los fluidos con el agua inyectada. Es evidentemente por lo tanto, que para eliminar esta posibilidad, el agua a inyectar, se debe someter a un tratamiento previo.

Algunas de las causas principales de la obstrucción son:

- 1) Depositación de materia en suspensión
- 2) Incrustaciones (disminución de la solubilidad de sustancias, a condiciones de yacimiento, lo que origina la depositación.)

3) Bacterias (formación de colonias)

Desde el punto de vista mecánico, es decir equipo y accesorios, éstos también se ven afectados por el agua de inyección, ya que puede presentarse el fenómeno de la corrosión.

Los agentes corrosivos son el O_2 y el CO_2 y los sulfuros -- producidos por la reducción de sulfatos debido a bacterias-sulfato-reductoras.

4.2 CARACTERISTICAS DEL AGUA

A continuación se enlistaron los parámetros que deben analizarse, para mantener una calidad buena del agua que se inyecta a la formación.

- 1.- PH
- 2.- Temperatura
- 3.- Turbidez
- 4.- Oxígeno Disuelto
- 5.- Bióxido de Carbono
- 6.- Alcalinidad
- 7.- Dureza Total
- 8.- Dureza al Calcio
- 9.- Cloruros
- 10.- Sulfatos
- 11.- Hierro
- 12.- Silicatos
- 13.- Sólidos Totales Disueltos

- 14.- Cloro Residual
- 15.- Análisis Bacteriológico
- 16.- Olor
- 17.- Color
- 18.- Coagulación
- 19.- Aminas
- 20.- Índice de Langelier y de Estabilidad

De los parámetros enlistados, se hará una descripción breve de cada uno de ellos.

1.- PH

- a) Logaritmo del recíproco de la concentración de iones hidrógeno $\text{PH} = \text{Log}_{10} (1/\text{H}^+)$ o bien, número entre 0 y 14 que indica los grados de acidez o alcalinidad. El agua destilada es neutra y tiene un $\text{PH} = 7$; cuando es menor de 7 hay aumento de acidez y cuando es mayor de 7 aumenta la alcalinidad. La acidez y la alcalinidad se caracterizan por el contenido de sales ácidas y básicas respectivamente. El agua natural tiene un PH que varía entre 6 y 8 siempre y cuando no esté contaminada con residuos industriales.
- b) Debe determinarse en todas las fases del tratamiento
- c) Propósito. La coagulación óptima del agua con sulfatos de aluminio, da lugar a un PH dado. La corrosividad del agua es función del PH y puede corregirse disminuyendo la intensidad ácida mediante la adición

de un alcalí. El depósito de las incrustaciones en las tuberías puede controlarse cambiando la relación entre la alcalinidad y el PH; el rango de control va ría entre 7.2 y 8.0, esto es en el Campo Poza Rica y algunos otros autores indican un rango de 8.5 y -- 8.8.

2.- Temperatura

- a) Este dato influye en la determinación de los índices de Langelier y de estabilidad.
- b) El depósito de incrustaciones depende de la temperatura del agua y algunos análisis de sustancias se efectúan en función de la temperatura.

3.- Turbidez

- a) Medida de la obstrucción óptica de la luz que pasa a través de una muestra de agua, originada por la presencia de materia finamente dividida (arcilla, materia orgánica, etc.) y que no se elimina como la mate ria en suspensión, por filtración; esta caracteristi ca varía según el estado del tiempo.
- b) Debe determinarse en todas las fases del tratamiento
- c) En el agua filtrada, indica operación defectuosa ori ginada por el hidróxido de aluminio que se forma al agregar el sulfato de aluminio o aluminato de sodio; en el agua cruda influye sobre la cantidad de coagu-

lante que se requiere para el tratamiento.

4.- Oxígeno Disuelto

- a) Como todos los gases, tiende a disolverse en el agua, al entrar en contacto con ella en determinada proporción, dependiendo de factores físico químicos. Es importante por su carácter corrosivo por lo que debe -- eliminarse.
- b) Su determinación se efectúa en agua deareada para verificar la eficiencia del deareador que debe mantener con 720 mmHg de vacío, una concentración de 0.5 ppm de O₂ disuelto.

5.- Bióxido de Carbono

- a) Misma característica del Oxígeno Disuelto.
- b) El análisis debe efectuarse en muestras recién obtenidas de agua deareada.
- c) Es importante debido a su poder corrosivo, ya que con el agua forma un ácido débil (carbónico) que proporciona iones, hidrógeno suficientes para el ciclo corrosivo.

6.- Alcalinidad

- a) La alcalinidad es producida por sales (carbonatos, -- hidróxidos y bicarbonatos) constituyendo también los fosfatos y silicatos. En el agua natural proviene de-

bicarbonatos de calcio y magnesio y algunas veces de sodio.

- b) Es importante por su relación con el proceso de coagulación y correctivos del poder corrosivo del agua. El sulfato de aluminio es una sal ácida que al agregarse en pequeñas cantidades al agua natural, reacciona con su alcalinidad formando flóculos y si ésta es insuficiente para reaccionar con todo el sulfato, la coagulación será incompleta y quedará sulfato disuelto en el agua.

Si la alcalinidad antes de la coagulación es igual o mayor que la dosis de sulfato, no se aumenta el poder corrosivo del agua al añadir el coagulante.

7.- Dureza Total

- a) Esta dureza es originada por sales de calcio y magnesio disueltas, que son iones incrustantes que se depositan en los conductos del equipo mecánico, especialmente cuando varían las condiciones de presión y temperatura. La presencia de estos iones se debe a que el agua atraviesa terrenos calcáreos que contienen carbonatos de calcio y magnesio disolviéndolos.
- b) Debe mantenerse igual o menor que la del agua cruda e indica si el agua filtrada es mayor que la del agua cruda, hay exceso en la dosis de sulfato de aluminio.

por disolución del sulfato de calcio formado.

8.- Dureza al Calcio

- a) Debe permanecer igual o menor que la del agua cruda y se determina por iones calcio disueltos (Ca^{++}).

9.- Cloruros

- a) Componentes habituales en las aguas naturales y que provienen de depósitos salinos por los que ha pasado el agua.

10.- Sulfatos

- a) Misma explicación anterior.
- b) La determinación se efectúa en agua cruda y filtrada, lo que da idea del exceso de alumbre añadido y el cual no debe ser mayor de dos ciclos de concentración con respecto al contenido de sulfatos en agua cruda.

11.- Fierro

- a) Ión constante como el calcio y el magnesio que aparece en pequeñas cantidades en aguas naturales.
- b) El fierro se encuentra como ión férrico (Fe^{+++}) en las aguas superficiales. Es importante como ión in crustante y es un indicador de corrosión en las líneas.

12.- Silicatos

- a) Compuesto incrustante con importancia a altas temperaturas.

13.- Sólidos Totales Disueltos

- a) Es la suma de los sólidos disueltos, expresados como p.p.m. de Na_2SO_4 .

14.- Cloro Residual

- a) Rara vez se encuentra en aguas naturales y se utiliza en tratamientos como bactericida eficaz.
- b) Se efectúa el análisis en aguas que han sido tratadas con cloro, tratando de mantener 1.0 p.p.m. El añadirlo como bactericida, impide el desarrollo de bacterias.

15.- Análisis Bacteriológico

- a) Tiene como finalidad verificar la presencia de bacterias sulfato-reductoras.
- b) Cuando el agua se emplea para consumo doméstico, es necesario detectar la presencia de bacterias del grupo coliforme que indican contaminación y que pueden ser origen de enfermedades hídricas.

16.- Olor

- a) Originado por pequeñas concentraciones de compuestos-

volátiles, como el cloro.

- b) En agua de río, se debe a la presencia de materia orgánica.

17.- Color

- a) Proviene de compuestos del humus y del ácido tánico; éstos dan como resultado un color café amarillento en las aguas superficiales.

18.- Coagulación

- a) Puesto que las condiciones del agua cruda son variables, es indispensable un control riguroso de las cantidades de reactivos usadas para garantizar una coagulación óptima.

19.- Aminas

- a) Se añaden al agua tratada para que además de bactericida y fungicida, actúe como protector fílmico en las líneas. Son eficientes para la eliminación de bacterias sulfato-reductoras.

20.- Índice de Langelier y de Estabilidad

- a) Son utilizados para verificar si un agua es incrustante.

$$I.L. = PH - PHS ; PHS = (9.3 + A + B) - (C + D)$$

si I.L. (+) tiende a incrustar

(0) balance químico

I.E. = 2 PHs - PH

de 6.2 a 6.7 no es apreciable la corrosión ni la deposición.

En general los parámetros y sus rangos que se toman en cuenta en el Campo Poza Rica son los que se presentan en la Tabla 1.

TABLA 1

Parámetros del Agua de Inyección para el Campo Poza Rica.

<u>Parámetros</u>	<u>Rangos de Tolerancia</u>
Temperatura	Ambiente
Turbidez como SiO ₂ (ppm)	0 - 1
O ₂ Disuelto (ppm)	0 - 1
Cloro residual como Cl ₂ (ppm)	1 - 2
PH	7.2 - 8.0
Indice de Langalier	0
Indice de Estabilidad	6.5 - 7.5
Alcalinidad a la A.M.	-
Dureza al Calcio	-
S.T.D.	-

5.- COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO BAJO LOS EFECTOS DE LA INYECCION DE AGUA

5.1 ANTECEDENTES

El Yacimiento Tamabra como ya se mencionó anteriormente, -- fue descubierto en 1930 presentándose una presión original de 245 kg/cm^2 . En los primeros años de la explotación de este yacimiento, se observó un abatimiento de presión, trayendo en consecuencia una declinación en la producción.

Lo anterior se debió a las características propias del yacimiento, en el cual originalmente se tuvieron diversos mecanismos de empuje, siendo el más importante el originado por la expansión de gas en solución.

Originalmente para su recuperación óptima se determinó un espaciamiento entre pozos de 400 m, adoptando un arreglo hexagonal.

Por esta razón, se optó por implantar un sistema de inyección de agua, para obtener un mantenimiento de presión, cuyo objetivo fue incrementar la reserva de aceite además de contrarrestar el abatimiento de la producción.

5.2 PRIMERA ETAPA DE INYECCION DE AGUA

La primera etapa de inyección se empezó en el año de 1951, mediante 28 pozos distribuidos irregularmente, y con una in

yección promedio de 126 000 bls/día (20 000 m³/día). La inyección iniciada en el año mencionado se modificó en 1962, por no haberse alcanzado el objetivo deseado, ya que como del continuo abatimiento de presión, la producción de aceite declinó de un máximo de 145 000 bls/día logrados en el año de 1951, a un valor del orden de los 50 000 bls/día en 1962. Fig. 5.1.

5.3 SEGUNDA ETAPA DE INYECCION DE AGUA

Debido al resultado tan poco satisfactorio de la primera etapa de recuperación secundaria, se optó por establecer dos líneas de pozos inyectoras, bajo un sistema de desplazamiento frontal, complementadas posteriormente con algunos pozos en las áreas de mayor extracción, disponiéndose a la fecha con 112 inyectoras. Fig. 5.2

El anterior arreglo se estableció en 1962, mismo año en que se abandonó el primer patrón de pozos inyectoras.

Con esta nueva distribución, la respuesta en la producción de aceite se hizo patente dos años después, aumentando de 42 000 barriles por día que se producían a fines de 1963 a 65 000 barriles por día en 1967. A partir de esta fecha, la producción se mantuvo a un ritmo promedio de 55 000 barriles por día hasta 1976. Fig. 5.1

Aunque los resultados obtenidos con los gastos de inyección operantes a partir de 1962 fueron satisfactorios, dado que-

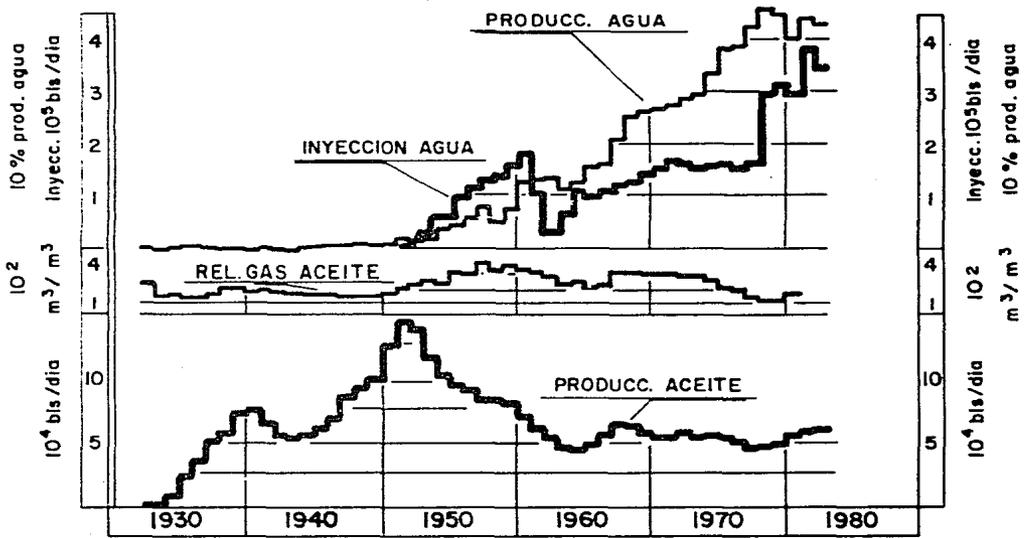


FIG.-5.1 HISTORIA DE PRODUCCION YACIMIENTO TAMABRA CAMPO POZA RICA

CAMPO POZA RICA



FIG. 5.2 ARREGLO DE POZOS INYECTORES
SEGUNDA ETAPA DE INYECCION

el 81% de la producción total del aceite que se obtenía de este yacimiento era atribuible a este proceso, de acuerdo con la política de mejorar su explotación, en el año de --- 1974, se definió la conveniencia económica de poder incrementar la producción de aceite, mediante el acondicionamiento y perforación de pozos, lo que implicó proyectar la ampliación de las instalaciones de tratamiento e inyección de agua.

La ejecución del proyecto antes citado concluyó a fines de 1977, y a partir de Enero de 1978, se inyecta a la formación un volumen promedio de 330 000 barriles por día.

5.4 ANALISIS DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE EXPLOTACION

Teniéndose disponibles las instalaciones superficiales de inyección, se procedió a la definición de los pozos susceptibles de reparación y a la localización de posibles perforaciones, para lo cual se analizaron las condiciones actuales de explotación del campo.

Este análisis se enfocó principalmente a las porciones denominadas Distritos 2, 3, 5W y 6W (Fig. 5.3), de los cuales se obtiene el 81% del volumen total de aceite producido en este campo y en donde el empuje parcial de agua no tiene ninguna influencia.

Para proponer las reparaciones y localizaciones de pozos a perforar, se procedió a ubicar los bancos de aceite, toman-

C A M P O P O Z A R I C A

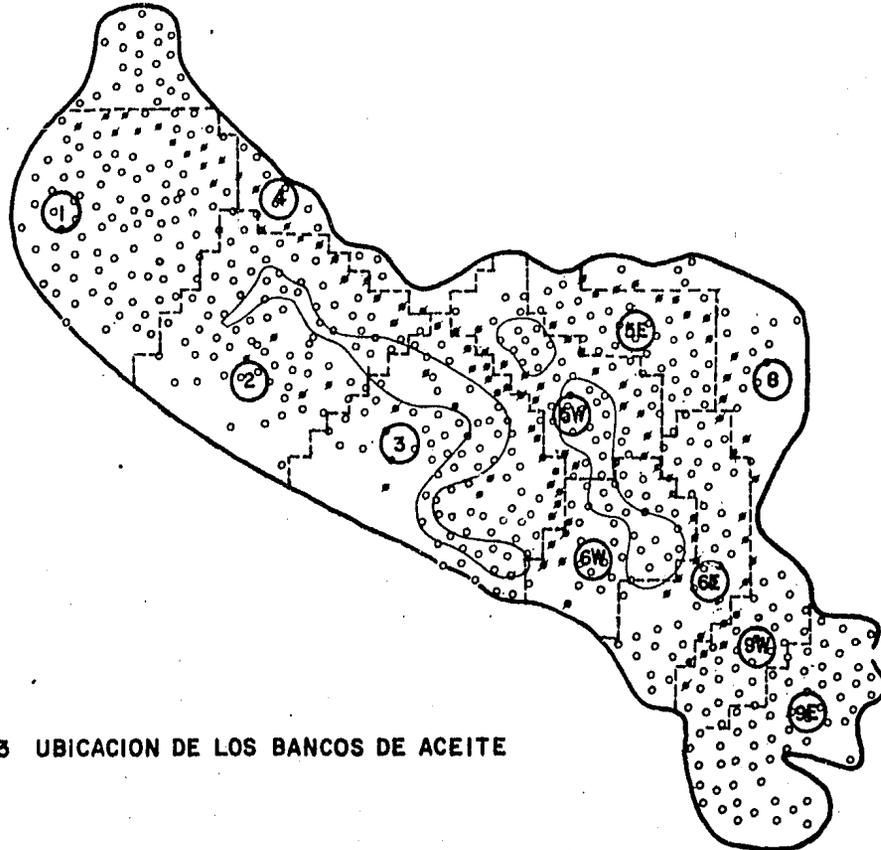


FIG.-5.3 UBICACION DE LOS BANCOS DE ACEITE

do en cuenta la información proporcionada por los registros geofísicos y temperatura tomados en pozos inyectoros y el comportamiento mostrado por pozos productores, asimismo se definió que el agua de inyección se distribuye en cuatro estratos, los cuales se conocen como cuerpos A, B, C y D, perteneciendo los tres primeros al Tamabra Superior y el último al Tamabra Inferior.

La distribución del avance frontal en los cuerpos, se ilustra en la Fig. 5.4 en la que se observa que el máximo avance, se presenta en la parte inferior del yacimiento.

La distribución vertical del agua de inyección dio lugar a la formación de acumulaciones de aceite en cada uno de los cuerpos, los cuales presentan diferentes características.

Estos bancos de aceite están limitados en cada estrato por las zonas de baja presión en los Distritos 2 y 3 y por el contacto aceite-agua en los Distritos 5W y 6W.

La distribución areal promedio de dichas acumulaciones, se muestra en la Fig. 5.3, en la que se observa un marcado paralelismo a las líneas de inyección en el caso de los Distritos 2, 5W y 6W, en tanto que en el Distrito 3 el banco de aceite es irregular como consecuencia de la misma heterogeneidad del frente de invasión.

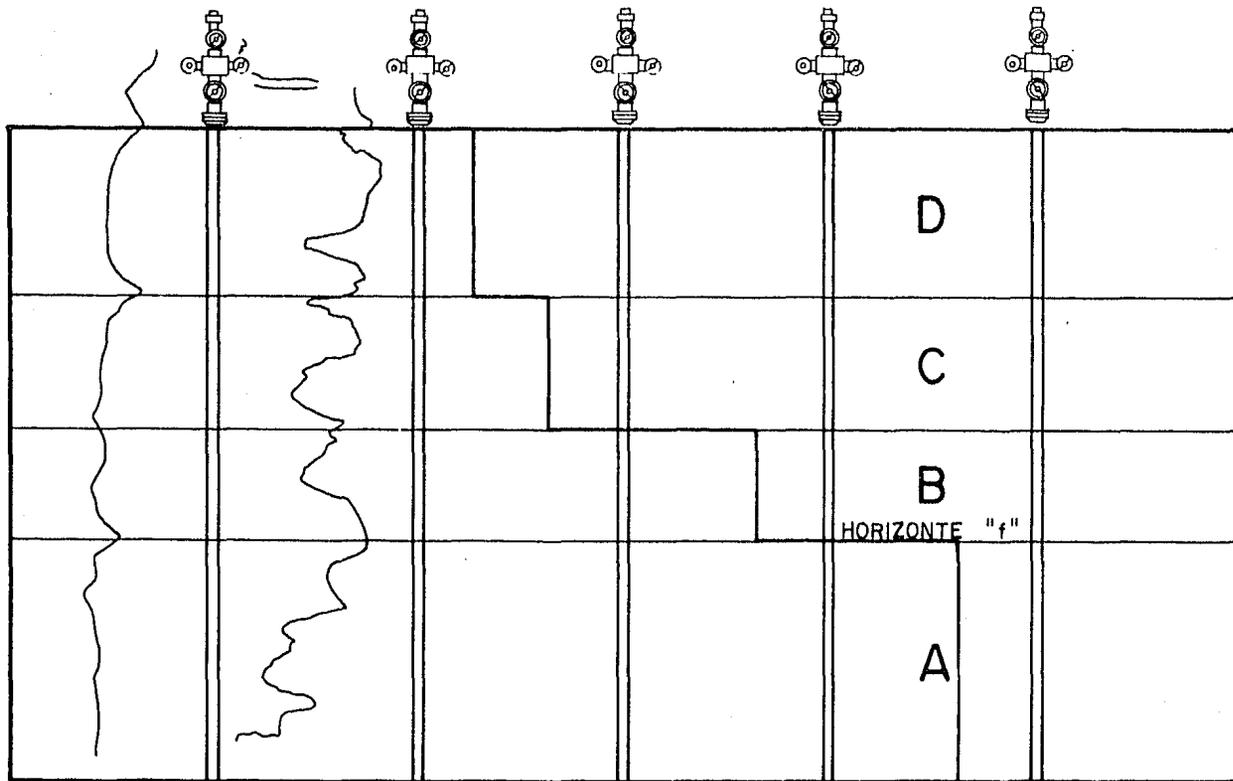


FIG. 5.4 DISTRIBUCION VERTICAL DEL AGUA DE INYECCION YACIMIENTO TAMABRA CAMPO POZA RICA

6.- PROBLEMAS DE LOS AFLORAMIENTOS DE AGUA

6.1 ANTECEDENTES

Los primeros afloramientos de agua lodosa de que se tiene noticia, ocurrieron en el año de 1973 en las cercanías de los pozos Poza Rica 5, 10 y 74 situados aproximadamente a un kilómetro de la línea de inyección y en las vecindades de los pozos PR-13 y 118 localizados a un espaciamento de la misma (400 metros). Para determinar las causas de estos problemas, se revisaron los pozos inyectoros cercanos, encontrándose problemas en el PR-139 (TR-6-5/8" desprendida de sus cuñas), el cual admite por dos ramas.

Se reparó esta anomalía, cesando poco tiempo después el flujo de agua con lodo. Esto hace suponer que al estar desprendida la TR de 6-5/8", el agua de inyección circuló entre la TR de 6-5/8" y la de 9-5/8" hasta la profundidad de esta última tubería (497 metros), fluyendo a través de las formaciones superiores hasta llegar a la superficie.

En Marzo de 1981, se presentaron varios brotes de agua lodosa en una área cercana al pozo inyector sencillo PR-137, el cual, de acuerdo a su historia de inyección, en 1980 -- aumentó de 500 a 900 m³/d; el volumen de agua admitida. Se revisó la TR de 6-5/8" y se localizó una rotura entre 2174-2178 mBMR, que fue recementada y probada satisfactoriamente. Así también, para mejorar la adherencia arriba de la forma-

ción productora, se disparó y obturó el tramo 1050-5051 -- mBMR.

El flujo de lodo disminuyó paulatinamente hasta desaparecer totalmente 3 meses después. Conviene hacer notar que en los últimos días, fluyó agua sin arcilla.

En este mismo mes (Marzo de 1981), se detectó otro afloramiento de agua lodosa en la localización del pozo inyector-Escolín 40, el cual en Febrero de 1981, muestra un incremento considerable en su admisión por TP y TR de 210 a 500 m³/día y de 260 a 2042 m³/día respectivamente.

Se intervino y probó la TR de 6-5/8", encontrándose rota entre 670 y 682 mBMR. Se trató de reparar esta anomalía sin lograrlo, razón por la cual se taponó.

En Julio de 1981 apareció un nuevo afloramiento de agua con arcilla a 200 metros del pozo PR-139, el cual inyectó a través de dos ramas: TP 2-7/8" y TR de 6-5/8". De acuerdo a su historia de inyección, la admisión por TR manifestó un incremento durante los meses de Marzo, Abril y Mayo de 1981 de 600 a 1400 m³/día y durante estos mismos meses, la inyección por TP observó un decremento promedio de 400 a 250 m³/día. Por esta razón, se probó la TR de 6-5/8" hasta la profundidad total sin encontrar problema alguno.

Para evitar un posible flujo de agua a través del cemento - que cubre a la formación productora, se disparó y recementó

el intervalo: 2190-2191, probándolo satisfactoriamente -- con 210 kg/cm², finalmente quedó como inyector por una sola rama TP de 3-1/2" en los dos intervalos abiertos.

Cabe hacer mención que toda la tubería de 2-7/8" se recuperó bastante corroída, y algunos tramos agujereados por oxidación. También es pertinente aclarar que el flujo de agua con lodo permaneció entre 3 y 4 meses y los últimos 10 días fluyó agua sin arcilla.

En Febrero de 1982 surgió nuevamente agua con arcilla aproximadamente a 200 m del pozo inyector PR-139, el cual como ya se anotó, fue reparado satisfactoriamente en Octubre de 1981. Por este motivo se recomendó cerrar los pozos inyectores más cercanos a este afloramiento como son los PR-120, -137, 138, 139 y 140; notándose de inmediato un decremento constante en el flujo y, aproximadamente 30 días después, desapareció totalmente. Cabe mencionar que al igual que en otros afloramientos, en los últimos días fluyó agua sin arcilla.

Por otra parte, como los pozos PR-137 y 139 ya han sido reparados, se recomendó la intervención de los pozos PR-120, -138 y 140, principiando con el PR-120, el cual muestra un incremento en su admisión a partir de 1978 de 100 a 800 m³/día por TP y de 140 a 700 m³/día por TR. Se revisaron las tuberías de este pozo, tanto de inyección como de revestimiento, encontrándose bastante corroídas por oxidación, lo

el intervalo: 2190-2191 m, probándolo satisfactoriamente -- con 210 kg/cm², finalmente quedó como inyector por una sola rama TP de 3-1/2" en los dos intervalos abiertos.

Cabe hacer mención que toda la tubería de 2-7/8" se recuperó bastante corroída, y algunos tramos agujereados por oxidación. También es pertinente aclarar que el flujo de agua con lodo permaneció entre 3 y 4 meses y los últimos 10 días fluyó agua sin arcilla.

En Febrero de 1982 surgió nuevamente agua con arcilla aproximadamente a 200 m del pozo inyector PR-139, el cual como ya se anotó, fue reparado satisfactoriamente en Octubre de 1981. Por este motivo se recomendó cerrar los pozos inyectores más cercanos a este afloramiento como son los PR-120, -137, 138, 139 y 140; notándose de inmediato un decremento constante en el flujo y, aproximadamente 30 días después, desapareció totalmente. Cabe mencionar que al igual que en otros afloramientos, en los últimos días fluyó agua sin arcilla.

Por otra parte, como los pozos PR-137 y 139 ya han sido reparados, se recomendó la intervención de los pozos PR-120, 138 y 140, principiando con el PR-120, el cual muestra un incremento en su admisión a partir de 1978 de 100 a 800 m³/día por TP y de 140 a 700 m³/día por TR. Se revisaron las tuberías de este pozo, tanto de inyección como de revestimiento, encontrándose bastante corroídas por oxidación, lo-

que provocó roturas en los tramos superficiales de la TR de 6-5/8" y por este motivo fue necesario cambiar 200 metros de la misma, así como recementar a 2156 mBMR, arriba de la formación productora.

Asimismo, el PR-190 se intervino en Agosto de 1982, por la presencia de un brote de agua lodosa en sus alrededores, -- quedando reparado en Septiembre del mismo año.

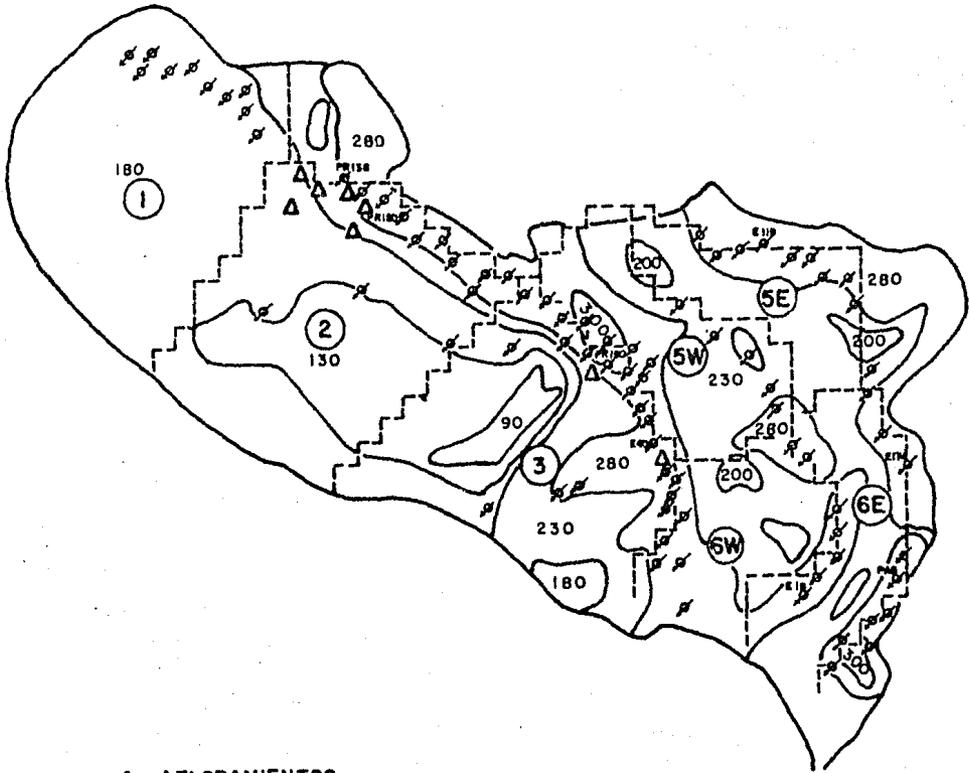
Para evitar posteriores brotes, se elaboró un programa de -- reparaciones en pozos inyectoras, el cual se presentará --- posteriormente. La localización de los anteriores aflora -- mientos, así como la distribución de presiones se observan en la Fig. 6.1

6.2 ANALISIS DE POZOS INYECTORES

Tomando en consideración los diferentes problemas que se -- han presentado durante la vida operativa de los pozos inyec -- tores se llegó a la necesidad de revisarlos, para mantener -- los en óptimas condiciones.

Por ejemplo, en los pozos que inyectan por TP, con uno o -- dos aparejos, Fig. 6.2 (a) y 6.2 (b) se observó la presen -- cia de corrosión en la cara interna de éstos, como puede -- apreciarse en la Fig. 6.3 (a). Por otro lado, se tienen po -- zos que inyectan por TP y TR, Fig. 6.2 (c), los cuales tie -- nen corrosión, tanto en la cara interna como en la externa -- de la TP, Fig. 6.3 (b).

CAMPO POZA RICA



Δ AFLORAMIENTOS
DE AGUA LODOSA

FIG.-6.1 AFLORAMIENTOS Y DISTRIBUCION DE PRESIONES

ESTADO MECANICO DE POZOS INYECTORES

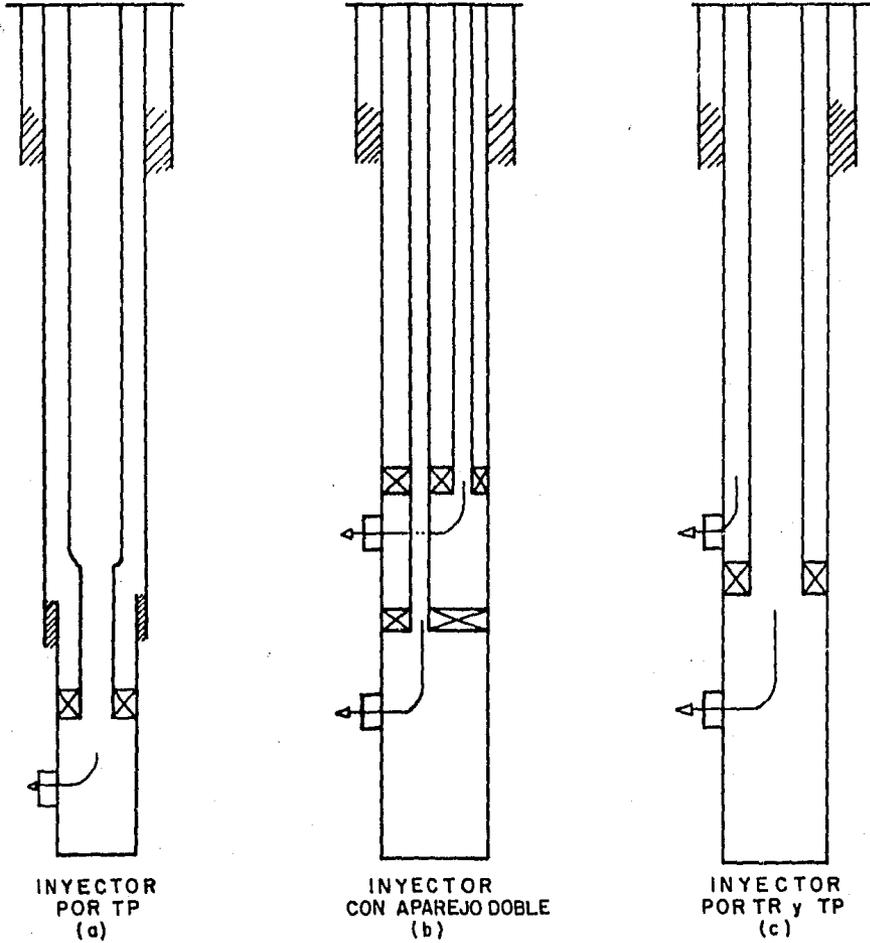
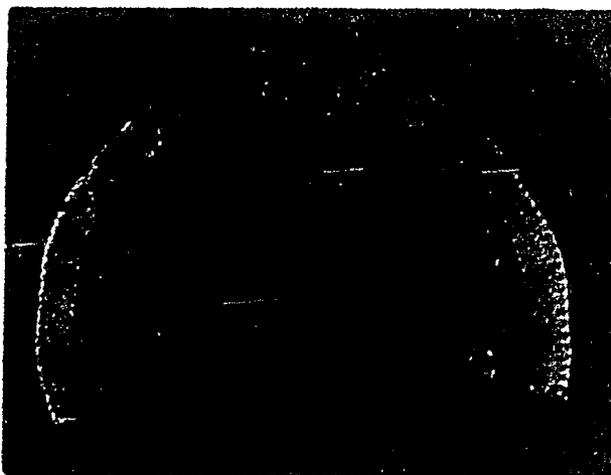


FIG 6-2 APAREJO DE INYECCION



(a) Corrosión Interior en TP



(b) Corrosión Exterior e Interior en TP

FIG. 6.3.- CORROSION DE TP EN POZOS INYECTORES

De lo anterior se determinó, que la corrosión existente en la cara externa de la TP se presenta en la cara interna de la TR. Esto ha traído como consecuencia, fugas en la TP, TR y empacadores, así como desprendimiento de cuñas, etc.

La inyección se efectuó por TP y TR, para que se llevara a cabo un barrido más eficiente en los diferentes estratos -- que presenta el yacimiento, más adelante se hablará de algunos estudios que se efectuaron para determinar la causa de la corrosión.

Debido a las condiciones en que se encontraban los pozos, - se optó por repararlos, empezando por aquellos que presentaban desviación en el gasto de inyección. Tabla 2.

TABLA 2

CAMPO POZA RICA

POZOS INYECTORES QUE MUESTRAN INCREMENTO EN EL GASTO DE INYECCION DE AGUA.

POZO	INYECCION POR TP			INYECCION POR TR		
	FECHA INCREMENTO	Qi (m ³ /d) ANTES	Qi (m ³ /d) DESPUES	FECHA INCREMENTO	Qi (m ³ /d) ANTES	Qi (m ³ /d) DESPUES
ESC. 4	Julio/81	250	600	Enero/81	200	1000
ESC. 5	Julio/81	380	680	Enero/80	300	700
ESC. 40	Enero/81	200	500	Enero/81	250	1200
ESC. 57	Enero/80	100	400			
ESC. 106	Abril/80	50	500			
ESC. 140	Abril/80	100	400			
ESC. 155				Enero/79	500	1500
ESC. 157				Dic./77	150	400
ESC. 159	Enero/81	130	800			
ESC. 165	Enero/78	200	400			
ESC. 167	Enero/81	350	800			

MEC.	52				Junio/80	150	450
MEC.	58	Mayo/80	50	300			
P.R.	59	Mayo/80	140	500			
P.R.	35	Abril/80	50	300	Marzo/80	70	540
P.R.	43	Abril/80	250	630			
P.R.	45	Mayo/80	60	300	Mayo/80	200	500
P.R.	76	Febrero/81	200	700			
P.R.	122	Diciembre/79	50	280	Abril/80	250	420
P.R.	142	Mayo/80	50	350	Mayo/80	150	630
P.R.	144	Abril/80	60	240			
P.R.	146	Febrero/78	180	380			
P.R.	152	Mayo/80	70	230			
P.R.	155	Diciembre/78	250	550	Enero/81	250	480
P.R.	156	Enero/80	50	400	Sept./77	30	900
P.R.	159	Febrero/80	250	750			
P.R.	187	Marzo/81	600	1200			
P.R.	190	Junio/79	100	280	Junio/79	180	340
P.R.	191	Enero/80	100	500			
P.R.	212	Diciembre/77	80	300			

TOTAL: --- 30

De la tabla anterior se obtuvieron un total de 30 pozos, de los cuales hasta la fecha se han reparado 9, presentando és tos en las tuberías, una corrosión con un alto grado de --- avance, del cual se hablará más adelante.

Asimismo, las gráficas presentadas en las Figuras 6.4, 6.5- y 6.6 nos dan la historia de inyección de los pozos ya in - tervenidos, PR-120, 139 y Esc. 40, en donde se observa una- desviación en el gasto de inyección en los últimos años.

En la gráfica de la Fig. 6.4 se visualiza el gasto de inyec - ción del PR-120, el cual se cerró en Febrero de 1982, dando

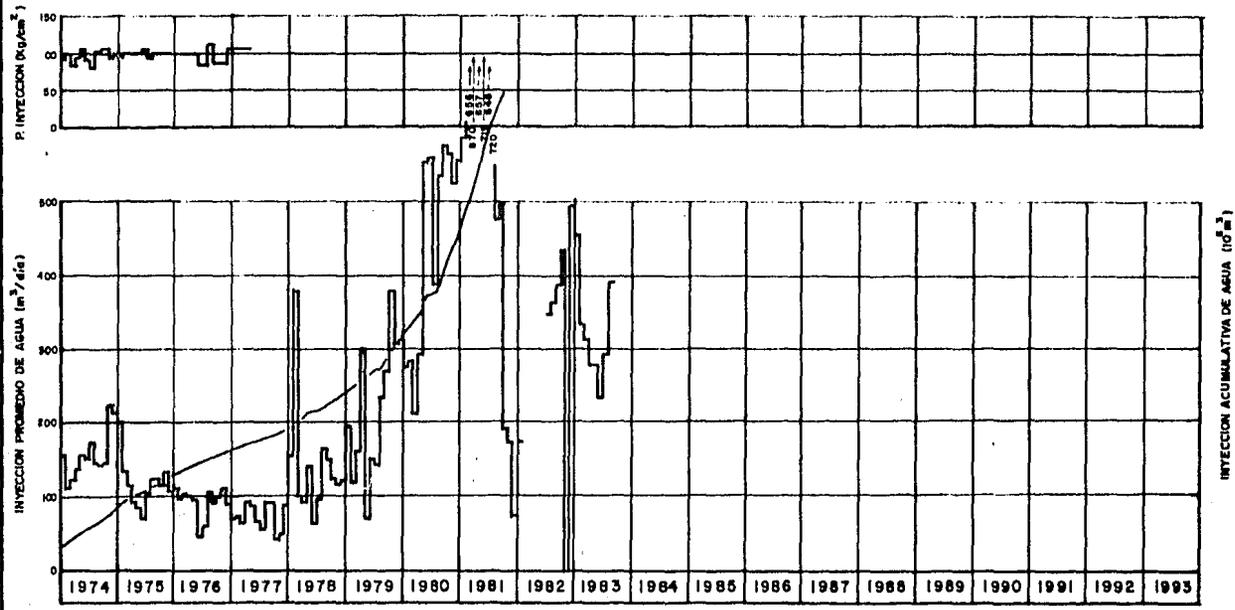


FIG.-6.4 DESVIACION DEL VOLUMEN INYECTOR DE AGUA EN EL POZO POZA RICA N°120 (TP)

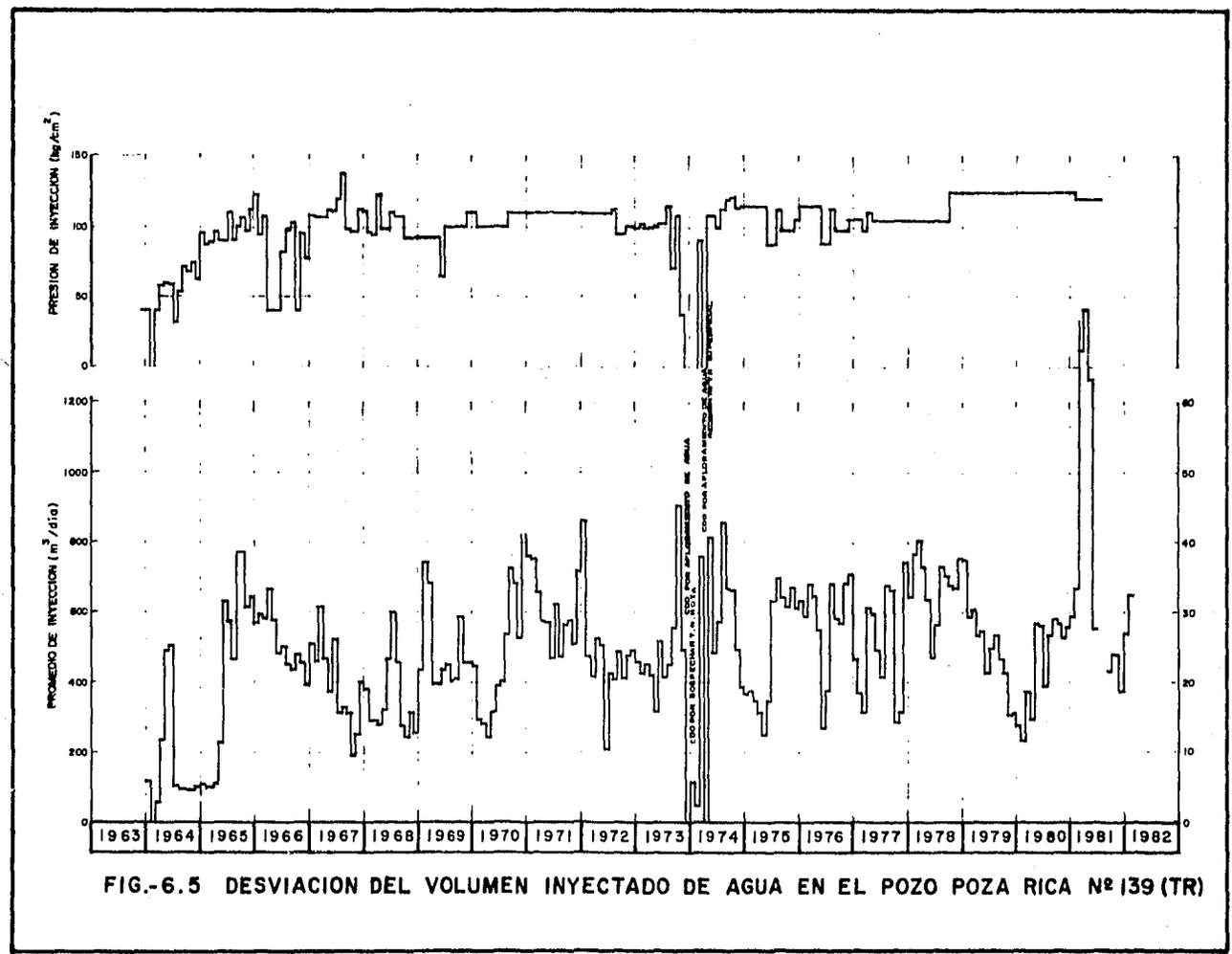


FIG.-6.5 DESVIACION DEL VOLUMEN INYECTADO DE AGUA EN EL POZO POZA RICA Nº 139 (TR)

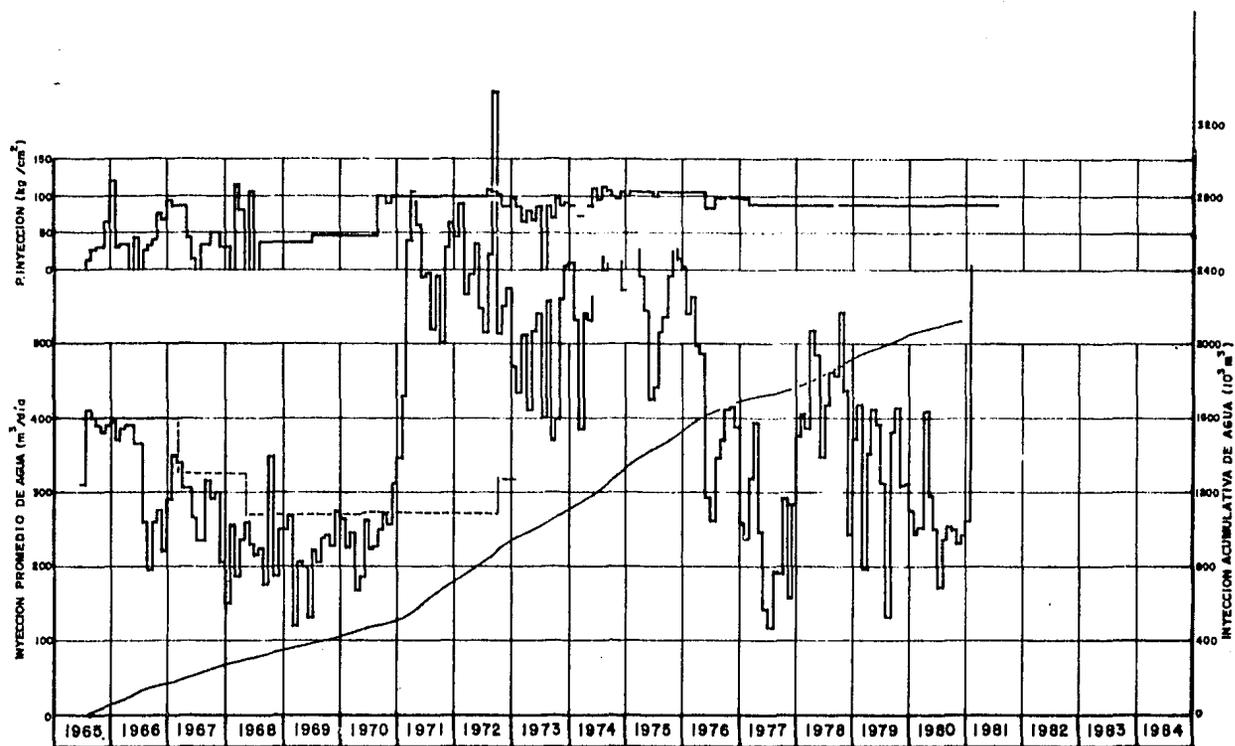


FIG.-6.6 DESVIACION DEL VOLUMEN INYECTADO DE AGUA EN EL POZO ESCOLIN N° 40 (TR)

nos una desviación en el gasto a partir de 1978.

Este pozo, en Julio de 1982, se reincorporó al sistema de inyección al terminarse su reparación, presentando a partir de entonces un volumen de inyección relativamente constante

Cabe hacer mención, que la inyección llevada a cabo por TP- y TR, hasta antes de su reparación, se efectúa solamente -- por TP.

Las gráficas de las Figuras 6.5 y 6.6, presentan iguales -- condiciones, a través de la historia de inyección.

6.3 PROBLEMAS DE CORROSIÓN TIPO QUIMICO Y BIOLOGICA

El origen de la corrosión e incrustaciones de las tuberías es de tipo químico y biológico. En relación al químico, es ocasionado por la inestabilidad de los parámetros físicos del agua de inyección, tales como: el oxígeno, el dióxido de carbono, el ácido sulfhídrico, la turbidez, el PH, Cl₂, etc.

La gráfica de la Fig. 6.7, muestra la desviación de los parámetros, que se consideran de mayor importancia en el Campo Poza Rica. La gráfica antes mencionada nos da la historia de estos parámetros durante los últimos 6 años, donde se visualiza que tanto el oxígeno como la turbidez han presentado altas concentraciones, lo cual nos lleva a suponer la presencia de corrosión en las tuberías que se encuentran en contacto con esta agua.

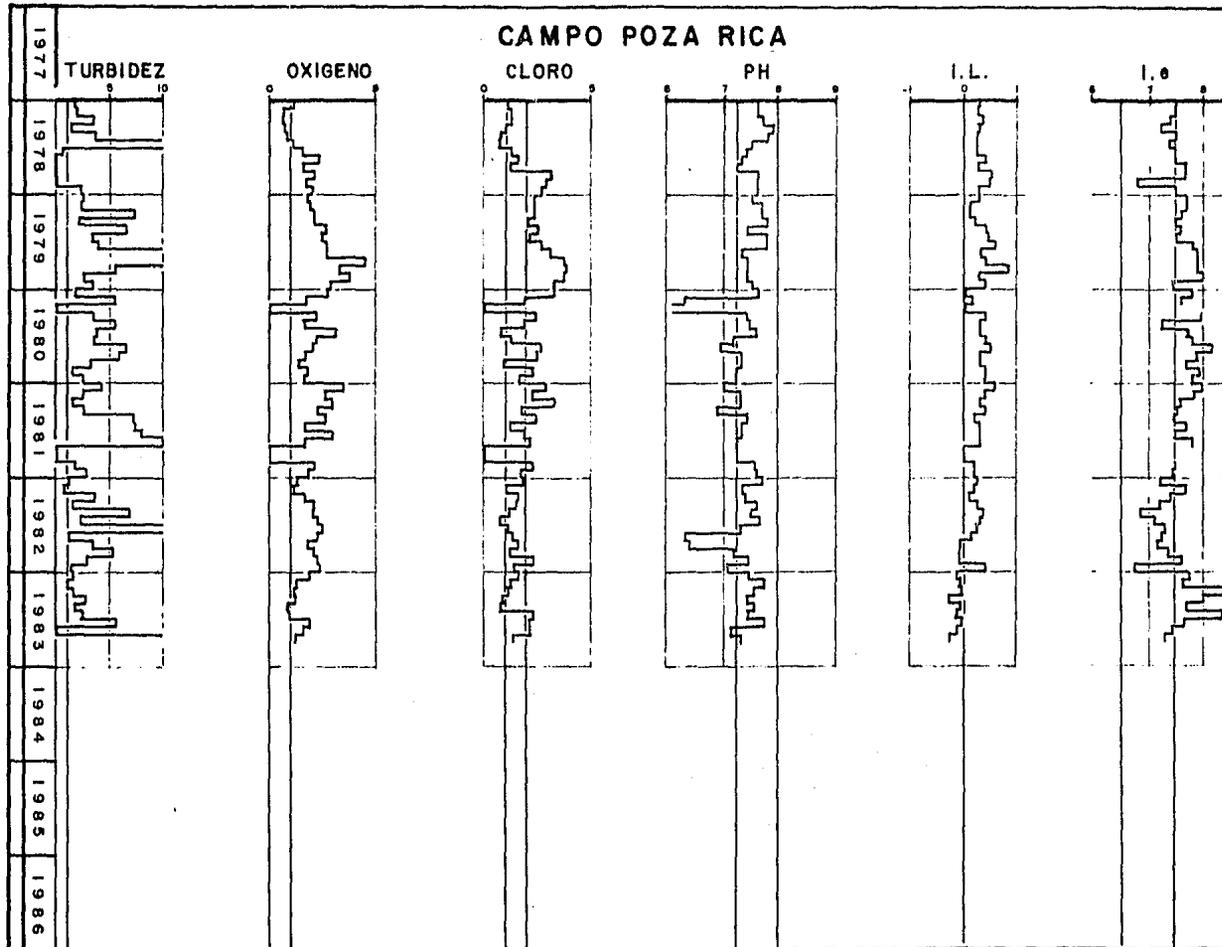


FIG.-6.7 DESVIACION DE LOS PARAMETROS ANALIZADO, EN EL AGUA DE INYECCION DEL CAMPO P.R.

Por otro lado, estudios metalográficos y evaluaciones corrosimétricas confirmaron que la corrosión se debe al ataque - uniforme, producto de los elementos corrosivos en el agua - de inyección.

Las evaluaciones corrosimétricas con testigos de acero dulce, han registrado valores en el rango de 10 a 28 MPY (milésimas de penetración por año) con un promedio de 19 MPY.

Las consideraciones que se hacen respecto a los grados de - corrosión se presentan a continuación.

- 1 MPY Indica un grado aceptable de corrosión
- 1 - 3 MPY Indica un grado de corrosión leve
- 3 - 10 MPY Indica un grado de corrosión intensa
- 10 o más MPY Indica un grado de corrosión crítica y --- preocupante.

El origen de la corrosión biológica es inducida por la acción bacteriana anaeróbica, la cual no es un proceso único, sino que es esencialmente un proceso electroquímico.

La base teórica estriba en la existencia de una enzima; la hidrogenasa en las bacterias sulfato reductoras a cuya actividad biológico-catalítica se debe a la utilización del hidrógeno elemental producido en el cátodo de la celda de corrosión de sulfato o sulfuro. El resultado final es que el oxígeno producido en la reducción de sulfatos o sulfuros es aprovechable en el proceso catódico y la corrosión se continúa. De no ser así, es decir, si no hay ninguna fuente de -

oxígeno no habría corrosión.

A continuación se explicará a detalle el diagrama esquemático de corrosión anaeróbica debido a bacterias sulfato reductoras. Fig. 6.8.

- 1.- Al formarse una celda de corrosión en un punto determinado de la línea, en el ánodo el fierro pasa a solución en forma iónica perdiendo 8 electrones; 2 por cada átomo como se indica en el diagrama 1.
- 2.- De no haber en la solución otros iones capaces de combinarse con los iones ferrosos, éstos viajarán hasta el cátodo donde se depositarían al ganar de nuevo los 8 electrones perdidos quedando así el sistema en equilibrio.
- 3.- El agua se disocia en una pequeña porción dando iones hidrógeno y OH. En este caso los hidrógenos producidos ganan los 8 electrones perdidos por el fierro pasando a hidrógeno nascente que se combina con el oxígeno que resulta de la reducción de sulfatos a sulfuros por las bacterias sulfato reductoras.
- 4.- De los 8 oxídridos que quedan libres al combinarse el hidrógeno con el oxígeno, seis se combinan con tres de los cuatro iones ferrosos puestos en libertad y los dos restantes con el catión divalente que quedó libre en la reducción de los sulfatos.

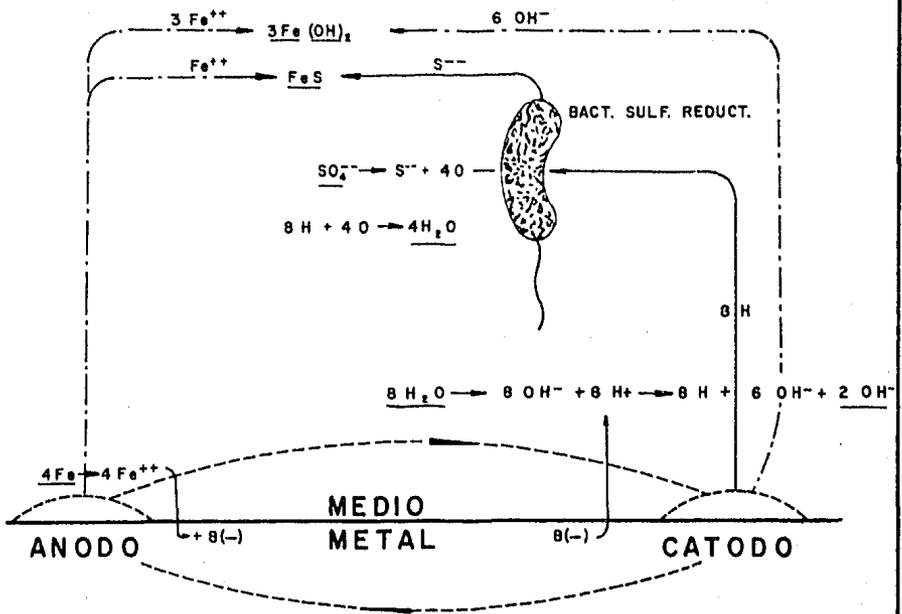


FIG.-6.8 DIAGRAMA ESQUEMATICO DE CORROSION ANAEROBIA DEBIDO A BACTERIAS SULFATO REDUCTORAS

- 5.- El otro ión ferroso libre se combina con el azufre que resulta de la reducción de los sulfatos dando el sulfuro de fierro.
- 6.- En esta forma, como la reducción de los sulfatos por las bacterias sulfato reductoras es continua, el proceso se repite ocasionando la pérdida de material en las tuberías.

La bacteria sulfato reductora (Desulfovibrio-desulfuricans) ha sido considerada como la más molesta de las bacterias anaerobias, puesto que la bacteria reductora de sulfatos florece en aguas calientes, altas en iones sulfatos.

Existen otras bacterias; las clostridias, las cuales no se mencionaron por su poca importancia.

A continuación se presentan dos gráficas en las Figs. 6.9 y 6.10, las cuales nos dan el perfil de características de cuenta total de bacterias. Fig. 6.9, y el perfil de características de las bacterias desulfovibrios, Fig. 6.10. Estas fueron elaboradas de un estudio efectuado en el Campo Poza Rica, y la localización de estos puntos de muestreo se muestran en la Fig. 6.11.

6.4 AFLORAMIENTOS RECIENTES

En fechas recientes se reportó un nuevo brote de agua lodososa, el cual se encontró aproximadamente a 100 m del pozo in

CAMPO POZA RICA

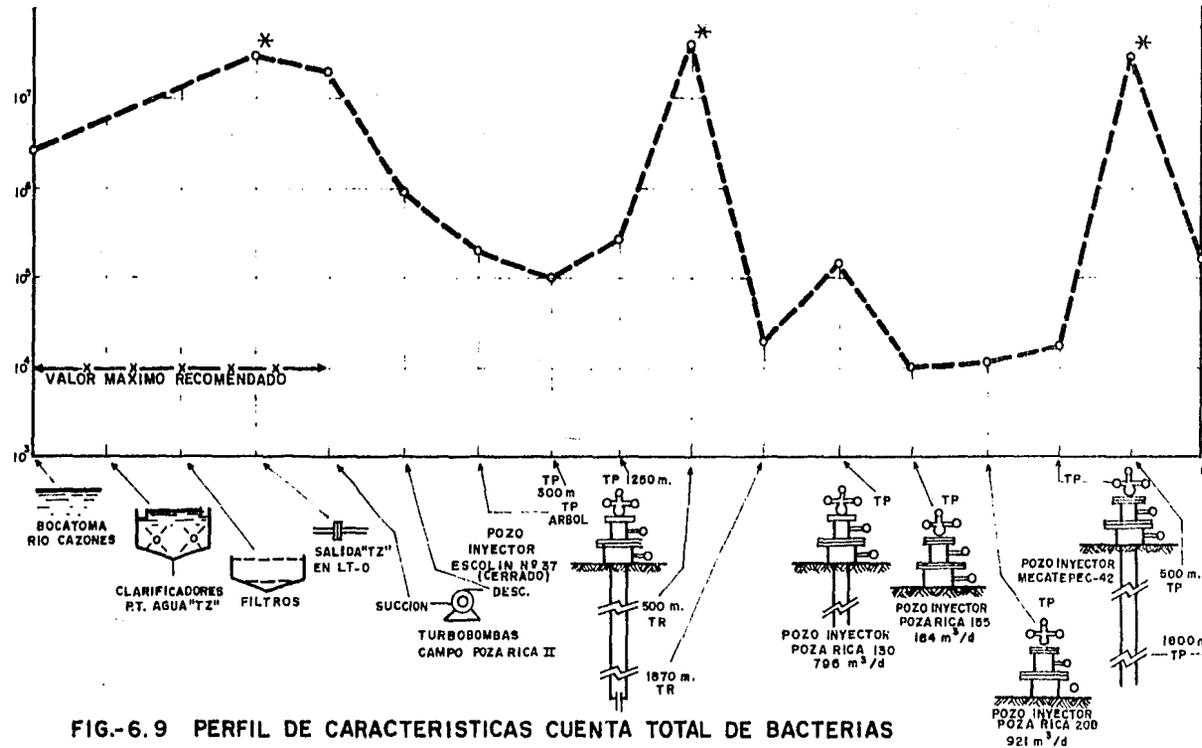


FIG.-6.9 PERFIL DE CARACTERISTICAS CUENTA TOTAL DE BACTERIAS

NOTA: (*) Arriba de 10 millones son incontables

CAMPO POZA RICA

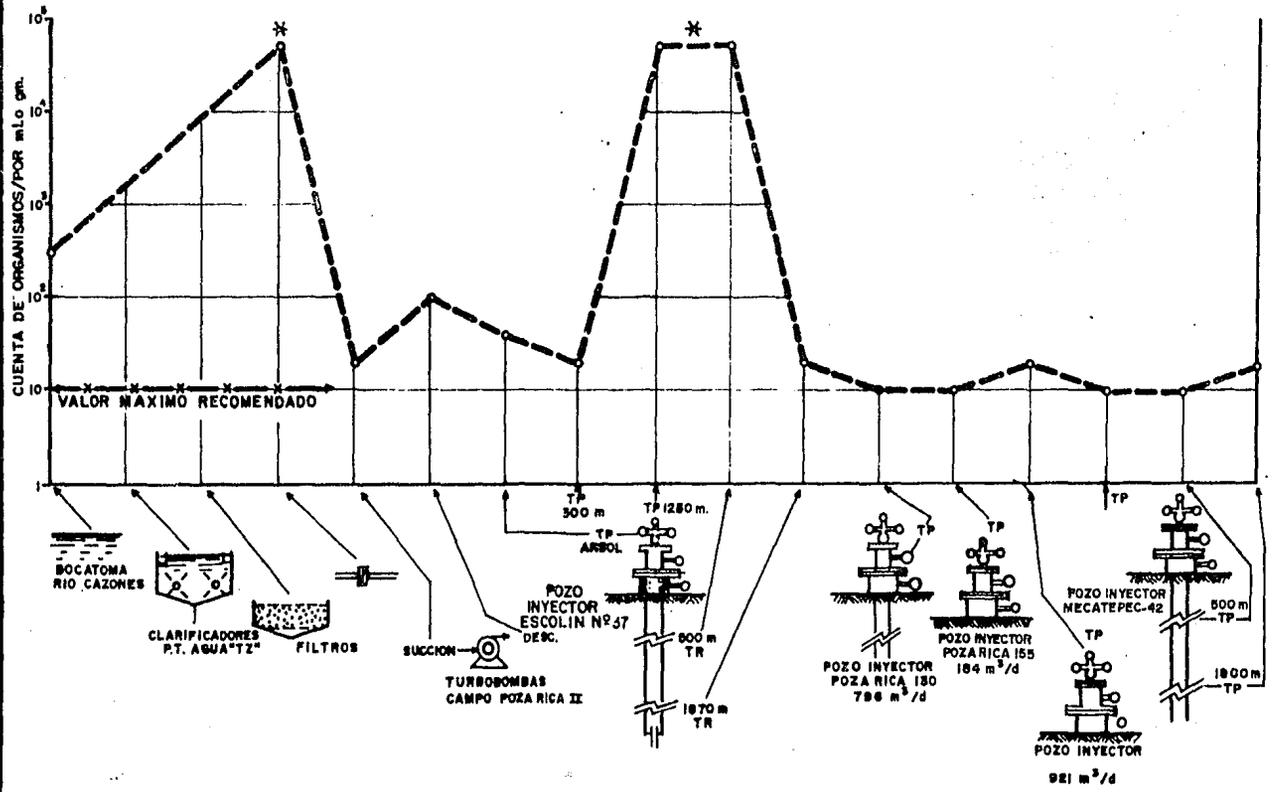


FIG.-6.10 PERFIL DE CARACTERISTICAS

NOTA: (*) Incontables

CAMPO POZA RICA

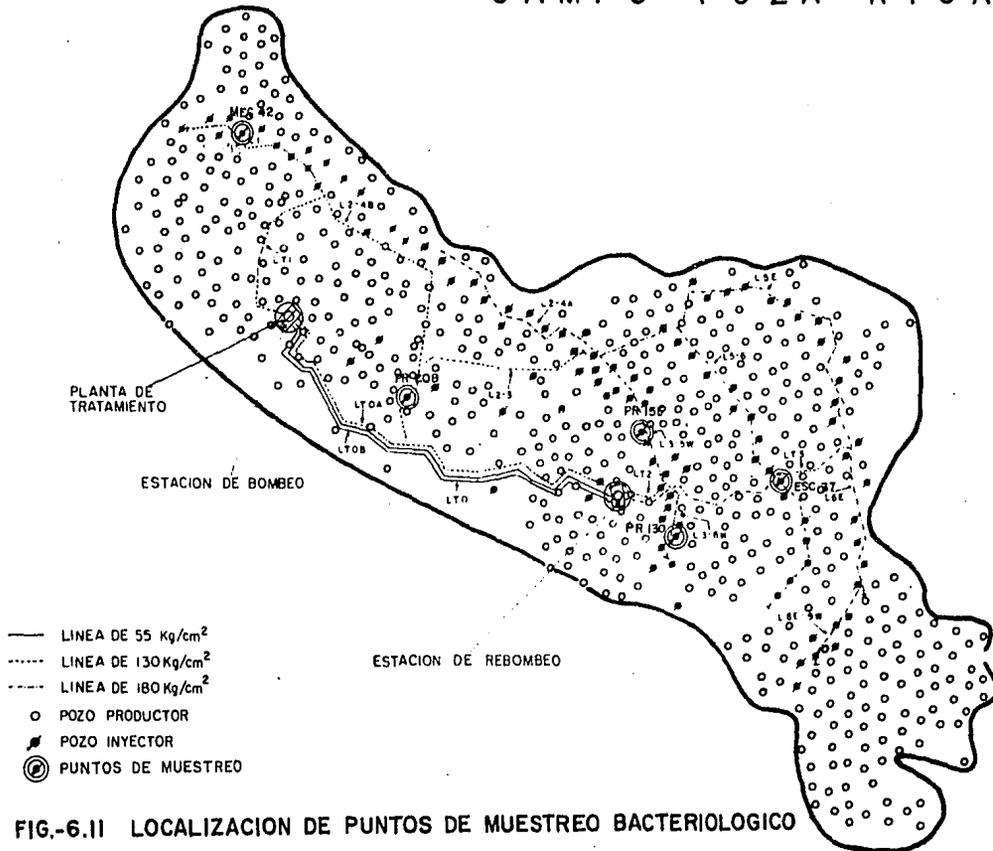


FIG.-6.11 LOCALIZACION DE PUNTOS DE MUESTREO BACTERIOLOGICO

CAMPO POZA RICA

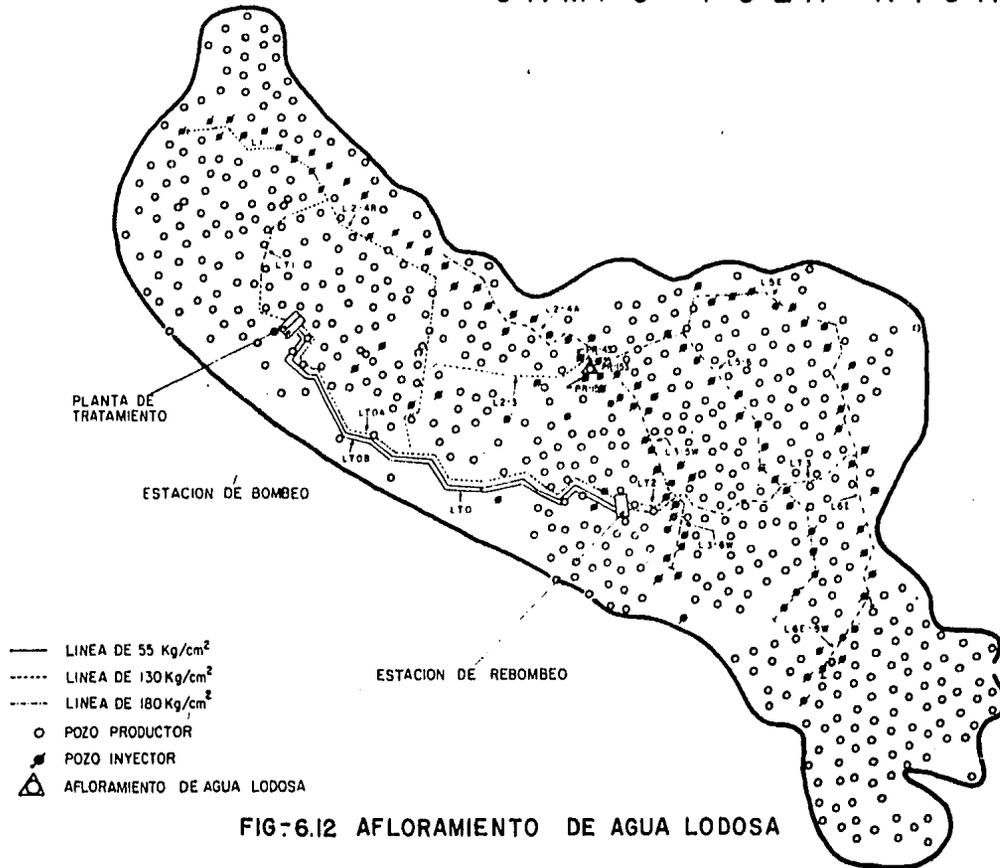


FIG-6.12 AFLORAMIENTO DE AGUA LODOSA

yector PR-152, estando como vecinos los pozos PR-43 y PR -- 153. Fig. 6.12.

Al detectarse este brote se procedió a cerrar el pozo ----- PR-152, observándose la persistencia de éste, posteriormente se procedió a cerrar el pozo PR-43, sin que se presentara una disminución en el brote.

Siguiendo con las operaciones, se cerró el PR-153, donde se visualizó la disminución del brote, cesando por completo y presentándose en los últimos días agua sin arcilla.

Posteriormente se abrieron los pozos PR-152 y PR-43, los -- cuales no presentaron problema alguno, asimismo, se dejó pa sar un tiempo considerable para efectuar la apertura del -- PR-153, presentándose de nuevo el brote. Finalmente se ce rró el pozo, cesando por completo el afloramiento.

Actualmente el pozo está pendiente de reparación y de estudio, para determinar el problema que presentó, ya sea en el espacio anular debido a una mala cementación o en las tuberías donde se puede presentar una fuga.

6.5 CIERRE E INTERVENCION DE POZOS INYECTORES

Hasta la fecha se han intervenido 12 pozos, de los cuales - se presentarán los estados mecánicos antes y después de la reparación, así como los comentarios respectivos de algunos de éstos.

Los 3 primeros pozos intervenidos fueron el PR-139, 137 y - 120. Posteriormente, de la Tabla 2, la cual nos presenta la desviación del volumen inyectado, se han reparado 9 pozos, - que se encuentran señalados en la tabla mencionada.

Actualmente (Octubre de 1983) se encuentran en reparación - los pozos PR-76 y 146.

Los pozos reparados han presentado diversos problemas, como son:

- 1.- Canalizaciones en el espacio anular, debido a las malas cementaciones.
- 2.- Roturas en las tuberías a consecuencia de la excesiva - corrosión.
- 3.- Comunicación a través de los empacadores.
- 4.- Desprendimiento de cuñas en la superficie.

La Fig. 6.13, nos presenta en forma ilustrativa los proble - mas antes mencionados.

Como un medio efectivo para determinar las condiciones de - flujo en los pozos inyectoros, se emplean los registros sub - superficiales de producción, los cuales son una herramienta valiosa para determinar: porcentajes de admisión en el in - tervalo disparado; fugas en la tubería de revestimiento; tu - bería de producción y empacador; canalización de los flui - dos por mala cementación; fracturas en la formación; flujo-

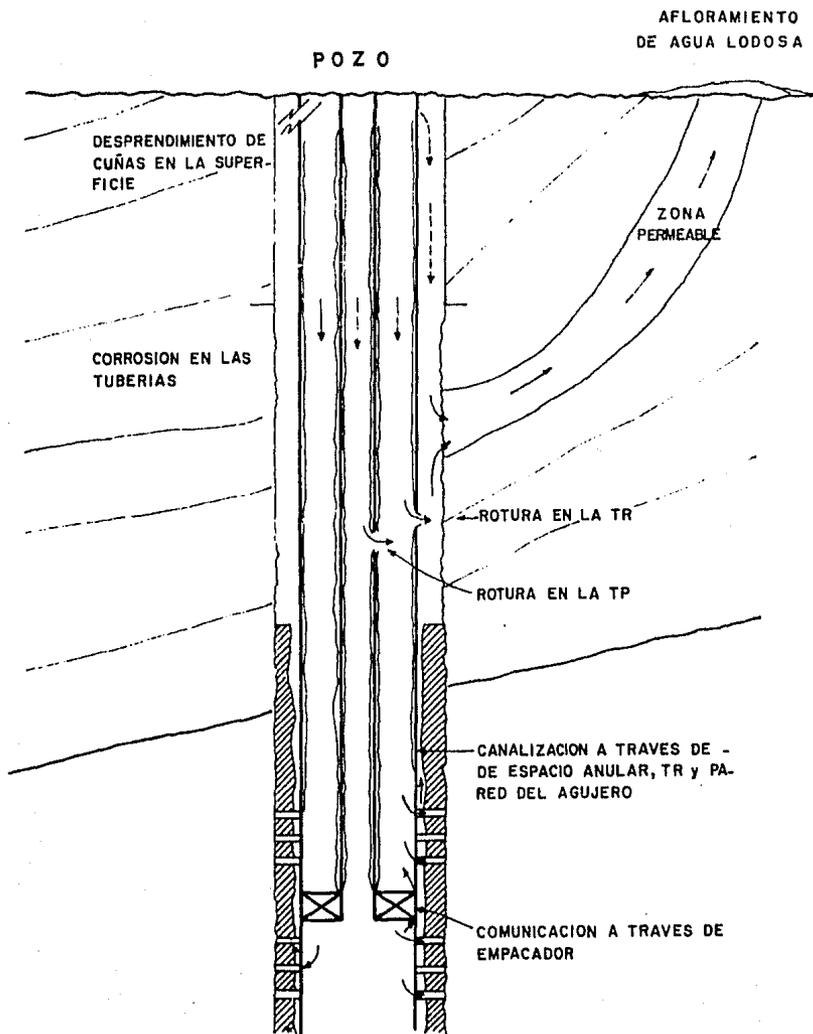


FIG.-6.13 PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN EN LOS POZOS IN -- YECTORES

de agua a través de las fracturas; avance del frente de barrido en pozos productores; porcentajes de producción en los intervalos del pozo y tipo de fluido que éste aporta en la superficie.

Los registros subsuperficiales de producción son diversos y entre ellos tenemos a los de temperatura, radiactivos, molinete hidráulico, gradiomanómetro, densímetro, calibrador -- electromagnético de espesores, registro sónico de cementación, etc., éstos son tomados en condiciones dinámicas y estáticas.

En general, en el Campo Poza Rica, los registros subsuperficiales de producción son poco usuales para detectar anomalías en las tuberías de los pozos inyectoros. Por tal razón es recomendable hacer uso de esa herramienta.

A continuación se presentan los estados mecánicos antes y después de la reparación, así como algunos comentarios al respecto.

POZO POZA RICA N° 137

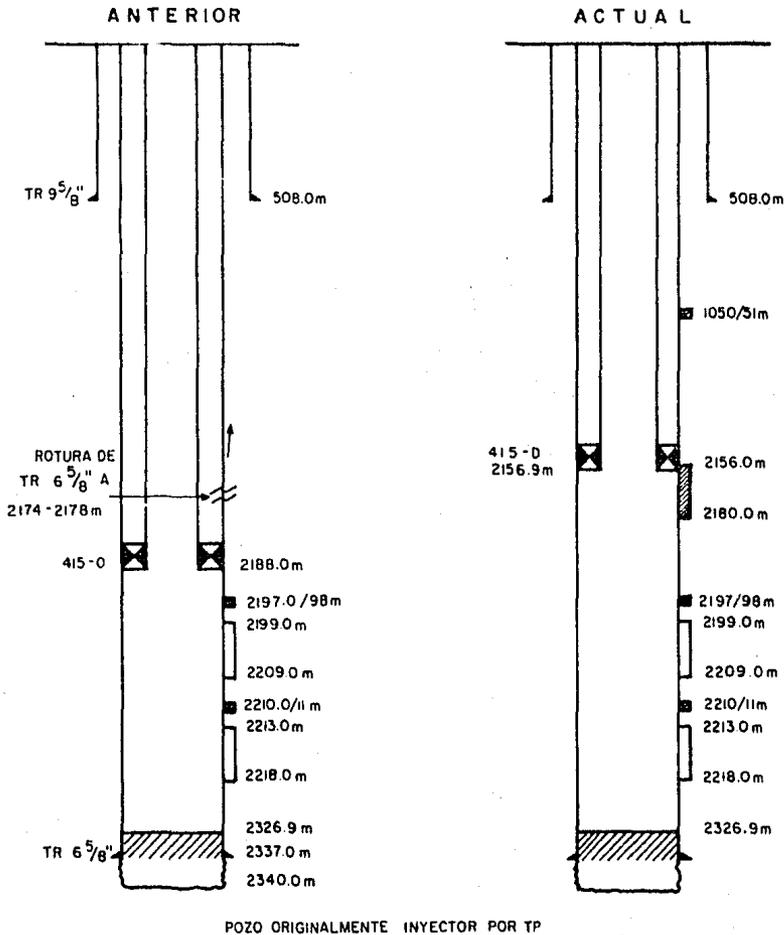
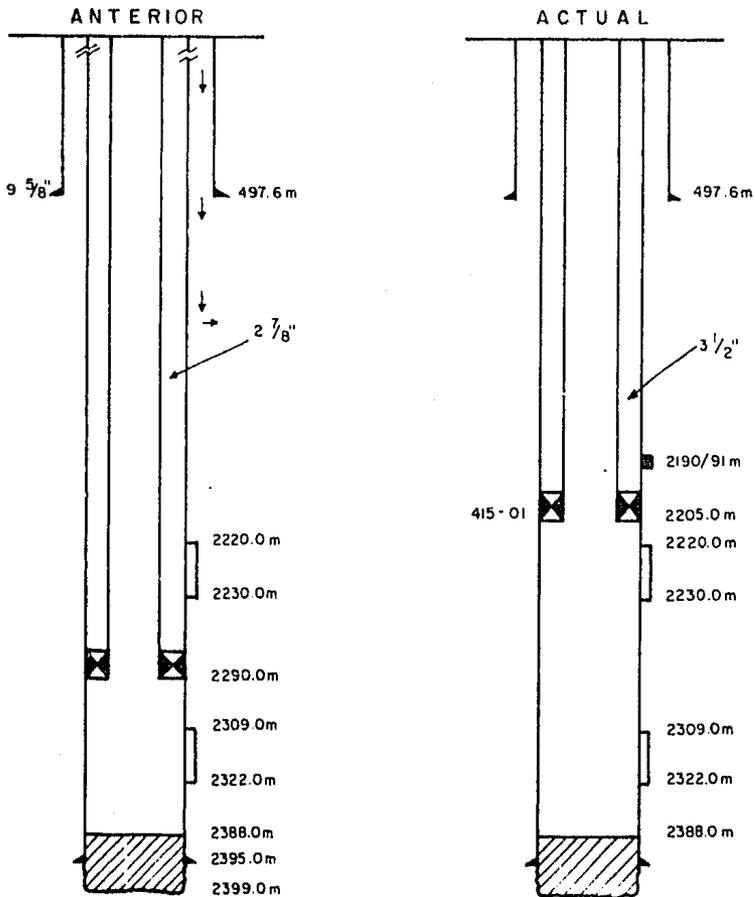


FIG.-6.14 SE ENCONTRO ROTURA DE TR 6 5/8" A 2174 - 2178 M. OBTURANDOSE ESTA CON CEMENTO, ADEMAS SE COLOCO ANILLO DE CEMENTO AL TRAMO 1050-1051M. QUEDANDO FINALMENTE COMO INYECTOR POR TP UNICAMENTE.

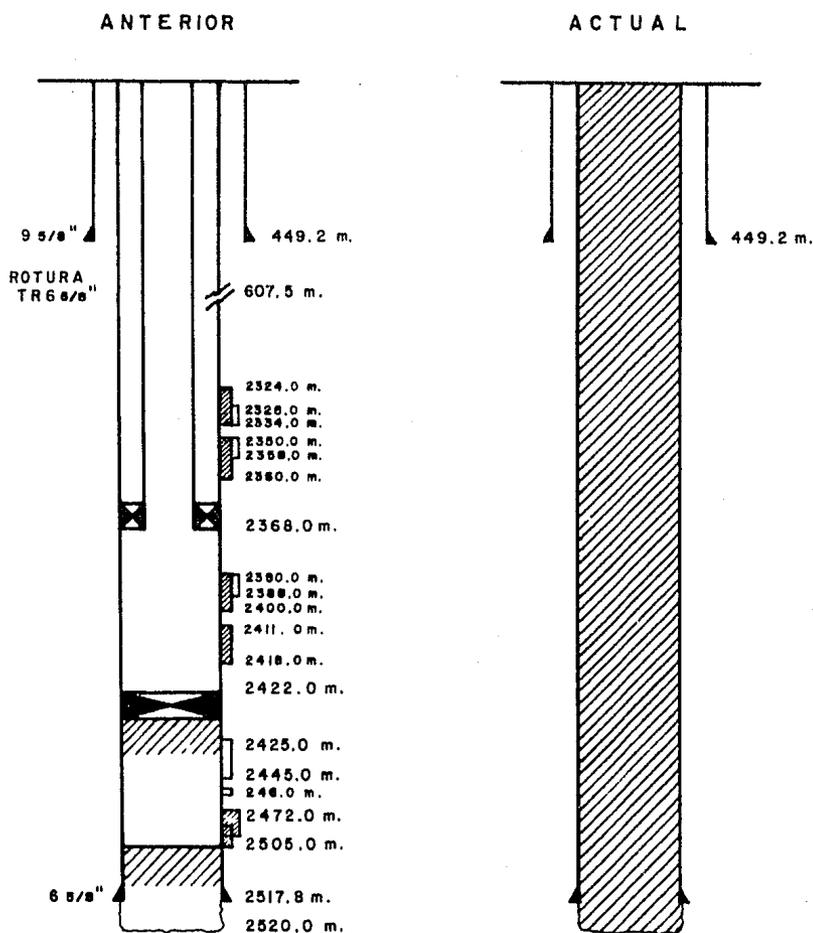
POZO POZA RICA N° 139



POZO ORIGINALMENTE INYECTOR DE AGUA POR TP Y TR

FIG.-6.15 SE ENCONTRO FUGA A TRAVES DE LAS CUNAS DEL COLGADOR DE LA TR 6 5/8", SE CORRIGIO ESTA Y SE COLOCO ADEMAS ANILLO DE CEMENTO AL TRAMO 2190 - 2191 M. EL POZO QUEDO COMO INYECTOR POR TP UNICAMENTE.

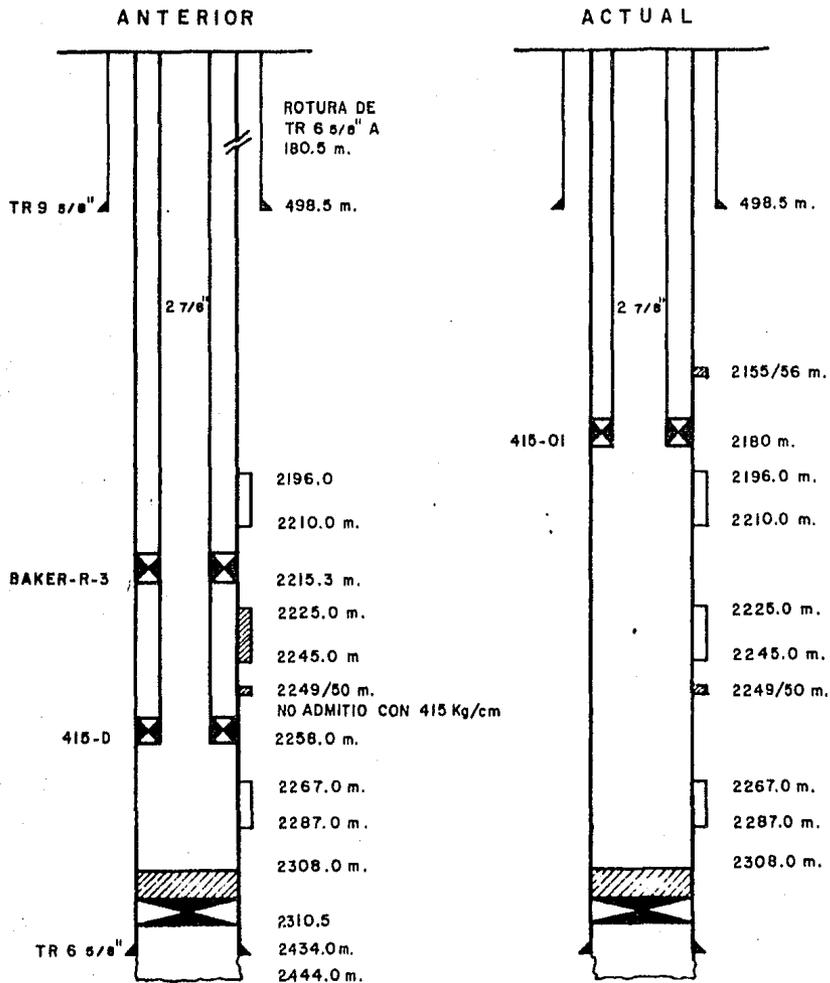
POZO ESCOLIN N° 40



POZO ORIGINALMENTE INYECTOR POR TP Y TR

FIG.-6.16 ROTURA DE TR 6 5/8" A 607.5 m.— POR ACCIDENTE MECANICO SE TAPONO EL POZO AL TRATAR DE REPARARSE LA TR.

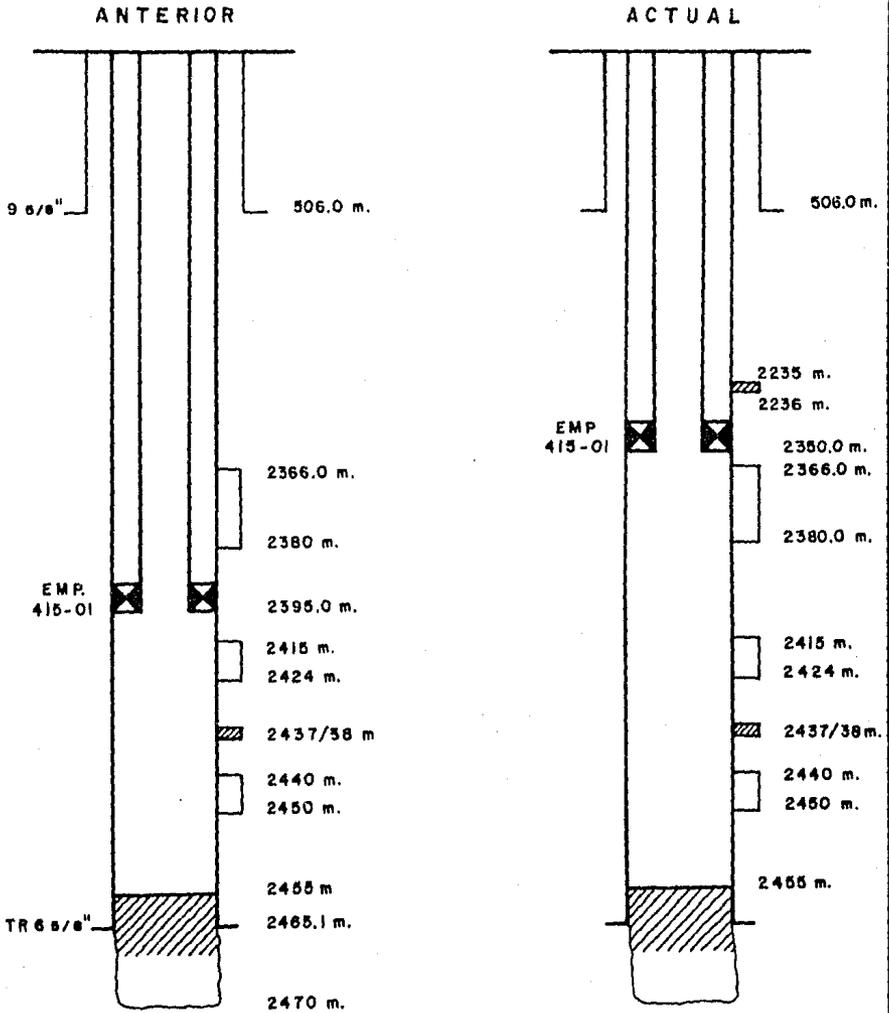
POZO POZA RICA N° 120



POZO ORIGINALMENTE INYECTOR DE AGUA POR TP Y TR

FIG.-6.17 SE ENCONTRO ROTURA EN LA TR 6 5/8" A 180.0 M, Y SE CAMBIARON LOS PRIMEROS 202.5 M. DE ESTA TUBERIA. ASI MISMO SE COLOCO ANILLO DE CEMENTO AL TRAMO A 2155-2156 M. FINALMENTE QUEDO COMO INYECTOR POR TP.

POZO POZA RICA N° 190

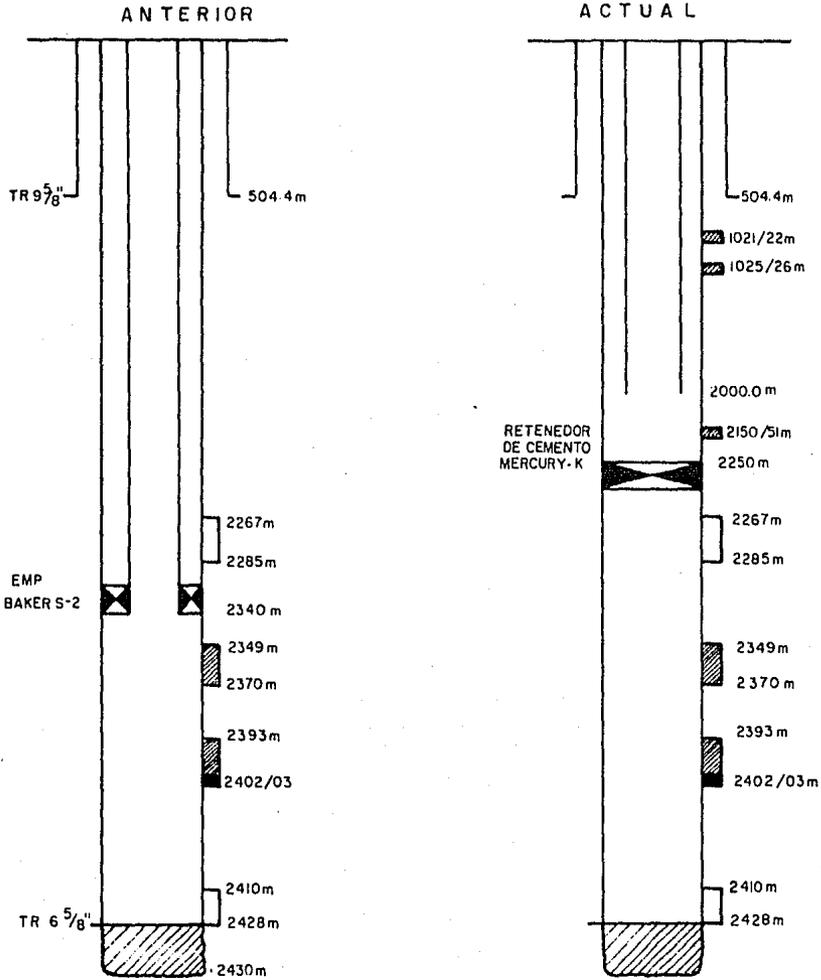


POZO ORIGINALMENTE INYECTOR POR TR Y TP

FIG. 6.18

SE COLOCO ANILLO DE CEMENTO AL TRAMO 2235-2236 M. EN LA TR 6 5/8", Y SE RECUPERO APAREJO DE PRODUCCION 2 7/8", CORROIDO- FINALMENTE QUEDO COMO INYECTOR POR TR UNICAMENTE.

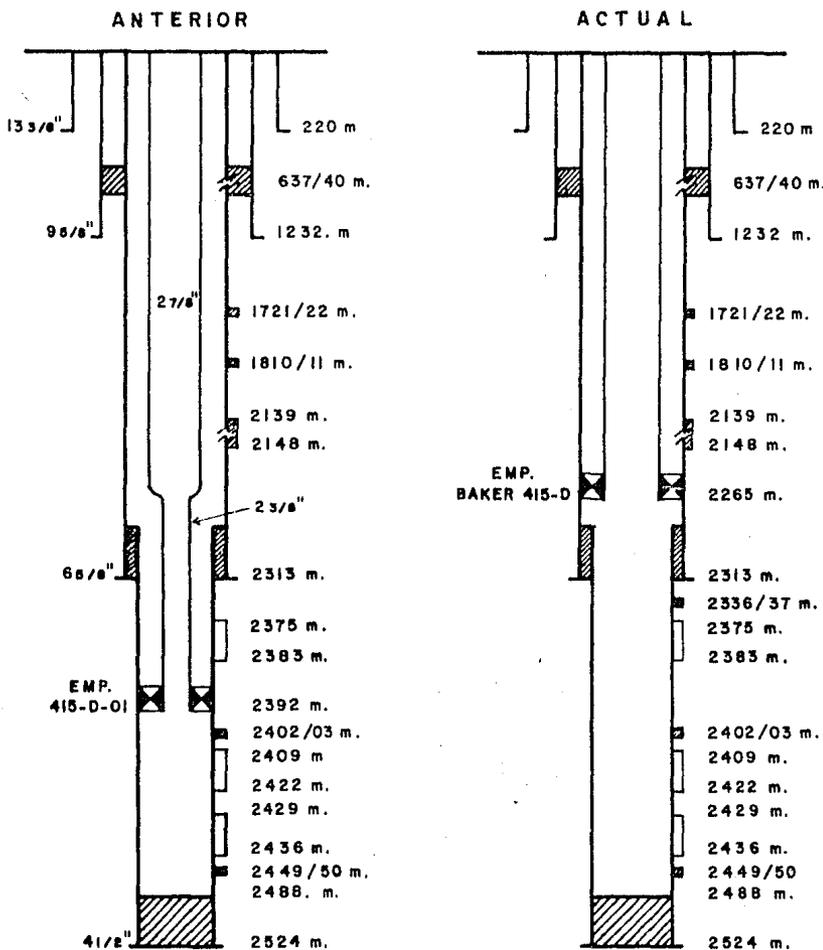
POZO POZA RICA Nº 152



POZO ORIGINALMENTE INYECTOR POR TP Y TR

FIG.-6.19 SE COLOCO ANILLO DE CEMENTO EN LOS TRAMOS 1021-2122, 1025-1026 Y 2150-2151 M. FINALMENTE SE SUSPENDIERON OPERACIONES. QUEDANDO CON TUBERIA FRANCA A 2000 M.

POZO POZA RICA N° 45



POZO ORIGINALMENTE INYECTOR DE AGUA PORT TP Y TR

FIG.-6.20 SE RECUPERARON TP 2 7/8" Y 2 3/8" CORROIDAS, Y SE COL-
 OCO ANILLO DE CEMENTO AL TRAMO 2336-2337M. EN LA
 TR 6 5/8"- FINALMENTE QUEDO COMO INYECTOR POR TP
 UNICAMENTE.

POZO POZA RICA N° 191

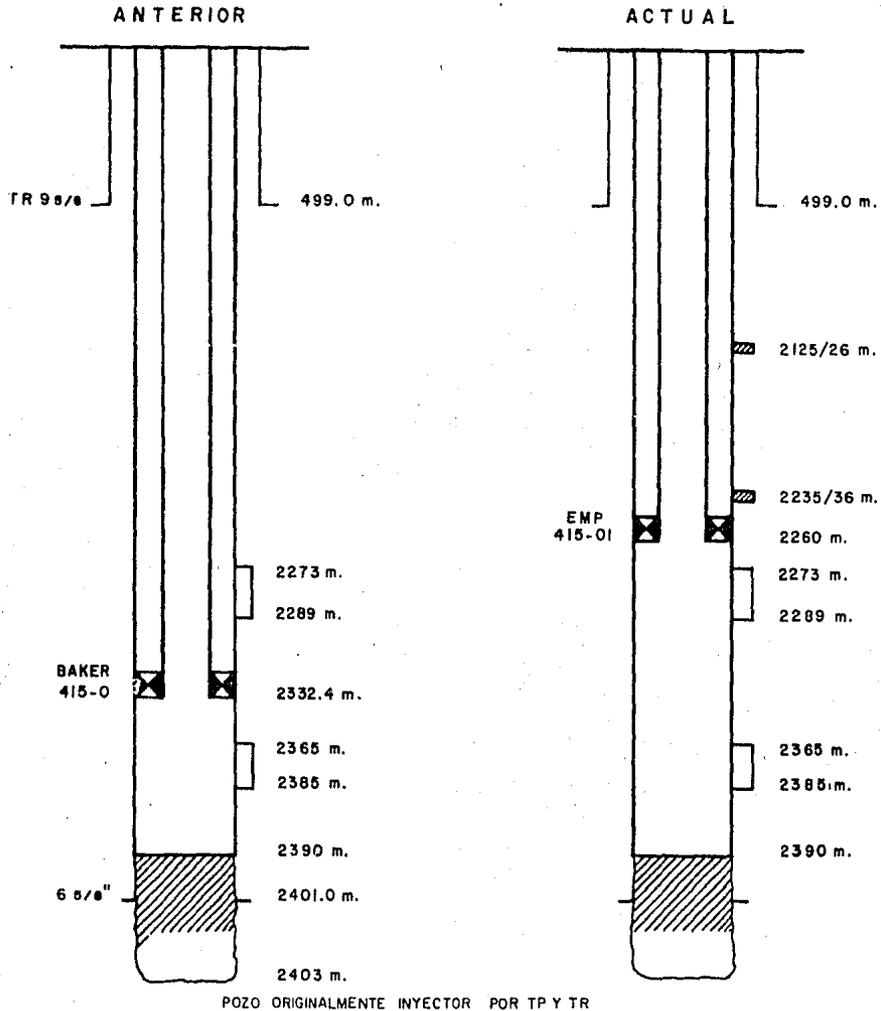
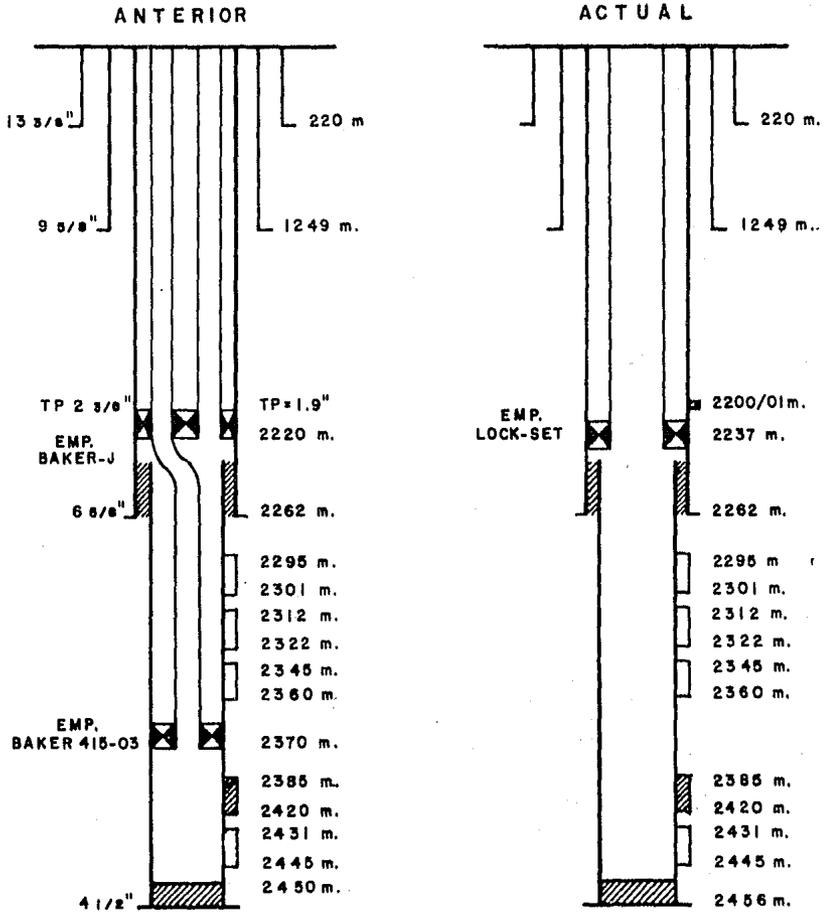


FIG.-6.21 SE RECUPERO TP 2 7/8" CORROIDA Y SE COLOCO ANILLO DE CEMENTO A LOS TRAMOS 2225 - 2236 M.- FINALMENTE QUEDO COMO INYECTOR POR TP. UNICAMENTE.

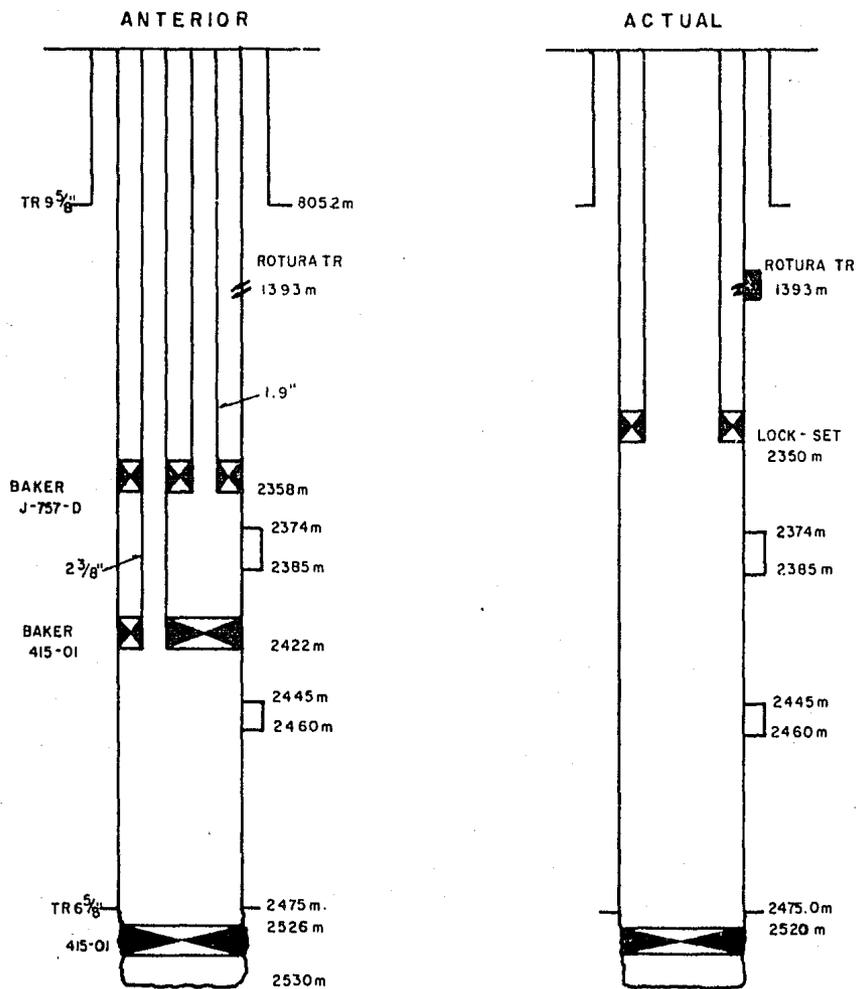
POZO POZA RICA N° 35



POZO ORIGINALMENTE INYECTOR POR DOS APAREJOS DE PRODUCCION.

FIG.- 6.22 SE RECUPERARON LOS APAREJOS DE PRODUCCION DE 2 7/8" Y 1.9", Y SE COLOCO ANILLO DE CEMENTO AL TRAMO 2200-2201 M. QUEDANDO FINALMENTE COMO INYECTOR POR TP, CON APAREJO SENCILLO.

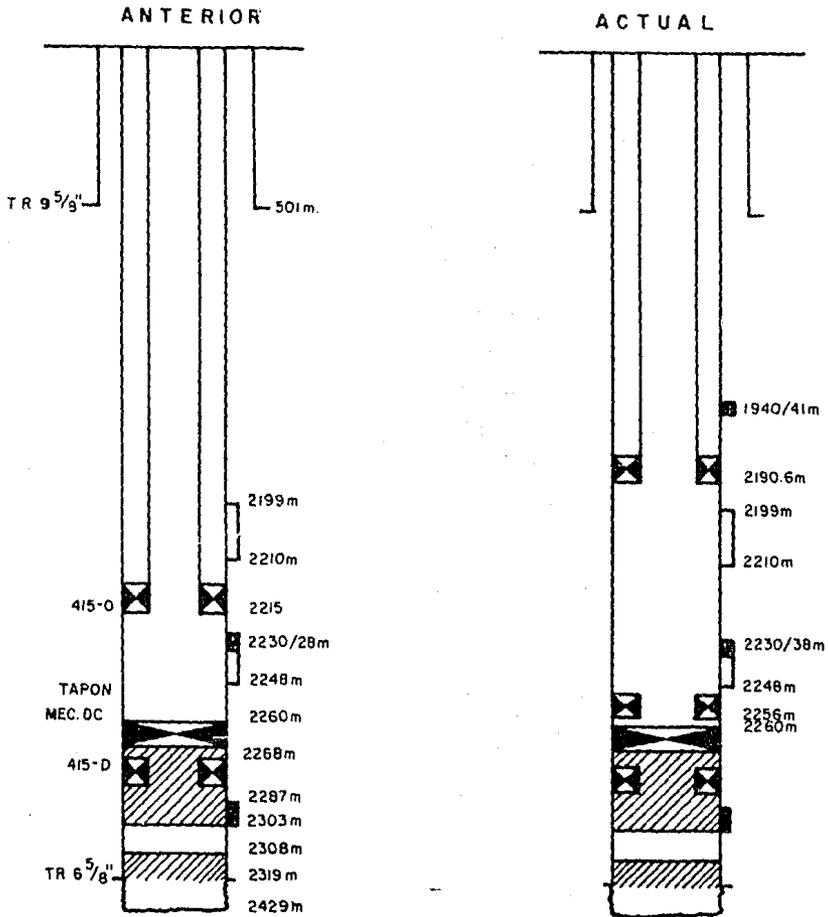
POZO POZA RICA Nº 156



POZO ORIGINALMENTE INYECTOR DE AGUA POR DOS APAREJOS DE PRODUCCION.

FIG.-6.23 SE ENCONTRO ROTURA DE 6 5/8" A 1393M. OBTURANDO-SE ESTA CON CEMENTO = FINALMENTE QUEDO COMO INYECTOR POR TP.

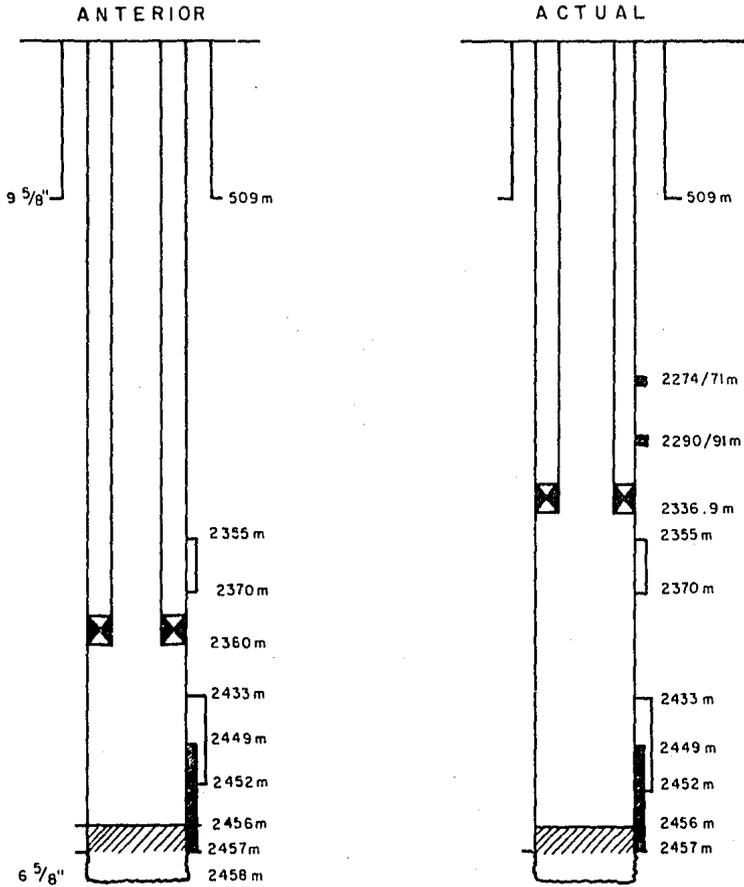
POZO POZA RICA N° 122



POZO ORIGINALMENTE INYECTOR DE AGUA POR TP Y TR

FIG.- 6.24 SE RECUPERARON TP 2 7/8" Y MULTI-V DANADOS POR CORROSION, Y SE COLOCO ANILLO DE CEMENTO AL TRAMO 1940-1941 M. QUEDANDO FINALMENTE COMO INYECTOR POR TP UNICAMENTE.

POZO POZA RICA N° 155



POZO ORIGINALMENTE INYECTOR DE AGUA POR TP YTR

FIG.- 6.25 SE RECUPERO TP 2 7/8" CORROIDA, Y SE COLOCO ANILLO DE CEMENTO EN LOS TRAMOS 2274-2275 Y 2290-2291 M. QUEDANDO FINALMENTE COMO INYECTOR POR TP UNICAMENTE.

6.6 CONCLUSIONES

- 1.- Los afloramientos de agua lodosa se presentan dentro -- del área del Campo Poza Rica, en donde el yacimiento Ta mabra está sujeto a un proceso de recuperación secunda-
ria por inyección de agua.
- 2.- La ubicación de los afloramientos en todos los casos es es tá siempre próxima a los pozos inyectoros.
- 3.- La mayoría de los pozos inyectoros tienen operando en -
tre 15 y 20 años en forma ininterrumpida y sin que por-
lo general hayan sido reacondicionados.
- 4.- Se han encontrado pruebas de alto grado de corrosión en
las tuberías de los pozos inyectoros, probablemente de-
bidas a desviaciones en la calidad del agua de inyec---
ción y al tiempo de operación del sistema, lo que ha --
provocado roturas en las mismas.
- 5.- La presión del yacimiento en las proximidades de los in in ectoros, se ha incrementado notablemente, razón por la
cual, las tuberías de revestimiento están sometidas ac-
tualmente a mayores presiones de trabajo.
- 6.- Los sedimentos del agua que fluyeron cerca del pozo Po-
za Rica 139, son de edad Mioceno Inferior, en tanto que
las del Escolín 40, correspondieron al Oligoceno Medio.
- 7.- Es notable el hecho de que al cerrar los pozos inyectoro-

res, el flujo de agua con lodo disminuyó paulatinamente y en los últimos días, al cesar el flujo turbulento sale agua sin arcilla.

- 8.- Las causas que pueden provocar los afloramientos, son roturas en las tuberías de revestimiento de 6-5/8" o bien canalizaciones del cemento que cubre a la formación productora.
- 9.- Por cualquiera de las dos causas anteriormente expuestas, el agua fluye por el espacio anular entre las tuberías de revestimiento de 6-5/8" y la pared del agujero hasta encontrar algún estrato de alta permeabilidad, por donde fluye hasta la superficie.

6.7 RECOMENDACIONES

- 1.- Para prevenir cualquier falla del cemento que cubre a la formación productora, se recomienda mejorar la adherencia arriba de la misma y así evitar el posible flujo por canalización a las formaciones superiores.
- 2.- En los pozos en donde la inyección se realiza por ambas ramas, es recomendable aislar la tubería de revestimiento e inyectar a ambos intervalos por tubería de 3-1/2" únicamente.
- 3.- Para evitar se presenten problemas de surgencia en otras áreas, se recomienda revisar todos los pozos inyectoros del sistema, principiando con aquellos que

muestran desviaciones en el gasto de inyección.

- 4.- Para prolongar la vida útil de las tuberías, se recomienda, controlar de manera más eficaz la calidad del agua de inyección, dosificando de manera más adecuada, con inhibidores de corrosión más efectivos, y mantener los parámetros que se analizan, en el rango adecuado.

REFERENCIAS

- 1.- Malcom K. Strubhar, James S. Blackburn, W. Whohnlee. -----
"PRODUCTION OPERATIONS COURSE II WELL DIAGNOSIS. Society of-
Petroleum Engineers of AIME. 1972.
- 2.- Rodríguez Nieto, Rafael. "APUNTES DE EVALUACION DE LA PRODUCCION". UNAM. 1982.
- 3.- Santiago Rivas G., Antonio Pérez Matus. "TRATAMIENTOS DEL --
AGUA PARA LA INYECCION EN SISTEMAS DE RECUPERACION SECUNDA -
RIA". Tampico, Tamps. Junio de 1967.
- 4.- Nalco Mex., S.A. de C.V. "CARACTERISTICAS DE LA CALIDAD DEL-
AGUA DE INYECCION A LOS CAMPOS POZA RICA Y SAN ANDRES". México, D.F. Junio de 1983.
- 5.- H. Guillermo O. "29 AÑOS DE RECUPERACION SECUNDARIA". -----
XXXVIII Rane Caracas Venezuela. Octubre de 1980.
- 6.- R.D. Uhl, C.R. Connaughton. "TAMABRA RESERVOIR POZA RICA ---
FIELD, STATE OF VERACRUZ, MEXICO". Core Laboratories, Inc. -
Abril de 1961.