



321

[Firma manuscrita]

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA

**Disposición del Agua Producida en los
Campos Petroleros.**

Aplicación al Area de Cuichapa, Ver.

RAMON MENDEZ SAMANO

MEXICO, D. F. 1967.

Con respeto para mi Escuela.

A mis maestros.



0321

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE
MEXICO

Al Pasante señor RAMON MENDEZ SAMANO
Presente.

En atención a su solicitud relativa, me es grato transcribir a usted a continuación el tema que aprobado por esta Dirección propuso el señor profesor Ingeniero José Gómez Salinas, para que lo desarrolle como tesis en su exámen profesional de Ingeniero PETROLERO.

DISPOSICION DEL AGUA PRODUCIDA EN LOS CAMPOS PETROLEROS APLICACION AL AREA DE CUICHAPA, VER.

El cual deberá desarrollarse en la forma siguiente:

CAPITULO I. METODOS DE DISPOSICION DEL AGUA PRODUCIDA EN LOS CAMPOS PETROLEROS

I.2. METODOS DE DISPOSICION EN LA SUPERFICIE

I.2.1. EN ESTANQUES DE INFILTRACION

I.2.2. EN FOSAS DE EVAPORACION

I.2.3. EN MARES LAGOS O RIOS

I.3. METODOS DE DISPOSICION BAJO LA SUPERFICIE

I.3.1. INYECTANDOLA EN FORMACIONES SUBTERRANEAS

CAPITULO II. APLICACION AL AREA DE CUICHAPA, VER.

II.1. GENERALIDADES

II.2. CARACTERISTICAS DE LOS CAMPOS

II.3. CONDICIONES ACTUALES

II.4. ESTUDIO DEL METODO MAS CONVENIENTE PARA ELIMINAR EL AGUA PRODUCIDA
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Ruego a usted tomar debida nota de que en cumplimiento de lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito indispensable-



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

para sustentar exámen profesional; así como de la disposi-
ción de la Dirección General de Servicios Escolares, en -
el sentido de que se imprima en lugar visible de los ejem-
plares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Muy atentamente,

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
México, D.F. a 26 de Septiembre de 1967

EL DIRECTOR

Ing. Manuel Paulín Ortiz

MPO'MMO'dc.

I N D I C E

Pág.

I N T R O D U C C I O N

1

CAPITULO I.- Métodos de Disposición del agua producida en los campos petrole ros

3

I.2 Métodos de Disposición en la su perficie

5

I.2.1 En estanques de Infiltración

6

I.2.2 En fosas de evaporación

9

I.2.3 En mares, lagos o ríos

13

I.3 Métodos de disposición bajo la- superficie

35

I.3.1 Inyectándola en formaciones sub terráneas

35

CAPITULO II.- Apliación al Area de Cuichapa, - Ver.

52

II.1 Generalidades

53

II.2 Características de los Campos

55

II.3 Condiciones actuales

63

II.4 Estudio del método mas convenien te para eliminar el agua produci da

68

Conclusiones y recomendaciones

81

Referencias

82

I N T R O D U C C I N

Durante la etapa de explotación inicial de un campo petrolífero, el agua producida con los hidrocarburos no significa un grave problema, ya que las cantidades obtenidas diariamente son mínimas y generalmente -- pueden eliminarse con relativa facilidad. Sin embargo -- a medida que la explotación del campo continúa y principalmente cuando se trata de la producción de Hidrocarburos provenientes de yacimientos con empuje hidráulico o sujeto a un método de recuperación secundaria, por inyección de agua, la producción de agua aumenta considerablemente, hasta el punto de ocasionar problemas en su eliminación.

El agua producida generalmente lleva en solución sustancias químicas que son altamente perjudiciales para la vida animal y vegetal. Debido a esto, en la actualidad se han estudiado detenidamente las posibles alternativas que existen para eliminarla, y así poder -- evitar los graves problemas que se presentan debido a -- la contaminación de tierras, ríos, manantiales, etc., -- con las sustancias químicas provenientes del agua de -- producción.

En este trabajo se exponen los principales -- métodos de disponibilidad de agua producida por campos--

petrolíferos y un análisis de los mismos con el objetivo de determinar el método mas conveniente para su aplicación en el caso particular del campo Cuichapa en el Estado de Veracruz, de Petróleos Mexicanos.

C A P I T U L O I

DISPOSICION DEL AGUA PRODUCIDA EN LOS CAMPOS PETROLEROS

Los métodos de disposición del agua producida en los campos de petróleo se pueden dividir en dos:

Métodos de disposición en la superficie.

Métodos de disposición bajo la superficie.

Los métodos de disposición superficiales incluyen estanques de infiltración, fosas de evaporación y la descarga controlada hacia ríos, o arroyos. Los métodos de disposición bajo la superficie comprenden todo lo concerniente para efectuar la inyección del agua producida hacia formaciones del subsuelo.

El agua producida en los campos petrolíferos contiene una gran cantidad de sales disueltas, los iones de sodio y cloro son los que en mayor cantidad se encuentran por lo cual éstas aguas son generalmente saladas. Su contenido de sulfatos, carbonatos y bicarbonatos de calcio, magnesio y bario, sobrepasan considerablemente al contenido existente en las aguas potables y superficiales. Estas características pueden deberse a las diferentes condiciones bajo las cuales han estado sujetas unas y otras. El contenido de sales disueltas reflejan tales condiciones y pueden proporcionar una idea

de la migración que hayan tenido.

Mientras los volúmenes de agua no sean considerables, su eliminación puede hacerse sin causar perjuicios en arroyos, ríos, o bien dejándola que se infiltre bajo la superficie terrestre. Pero ésta situación no puede prevalecer por mucho tiempo, pues a medida que se efectúa la explotación del campo, también aumenta el agua producida hasta llegar al límite en el cual la contaminación producida en el medio es altamente perjudicial para la vida animal y vegetal.

Por lo antes expuesto, la elección de cualquiera de los métodos existentes deberá estar basada en: -- los volúmenes de agua por eliminar; su composición, la facilidad de adaptar y conservar en forma efectiva el método, y finalmente los factores económicos.

I.2 METODOS SUPERFICIALES DE DISPOSICION

Estos métodos solo son aplicables en las primeras fases del desarrollo de los campos, es decir, en donde no sean muy grandes los volúmenes de agua por eliminar. Su utilización es función de las condiciones atmosféricas y ambientales prevalecientes. Las precipitaciones pluviales, la humedad relativa de la atmósfera, la velocidad y frecuencia de las corrientes de aire, las superficies disponibles y su grado de infiltración, --- son factores que influyen en forma decisiva con la elección del método apropiado. Cuando se vaya a efectuar la eliminación en ríos o arroyos, la topografía y la composición del agua serán los factores mas importantes a -- estudiar.

I.2.I METODOS DE DISPOSICION DEL AGUA EN ESTANQUES DE INFILTRACION.

En este método el agua se almacena en una serie de estanques los cuales están formados por una red de diques o bordos artificiales o naturales. Los estanques generalmente se construyen en series, uno en un nivel mas alto del otro de tal forma que el derrame del superior escurra al próximo situado inmediatamente aguas abajo.

El objetivo de un proyecto para la infiltración superficial del tipo de estanques consiste en lograr la máxima relación de área mojada al área bruta, entendiéndose por área bruta el área disponible en el terreno y por área mojada aquélla que presenta contacto con el agua por infiltrar. Los bordes pueden construirse con tractores provistos de cuchillas, procurando emplear los suelos nativos; sin embargo en las zonas donde la infiltración pueda perjudicar a la propiedad privada, debe darse mayor a los detalles de tipo constructivo. Generalmente se construyen caminos sobre la corona de los bordes principales, para facilitar su vigilancia, operación y conservación.

El diseño del sistema de estanques deberá tomar en cuenta la regulación adecuada del escurrimiento,

el cual dependerá de: la superficie disponible, la velocidad de infiltración, el volúmen de agua y la acción erosiva de la corriente, aguas abajo. Sus dimensiones dependerán de la topografía y de la facilidad para la operación y conservación de las velocidades de infiltración, teniendo especial cuidado en la construcción del estanque superior que debe ser lo suficientemente grande para reducir la velocidad de escurrimientos y que por ser el que se utiliza como vaso sedimentador necesitará mayor conservación.

La selección de los sitios adecuados para la infiltración, deberá hacerse en base a: las características de los suelos, los estudios de geología superficial y del subsuelo; la topografía y la facilidad de operación y conservación. El conocimiento de los suelos superficiales debe abarcar su profundidad y los materiales de que están constituídos. Esto último es de suma importancia pues el conocimiento de los constituyentes del suelo proporcionará información sobre las reacciones que puede efectuarse entre el agua infiltrada y dichos materiales, para así evitar problemas tales como la defloculación de las arcillas al reaccionar con las iones de sodio y potasio, lo que produce propiedades impermeabilizantes en el suelo. Mediante los estudios Geológicos se deberá determinar la presencia de una

cuenca o formación suficientemente capaz de almacenar - el volúmen de agua por eliminar. El problema común en - la operación y conservación lo constituyen la precipi-- tación de los sólidos disueltos en el agua, principalmen-- te, las incrustaciones de Carbonato de Calcio yla forma ción de materia orgánica, lo cual ocasiona una reduc--- ción en la velocidad de infiltración, recomendándose la limpieza periódica del fondo, por medio de escrapas, -- rastras de dientes o discos, así como tratar con bacte-- ricidad o bacteriostatos y reducir el contenido de sóli-- dos lo más posible.

Estos estanques, fueronutilizados durante mu - chos años en los Estados Unidos, mientas no se palpa-- ron los perjuicios ocasionados por una proyección defec-- tuosa. En cuanto se presentaron diversos problemas, es-- te método de infiltración quedó prohibido, tal como su-- cedió en Texas en los alrededores del Rio Rojo, pues la infiltración de los estanques estaba canalizada hacia - dicho río, cuyas aguas fueron contaminadas totalmente.

I.2.2 FOSAS DE EVAPORACION.

La construcción de estas fosas se efectúa en forma similar a la de los estanques de infiltración, con la diferencia de que éstas son revestidas con material impermeable para evitar la infiltración de agua.

Hay una gran variedad de materiales adecuados para efectuar la impermeabilización, el concreto y el gunito son materiales que han sido utilizados en éstas presas, pero su uso en la actualidad es limitado, debido alo costoso que resulta emplearlós; actualmente las películas de plástico son materiales de revestimiento muy económicos y que proporcionan muy buenos resultados.

Las películas de plástico son hechas de vinyl-polyetileno y polyvinyl. Generalmente éstos recubrimientos constituyen películas de 0.02 cm. de espesor, debiendo tener cuidado en su manejo para evitar dañarlas, pues son poco resistentes al impacto. Las superficies por cubrir deberán estar libres de rocas angulosas y residuos vegetales. Generalmente los suelos son cubiertos con algún material que le sirva a la película de colchón protector, también es conveniente rociar las superficies por cubrir con herbicidas, para evitar que el crecimiento de vegetales puedan ocasionar daños en la película. Se recomienda un colchón protector compuesto -

de dos capas, una de 15.25 cm, de material de textura fina y otra también de 15.25 cm. de grava. El material de textura fina servirá como una capa colchón para la capa de grava, cuya finalidad es protegerla de la erosión. El costo de estas capas protectoras suelen ser mayores que el de los plásticos, variando de acuerdo con la localización.

El polyetileno es mas resistente a la erosión que el vynil y éste tiene la ventaja sobre aquél en la facilidad para unirse pues para juntar las láminas de polyetileno no son efectivos los cementos, teniéndose que llevar a cabo las uniones por medio de calor, lo cual es bastante laborioso.

Las pendientes de los lados que sean cubiertos con éstos plásticos, no deben excederse de la proporción 3:1 ya que con una pendiente mayor puede deslizarse.

La evaporación de una superficie de agua libre es un fenómeno complejo que resulta afectado por circunstancias de las cuales solo se conoce su influencia cualitativa pues la cuantitativa es difícil valuarla, los principales factores que afectan la evaporación son:

El cambio de la temperatura del agua, ya que -

al variar, también varía la evaporación. A menores temperaturas se observan evaporaciones más pequeñas, en -- tanto que a mayor temperatura corresponden evaporaciones mas grandes por lo cual la evaporación varía en -- función directa a la temperatura del agua.

La velocidad del viento también afecta en forma directa a la evaporación, ésto se explica porque con el viento se produce un cambio continuo en la capa de -- aire que se encuentra en contacto con la superficie del agua, la cual al renovarse con mayor rapidez no llega a saturarse de humedad aumentando su capacidad de absor-- ción de vapor de agua.

El estado Higrométrico del aire también es un factor predominante en la evaporación pues a menor humedad relativa del aire es mayor su capacidad de absorber el vapor de agua, a medida que se vá saturando la atmósfera con humedad se reduce la capacidad de absorción de vapor de agua. La capacidad de absorción de una masa de aire aumenta con la temperatura de la misma, todo lo anterior tiene como resultado una evaporación mayor en -- climas secos, o en los días en que la atmósfera es muy-seca.

La presión atmosférica actúa en función inversa a la evaporación, así tambiénla altura sobre el ---

nivel del mar; por ello a mayores altitudes se tendrá una mayor evaporación desde el punto de vista de la presión atmosférica, solo que éste fenómeno se vé contrarrestado por las bajas temperaturas que corresponden a mayores altitudes.

La composición química del agua es también otro factor muy importante pues entre mayor cantidad de sales disueltas contenga es menor la evaporación.

Todos los factores anteriores deben de ser estudiados para saber la efectividad del método, en el caso en que sean favorables, y que los volúmenes por eliminar puedan ser captados por la evaporación, solo resta recomendar que las fosas estén libres de obstáculos que pueden afectar al acceso libre del viento y los rayos solares, sobre todo las acumulaciones de aceite en la parte superior.

I.2.3 POR DESCARGA CONTROLADA HACIA MARES, LAGOS O RÍOS.

Quando cerca del campo petrolífero se encuentra el mar, un lago o algún río cuyo caudal sea suficiente para diluir las concentraciones tan altas de sales disueltas que el agua producida contiene, el problema de la disposición de ésta puede solucionarse descargándola en forma controlada hacia éstos por medio de ductos.

Es necesario al escoger esta solución saber los límites de las concentraciones de iones bajo los cuales deban encontrarse las aguas sobre las cuales serán descargadas las del campo, éstos límites dependerán del uso que tenga destinado, debiéndose conocer si el grado de contaminación pueda ser aceptado, pues de lo contrario perjudicaría la vida animal y vegetal y más aún a las fuentes de suministros municipales de agua.

En el caso de ríos cuando la concentración salina resultante de la mezcla del agua de producción con el agua del caudal del río es mayor que la permitida se ha acostumbrado en algunos lugares, aumentar de éste río con suministro de agua dulce de otros afluentes o de pozos. Con el fin de que el agua del río se encuentre dentro de los límites necesarios para ser utilizada.

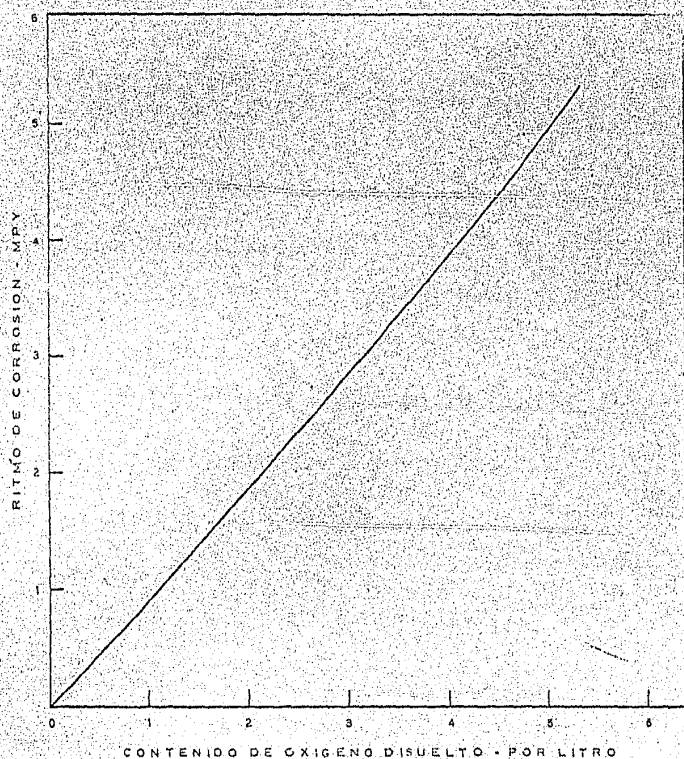
Para que este tipo de solución proporcione el éxito deseado es necesario estudiar los daños que el agua pueda causar en los sistemas, tales como la corrosión, las incrustaciones, o las acumulaciones de gas o aceite. Estos sistemas deben también proyectarse en tal forma que se tenga: facilidad de acceso para efectuar la limpieza, y la localización de problemas que pueden presentarse durante la operación, así como un flujo eficiente de agua .

Las substancias disueltas, la presencia de bacterias, el P.H., las temperaturas y velocidades de flujo en el agua transportada, son las condiciones particulares que se deben estudiar para preveer los daños y decidir si hay necesidad de algún tratamiento o sistema especial para la conducción.

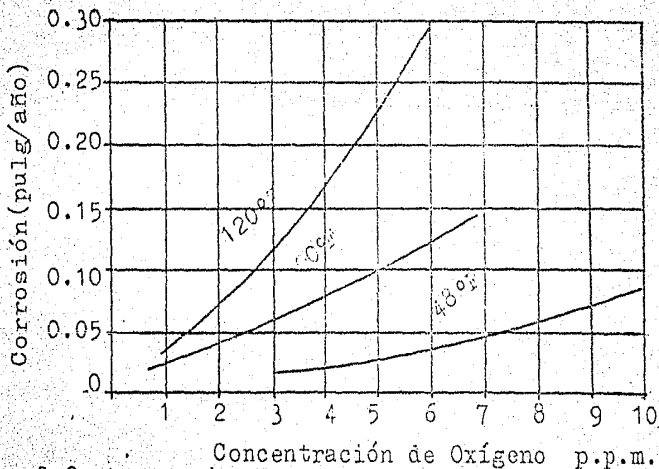
Las substancias que producen corrosión son --- principalmente:

El Oxígeno.- Este gas produce corrosión en los sistemas al reaccionar con los hidróxidos ferrosos solubles los que son convertidos en hidróxidos férricos insolubles. También se produce corrosión al originar flujos de corriente eléctrica, cuando hay una diferencia de concentración de éste ión, entre dos partes de un sistema, ya que el área de menor concentración actúa ---

como ánodo y la de mayor como cátodo, originando celdas de aereación diferencial. La acción corrosiva del oxígeno es mayor cuando se tienen altas temperaturas y altas concentraciones de sólidos disueltos, su variación puede apreciarse en las gráficas 1, y 2.



G.1 Corrosión en soluciones de Cloruro de Sodio con contenido de Oxígeno disuelto.



G.2.-Corrosión causada por el aumento del oxígeno disuelto a diferentes temperaturas.

La eliminación del oxígeno se logra por medio de aereación usando gas natural en un medio que no contenga oxígeno, en éstas circunstancias el oxígeno existente será liberado al mismo tiempo que el gas es absorbido por el agua. El éxito de este tratamiento exige la ausencia en el gas de oxígeno, bióxido de carbono y ácido sulfhídrico, pues de lo contrario éstos serían absorbidos por el agua con su consecuente contaminación. --- También es posible eliminarlo por el proceso contrario, la deaeración que bien puede ser química o mecánica, -- aunque la primera solo es utilizada para eliminar pequeñas cantidades empleándose el Sulfito de Sodio y la --- Hidrazina, sustancias ávidas de oxígeno, para el efecto. La deaeración mecánica es capaz de eliminar mayores ---

cantidades y se efectúa por medio de un recipiente cerrado en el que se produzca un vacío haciéndose pasar el agua en él, sobre la mayor área posible.

Estos procesos de Aeración y Deaeración son regidos por las Leyes de Henry, Dalton y Haney cuyos enunciados son:

LEY DE HENRY.- La cantidad de un gas disuelto en un volúmen dado de agua, a temperatura constante, es directamente proporcional a la presión parcial de dicho gas en equilibrio con la solución, ésta ley se expresa con la ecuación:

$$C = H P$$

Donde: C - concentración del gas

H - Constante de proporcionalidad

P - Presión del gas sobre el agua

Las ecuaciones dadas por Haney para la absorción y la liberación de un gas a una presión y temperatura dadas son:

Para la Absorción:

$$\text{Log}_{10} \frac{(S - Ct)}{(S - Co)} = - K (A/V) \cdot t$$

Para la Liberación

$$\text{Log}_{10} \frac{(Ct - S)}{(Co - S)} = - K (A/V) \cdot t$$

Donde: Ct - Concentración del gas en el agua al tiempo t, ppm.

S- Concentración de Saturación g/ml.

Co- Concentración inicial del gas en el ---
agua.

K - Constante

A - Area de la interfase gas-agua, cm²

V - Volúmen de Agua, ml.

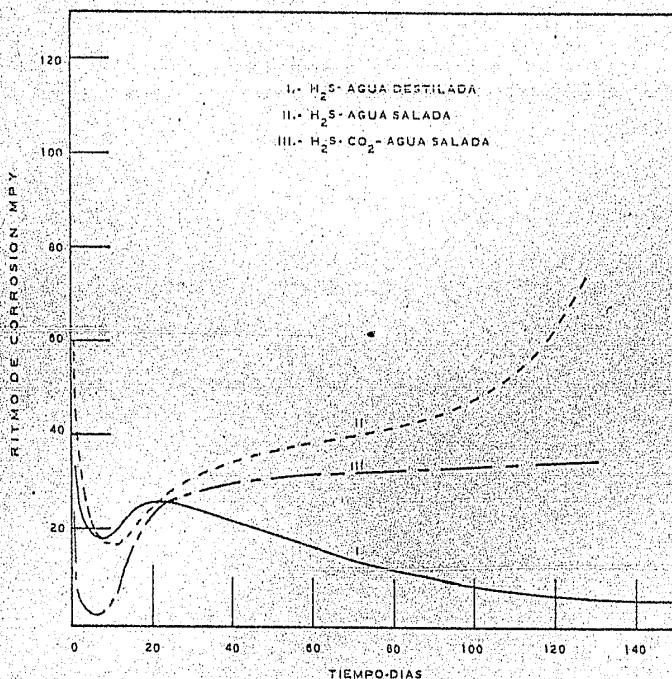
t - tiempo, horas.

LEY DE DALTON: La presión total de una mezcla de gases es igual a la suma de las presiones parciales de los componentes individuales en la mezcla, su ecuación vendría siendo:

$$P_r = P_1 + P_2 + P_3$$

La presión parcial de un gas individual es la presión que dicho gas ejercería si solamente él ocupara todo el volúmen de la mezcla a la misma temperatura.

Acido Sulfúrico.-Este gas es corrosivo por naturaleza pero cuando se combina con el hierro disuelto da origen a una mayor acción corrosiva, pues el sulfuro de fierro resultante que se deposita sobre las superficies metálicas propicia la corrosión electroquímica, ya que el fierro tiene la propiedad de ser catódico. Es también mayor su acción cuando se encuentra en agua salada y en presencia del Bióxido de Carbono, lo que puede observarse en la gráfica 3.

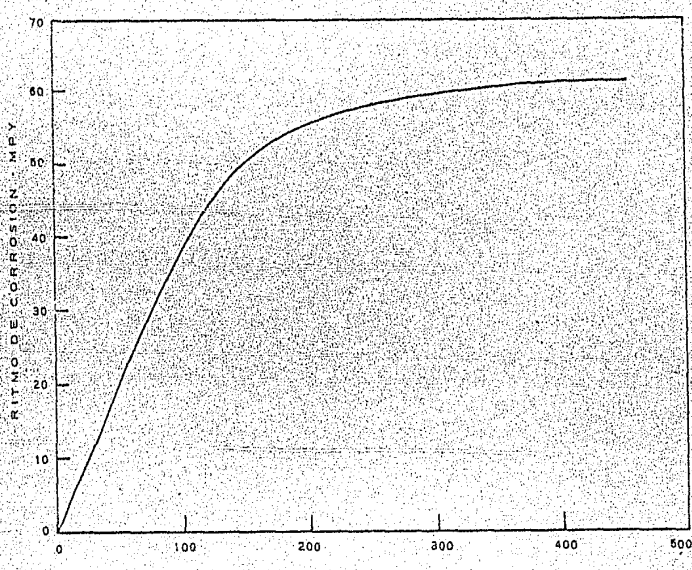


G.3-Ritmo de corrosión en tres sistemas de Agua-Acido - Sulfhídrico.

Generalmente se elimina por medio de aereadores, siendo los más efectivos los del tipo de charolas, facilitando al proceso un estado Acido del agua y una mínima cantidad de bióxido de carbono.

Bióxido de Carbono.- Este compuesto actúa como un ácido al encontrarse disuelto en el agua y aunque no es de un poder corrosivo tan grande como el del oxígeno o el Acido Sulfúrico, su presencia en conjunto con éstos aumenta su poder corrosivo.

En la gráfica 4 se muestra el ritmo de corrosión de este gas en función de su presión.



G.4.- Corrosión del Acero a distintas presiones parciales del CO_2

Su eliminación se hace por medio de aeración, - y es conveniente tener un control de la cantidad óptima por eliminar para que ésta no sea mayor de la necesaria para mantener el carbonato de calcio en solución ni tampoco menos de la que daría origen a la corrosión, pues la solubilidad del carbonato de calcio es influenciada grandemente por la presencia de este gas, y de dicha solubilidad dependerá la tendencia a la incrustación o a-

MINISTERIO DE ENERGÍA

EL L. E. C.

la corrosión, ambas perjudiciales. Los métodos desarrollados para conocer estas tendencias se exponen más adelante al referirse a la influencia del P.H.

Las sales disueltas que el agua contiene son -- las que determinan su poder corrosivo, dependiendo de su naturaleza y concentración. Generalmente se eliminan mediante un proceso de ablandamiento en el cual son uti- lizados el óxido y el hidróxido de calcio así como el carbonato de sodio, para eliminar los iones calcio, mag- nesio, bicarbonato y el ión ferroso.

Este proceso de ablandamiento también puede lle- varse a cabo mediante un intercambio de iones entre un sólido y un líquido.

La presencia de bacterias en las aguas, da lu- gar a condiciones propicias, para que se efectúe la co- rrusión. Originan celdas de aeración diferencial al --- aislar áreas con menor concentración de oxígeno, debi- das a los precipitados de hidróxido férrico que resultan de la oxidación que las bacterias producen al ion ferro- so. Estas áreas actúan como ánodos y como cátodos, ---- aquellas áreas de mayor concentración. Debido a este -- fenómeno, éstos organismos han sido llamados bacterias- del fierro, siendo las principales las del género ---- Gallionella y las del Grenothrix. Agregados de micro---

###.organismos de los géneros Pseudomonads, Flavobacterium, Escherichia, Aerobacter y Bacillus pueden dar origen también a la producción del mismo fenómeno.

Su eliminación o control se efectúa por medio de bactericidas o bacterioestatos, recomendándose para su uso un conocimiento preciso de los daños que puedan causar las bacterias dependiendo de su número y género, así como de las condiciones físicas y químicas del agua, para las que sean aplicados.

La temperatura es otro factor que debe estudiarse en un proyecto de ésta naturaleza pues de ella dependen la solubilidad de muchos de los gases y compuestos que existen en el agua, la cual, al ser modificada, puede afectar, en la corrosión. También de la temperatura depende la viscosidad, la cual al disminuir por un aumento en la temperatura ocasiona un incremento en la velocidad del agua y en el desprendimiento de oxígeno lo que dá origen a una mayor corrosión. Cuando en un sistema se tienen diferencias de temperatura las áreas más calientes actúan en forma de ánodos creándose celdas de aeración diferencial con la consecuente corrosión.

Estos efectos pueden eliminarse con una protección y un control adecuados del contenido de gases.

La acción del P.H. depende de las sustancias --- que se encuentren en solución en el agua, así por ejemplo, el Aluminio, zinc, y plomo con un P.H. neutro forman -- precipitados de hidróxido los cuales se depositan como -- una capa protectora contra la corrosión, en cambio cuando el P.H. es bajo o alto se forman sales solubles eliminándose la capa protectora. En cambio el Hierro, ---- Niquel, Cadmio y Magnesio, forman precipitados de hidróxidos insolubles en medios con P.H. neutros o altos mientras que para bajos se forman compuestos solubles. Por lo tanto es necesario un control del P.H. para evitar los daños de corrosión y las depositaciones excesivas; éste control se hace por medio de reactivos como la soda ash y la sosa cáustica con el fin de aumentar la alcalinidad. Para reducir el P.H. se utiliza el Acido Sulfúrico, el H_3PO_4 y el $NaHSO_4$.

Se han desarrollado métodos para predecir la -- tendencia a la depositación, o a la corrosión, los cuales son utilizados como guías para el tratamiento del agua.

Langelier da una ecuación para rangos del P.H. entre 6.5 a 9.5 se le conoce como Índice de Saturación, valores positivos de éste índice indican tendencia a la precipitación de $CaCO_3$, y valores negativos indican que hay capacidad del agua para disolver las incrustaciones

de CaCO_3 su fórmula es:

$$\text{SI} = \text{P.H.} - \text{P.H.s.} = \text{P.H.} - (\text{p K}'_2 - \text{p K}'_s) + \text{p Ca}^{++} + \text{p A I K}$$

Donde: S.I.- Índice de Saturación

P.H.- Potencial hidrógeno del agua en su Estado natural

P.H.s Potencial hidrógeno del agua saturada de CaCO_3

$\text{P K}'_2 - \text{P K}'_s$ Constantes Empíricas.

P.Ca^{++} Logaritmo de la inversa de la concentración de iones calcio en moles por litro.

P A I K Logaritmo de la inversa de la alcalinidad total.

Larson y Buswell modificaron ésta ecuación incluyendo la fuerza iónica de la solución, M , y expresando el calcio en p.p.m y la Alcalinidad en p.p.m. de carbonato de calcio en la siguiente expresión:

$$I = \text{pH} + \log \text{Ca}^{++} + \log \text{AlK} - (\text{p K}'_2 - \text{p K}'_s) - 9.3 - \frac{2.5 \sqrt{M}}{1 + 5.3 \sqrt{M} + 5.5 M}$$

Ryznar desarrolló otra ecuación que proporciona un índice de Estabilidad para conocer la tendencia del agua a producir incrustaciones de carbonato de calcio o corrosión, está dado por la ecuación:

$$S.I. = 2pHs - pH = 2(pK'_2 - pK'_3) - \log Ca^{++} - \log AIK + 9.3 + \frac{2.5 \sqrt{A}}{1 + 5.3 \sqrt{A} + 5.5A} p.H.$$

los términos son correspondientes a los utilizados por Larson y Buswell.

Un Índice de 5.5 indica que el agua puede generar una regular cantidad de incrustaciones de carbonato de calcio, entre 7.5 y 9 medido a 140° F que es corrosiva, valores menores que 5 una tendencia muy grande a formar incrustaciones, para valores mayores de 9 el agua es altamente corrosiva.

Stiff y Davis modificaron también el Índice de Langelier, para aplicarse solamente para aguas saldas de los yacimientos, ésta nueva ecuación la llamaron Índice de Estabilidad:

$$S.I. = pH - K - pCa^{++} + p AIK,$$

Donde: pH Potencial hidrógeno del Agua en su estado Natural.

K - Constante

pCa^{++} y $p AIK$, valores dados en gráficas para diferentes fuerzas iónicas y temperaturas.

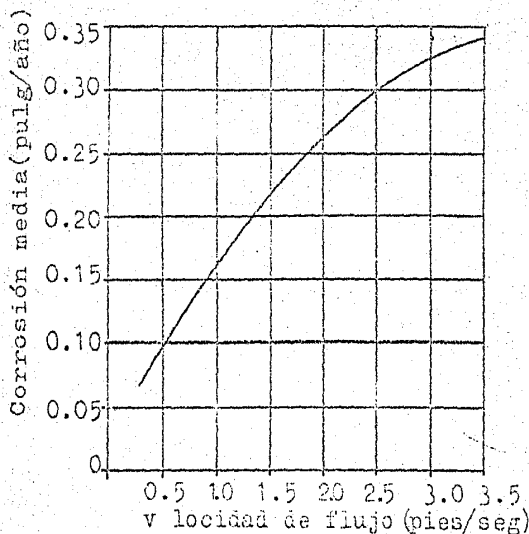
Valores positivos de éste índice indican incrustación.

Valores negativos indican corrosión.

Esta es la ecuación más utilizada actualmente

para la predicción de las tendencias a las incrustaciones de las aguas de los campos petrolíferos.

La velocidad de flujo es otro de los factores - que se debe considerar, pues una diferencia de velocidades pueden dar origen a celdas de aeración diferencial, ya que las áreas sujetas a mayores velocidades actúan - como ánodos respecto a aquéllas en las que se tienen menores. Las velocidades altas pueden dañar la capa formada por los productos de corrosión o bien a los recubrimientos artificiales se pueden apreciar el ritmo de la corrosión respecto a la velocidad del flujo en la gráfica 5.

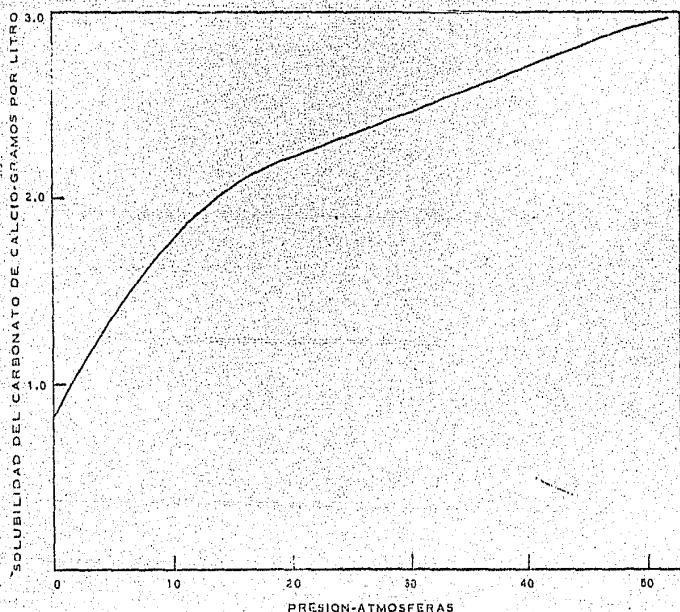


G.5.- Corrosión causada por aumento en la velocidad del flujo.

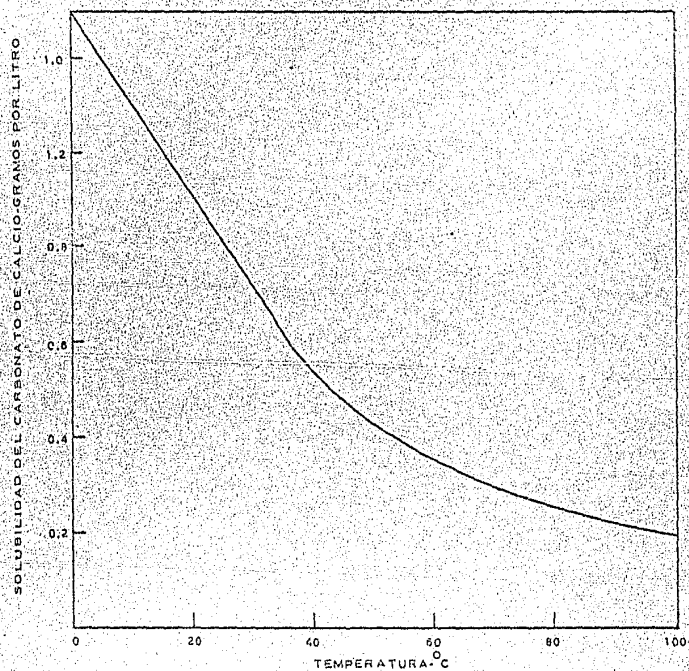
Es conveniente la revisión periódica de los sitios en que se tengan diferencias de velocidades así como una protección adecuada.

Las incrustaciones son causadas generalmente --
por:

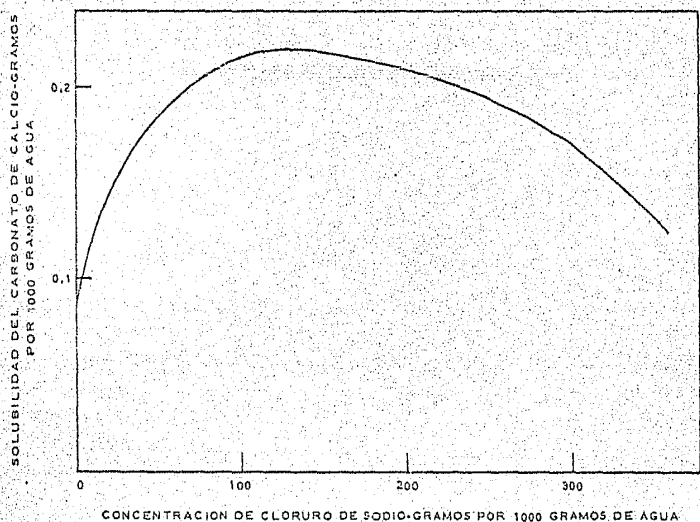
Carbonato de Calcio. Las incrustaciones del ---
carbonato de calcio están en función de su solubilidad
y ésta es afectada principalmente por la presión par --
cial del Bióxido de Carbono, la temperatura y por la --
concentración de las sales en solución, las gráficas --
6, 7, 8 y 9 presentan las solubilidades en función de--
éstos factores:



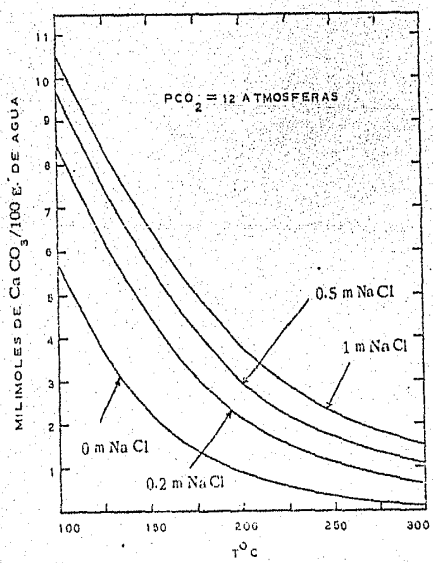
G.6 -Influencia de la presión del CO_2 sobre la solubilidad del CaCO_3 a 24°C .



G.7-Efecto de la Temperatura sobre la solubilidad del CaCO_3 a la presión del CO_2 de 0.987 atm.



G.8- Solubilidad del CaCO_3 en soluciones de concentración variable de NaCl a 25°C .



G.9.- Efecto de la concentración de sales y de la temperatura sobre la solubilidad del CaCO_3 a presión constante.

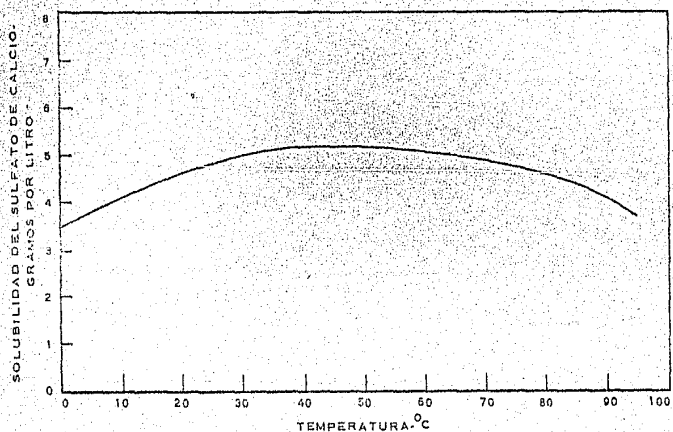
Con éstas gráficas y con los Índices de Saturación y Solubilidad citados al estudiar la influencia -- del pH. se puede saber las tendencias de incrustaciones del Carbonato de Calcio y con ello programar el tratamiento ya sea del agua o de las tuberías en una forma - conveniente.

Hidróxido y Carbonato de Magnesio. Las incrus-- taciones debidas al hidróxido de magnesio se presentan a temperaturas mayores de 82°C, por lo que estas incrus-- taciones se tienen en calentadores y en formaciones pro-- fundas. La solubilidad del Carbonato de Magnesio es in-- fluenciado en forma análoga por los factores que afec-- tan a la del Carbonato de Calcio solo que la solubili-- dad del Carbonato de Magnesio es cuatro veces mayor, - por lo que con las mismas gráficas y proporciones dadas para la solubilidad del Carbonato de calcio se puede -- conocer tomando en cuenta la proporción que guardan --- entre sí.

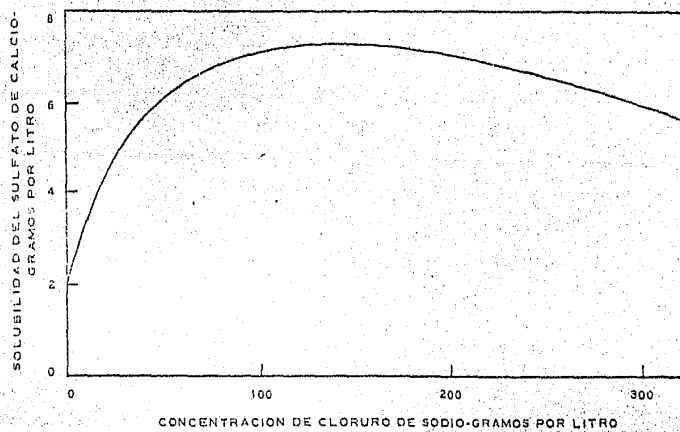
Sulfato de Calcio. La solubilidad de éste com - puestos afectada en forma directa solamente por los -- iones de Calcio y Sulfato, esto cuando el agua está --- casi saturada de Carbonato de Calcio que es cuando el - Bióxido de Carbono puede afectar a la solubilidad del - Sulfato de Calcio, ya que en éstas condiciones un aumen

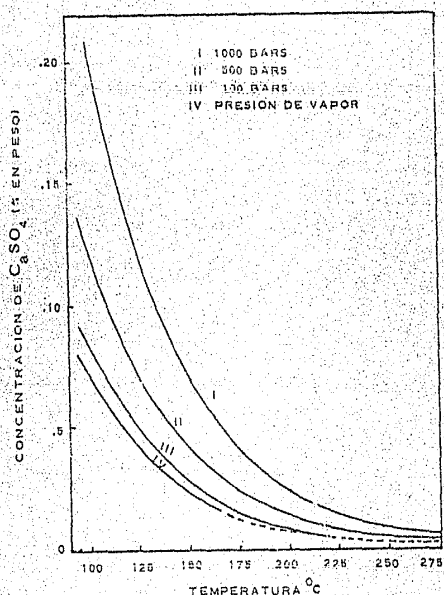
###.. to de la presión parcial del Bióxido de Carbono-
 originaría una disolución del Carbonato de Calcio que -
 daría lugar a un aumento en la concentración de iones -
 de calcio, cuyas incrustaciones son compactas y por en-
 de más difíciles de eliminar.

Las gráficas 10, 11, y 12 y la tabla 1, presen -
 tan las solubilidades de éste compuesto con respecto a-
 los diferentes factores que la afectan.



G.10.- Efecto de la temperatura sobre la solubilidad del CaSO_4 en una solución de 29.4g de NaCl/litro.





G.12.- Efecto de la temperatura y la presión sobre la -
 solubilidad del CaSO_4

SOLUBILIDAD DE LA CALCITA COMO FUNCION
 DE LA PRESION DEL BIOXIDO DE CARBONO Y LA TEMPERATURA

$p\text{CO}_2$ atm..	Temperatura (°F)								
	100	125	150	175	200	225	250	275	300
1	0.216	0.142	0.094	0.060	0.040	0.027	0.015	0.008	0.00
4	0.360	0.244	0.158	0.097	0.063	0.039	0.024	0.013	0.00
12	0.555	0.357	0.221	0.144	0.091	0.059	0.036	0.020	0.01
62	-----	-----	0.405	0.255	0.152	0.089	0.051	0.028	0.01

Tabla 1.- Las solubilidades están dadas en gramos de CaCO_3 /1000 -
 gramos de solución.

Fierro.- Este elemento también da origen a incrustaciones que provienen generalmente de la disolución del acero de la tubería, pues raramente el agua de las formaciones llega a contener una solución de 100 p.p.m. de éste elemento. Comúnmente las incrustaciones son de carbonato ferroso, hidróxido férrico y ferroso, sulfuro ferroso y óxido férrico son resultado de la acción del bióxido de Carbono, Acido sulfhídrico y oxígeno, sobre las superficies metálicas. La cantidad de éstas depositaciones dependen de la concentración de los compuestos antes citados, del p.H. de los iones bicarbonato y sulfuro, del potencial de oxidación-reducción, así como de la cantidad de bacterias que dan origen a la precipitación de los compuestos de fierro mencionados anteriormente.

La solubilidad de los iones férricos y ferrosos que son las formas comunes de presentarse el fierro, es controlada por la concentración de iones oxidrilo y bicarbonato. El ión férrico puede presentarse con soluciones de un p.H. de 3 ó menores, limitándose su existencia en aquéllas soluciones con p.H. mayores debido a la formación de hidróxidos férricos. El ión ferroso en p.H. de 8, puede existir hasta en 100 p.p.m. y en p.H. de 7 hasta 10,000 p.p.m. siendo éstas cantidades limi-

###...tadas por la solubilidad del hidróxido ferroso.--
Cuando existe en solución Bióxido de Carbono, la concen-
tración del ión ferroso está limitada por la solubili-
dad del bicarbonato ferroso de 1 a 10 p.p.m. en un --
p.H. entre 7 y 8 cuando un 25 p.p.m. de bicarbonato -
están presentes. En un p.H. de 7 o menor la solubilidad
de los iones ferrosos es mayor aún en soluciones que --
contengan iones de bicarbonatos del orden de 100 p.p.m.
La solubilidad del bicarbonato ferroso es afectada por-
el bióxido de carbono y la temperatura en forma similar
a como influyen en la del bicarbonato de Calcio y mag--
nesio.

Silice.- Los depósitos de sílice ocurren sola--
mente cuando se tienen temperaturas superiores a 100°C-
y presiones altas por lo cual en los sistemas de conduc-
ción no se tienen incrustaciones de ésta naturaleza, --
observándose solamente en los calentadores de alta pre-
sión.

I.2 DISPOSICION DEL AGUA BAJO LA SUPERFICIE.

El método para eliminar el agua de producción--inyectándola bajo la superficie, consiste de un sistema-colector, una planta de tratamiento, un centro de almacenamiento y uno o varios pozos de inyección. El sistema colector debe ser construido con un material resistente a la corrosión, debe proporcionar un flujo eficiente y debe tenerse un acceso fácil a cualquiera de sus partes, con el fin de efectuar una revisión o reparación rápidamente.

También es necesario proyectar un sistema para el tratamiento del agua para poder evitar los problemas de corrosión e incrustaciones ya mencionadas así como la obstrucción del pozo o los pozos inyectoros debidas a remanentes de aceite, azufre, bacterias o precipitación de sólidos. La planta de tratamiento debe localizarse estratégicamente, es necesario que tenga la capacidad necesaria y debe proporcionar el tratamiento físico y químico de acuerdo con las características que requiere el agua por inyectar. La construcción y mantenimiento de éstas plantas se hace en forma tal que se obtengan los resultados deseados con un costo mínimo.

El centro de almacenamiento es requerido en ---

cualquier proyecto para inyección de agua para el control de las fluctuaciones en la producción, así como para propiciar el asentamiento de los sólidos en suspensión. Generalmente como centros de almacenamiento se utilizan tanques de acero de madera y pilas de concreto.

La selección del pozo inyector debe hacerse en un área donde la topografía sea favorable, éste puede ser un pozo abandonado productor de aceite o bien uno que se perfora exclusivamente para la inyección. La principal ventaja al aprovechar un pozo ya perforado, reside en el aprovechamiento de la tubería de revestimiento, aunque la profundización algunas veces cuesta tanto como la perforación de un nuevo pozo y en otras el diámetro de la tubería de revestimiento no permite la introducción de la tubería de inyección. Los estudios de topografía y geología deben hacerse en forma precisa para que no ocurra contaminación de los estratos que tengan agua dulce o algún perjuicio en un área productora.

Los estudios para efectuar la eliminación del agua bajo la superficie pueden seguir la siguiente secuela:

Estudios Geológicos. Estos estudios deben abarcar lo siguiente: conocimiento del área aprovechable;

litología, espesor y continuidad de la formación en la cual se efectuará la inyección, su posición estratigráfica; su profundidad y las propiedades físicas. Es también importante conocer la geología en el área circundante, y es conveniente trazar mapas que muestren las localizaciones de los pozos y su posición respecto a los rasgos topográficos superficiales, a la configuración estructural bajo la superficie y los límites del yacimiento.

Estudios de la Composición del Agua.- Debe procurarse analizar el agua de todos los acuíferos penetrados, así como el agua por eliminar. Esto es con el fin de conocer su compatibilidad y determinar el tipo de tratamiento que debe dársele.

Estudios sobre las condiciones del pozo y del yacimiento.- El estudio de la vida de los pozos tanto de los que se encuentran en producción como de los abandonados es muy útil para predecir los requerimientos futuros del sistema. La capacidad receptora del yacimiento es indispensable conocerla para ello es necesario conocer las siguientes características:

Porosidad: La porosidad es la fracción del volumen total no ocupada por sólidos, es necesario conocerla para determinar la capacidad de almacenamiento del

yacimiento. Se puede definir también como la relación del volumen de poros con respecto al volumen de roca. Hay dos tipos de porosidad, la absoluta y la efectiva.

La porosidad absoluta se define como la relación entre el volumen de poros comunicados mas el volumen de poros aislados y el volumen de roca:

$$\text{Porosidad Absoluta} = \frac{\text{Volumen de Poros (comunicados + aislados)}}{\text{volumen de roca}}$$

La porosidad efectiva es la relación entre el volumen de poros comunicados y el volumen de roca.

$$\text{Porosidad Efectiva} = \frac{\text{Volumen de Poros comunicados}}{\text{volumen de roca}}$$

La porosidad puede ser clasificada como original, cuando se desarrolla al mismo tiempo que la deposición del material e inducida, cuando ésta se desarrolla por algún proceso geológico subsecuente a la deposición de la roca. La porosidad original está representada por la porosidad intergranular de las areniscas y la porosidad intercrystalina y oolítica en algunas calizas. La porosidad inducida es representada por las fracturas encontradas en algunas arcillas esquistosas y calizas, así como las cavidades de solución encontradas en éstas últimas. Las rocas que tienen una porosidad original son mas uniformes en sus características que

aquéllas en las cuales una gran parte de su porosidad es inducida.

Permeabilidad. La capacidad que tiene una roca de permitir el paso de fluidos entre sus poros se define como permeabilidad. Debido a ésta definición se dice que es una característica del medio poroso, no obstante puede haber rocas muy porosas, pero de permeabilidad escasa o nula, debido a la ausencia de comunicación de sus poros.

Cuando la roca tiene porosidad intergranular existe una buena correlación entre la porosidad y la permeabilidad, en cambio con la porosidad inducida la correlación no es buena.

La permeabilidad puede ser clasificada como:

Permeabilidad Absoluta, la cual se define como la obtenida cuando se hace pasar un fluido idéntico al que contiene la roca, dicho fluido deberá saturar 100 % la roca. Esta permeabilidad, por lo tanto, no depende del fluido que se haga pasar a través de la muestra, pero se tendrá cuidado en escoger uno que no reaccione con los sólidos de la misma.

Permeabilidad Efectiva. Es aquélla obtenida cuando una roca se encuentra saturada de dos o más fluidos y se hace pasar a través de ella uno de éstos,-

ésta permeabilidad varía para cada tipo de fluido y --- para cada saturación.

Permeabilidad Relativa: es la relación entre --- la permeabilidad efectiva y la absoluta.

Permeabilidad Equivalente. Es el promedio no --- aritmético de varias permeabilidades, es decir, aquélla que tendría una roca homogénea que se comportara en --- forma semejante a como se comportaría un conjunto de rocas con permeabilidades variables.

La permeabilidad puede determinarse de varias --- formas dependiendo del tipo de Yacimiento. Si el Yaci--- miento es de gas, uno de los métodos de obtener la per--- meabilidad es, haciendo producir el pozo con diferentes diámetros. Para determinado diámetro se obtiene la pre--- sión en la boca del pozo, la presión en el fondo del --- pozo, la presión del yacimiento y el gasto de produc --- ción. Con éstos datos y aplicando la Ecuación de Darcy--- se despeja el valor de la permeabilidad. La ecuación --- elemental de Darcy, es:

$$v = \frac{K}{\mu} \left(\frac{dP}{dx} \right)$$

Donde: v - es la velocidad del flujo en cm/seg.

μ - Viscosidad del fluido en c.p.

$\frac{dP}{dx}$ - Es el gradiente de presión atm/cm

K - Permeabilidad en Darcy's

Un Darcy se define como la permeabilidad que --
tiene una roca cuando un fluido de viscosidad de un ---
centipoisse escurre a través de una muestra de un centí
metro cuadrado de sección y un centímetro de longitud -
con un gasto de un centímetro cúbico por segundo cuando
la diferencia de presiones entre cara de entrada y la -
de salida de la muestra es de una atmósfera.

También es posible medir la permeabilidad por --
medio del análisis de núcleos en el laboratorio, siendo
éste método el más exacto.

Cálculo del gasto de Inyección:

La ecuación de Darcy, puede usarse para calcu--
lar la cantidad de agua que es posible inyectar hacia -
una formación que contenga saturación de fluidos. La --
ecuación de Darcy desarrollada por Querio y Powers pa--
ra calcular el gasto de inyección considerando un flujo-
radial de un fluido incompresible y de una sola fase en-
condiciones de flujo estable:

$$Q = \frac{8.95 \times 10^2 Kh (P_w - P_e)}{\mu \log R_e / R_w}$$

Donde: Q - es el gasto en gal/min.

H - espesor de la formación en pies.

K - permeabilidad en Darcys

P_w - presión dinámica en lb/pg²

P_e - presión estática en lb/pg²

μ - viscosidad del fluido en c.p.

Re - distancia a la cuál se tiene la P_e , en pies.

R_w - radio del pozo en pies.

El vaso de Inyección es directamente proporcional al producto Kh , el cual representa la capacidad de la formación. La variación del gasto de inyección y la capacidad de la formación a diferentes diferenciales de presión se muestra en la figura 13.

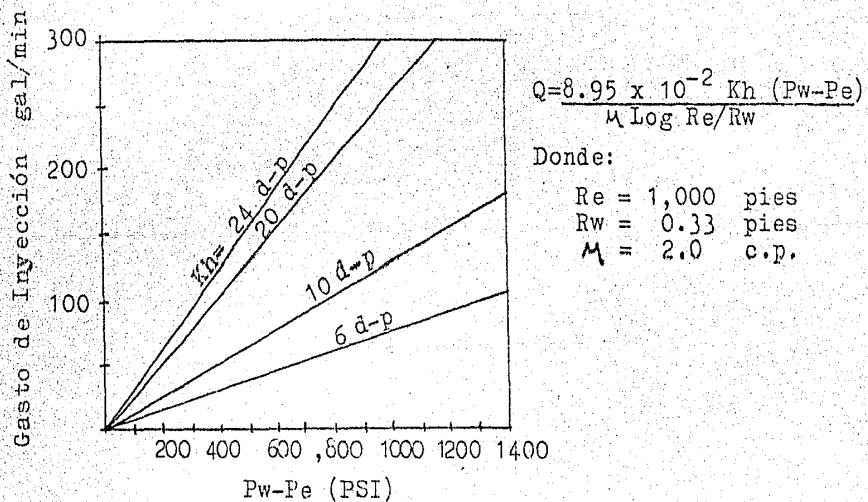


Fig.13.-Relación entre el gasto de Inyección y la diferencial de presión a Diferentes Capacidades de formación.

La presión de inyección es influenciada en forma directa a la presión del yacimiento y está dada por la ecuación:

$$P_i = P_w - P_h - P_f$$

Donde: P_i - Presión de Inyección en lb/pg_2

P_w - Presión de fondo original en lb/pg_2

P_h - Presión de la columna del fluido en lb/pg_2

P_f - Caída de Presión causada por la fricción en lb/pg_2

Componentes de un Sistema de Disposición del Agua bajo la superficie.

Sistemas de recolección:

Los primeros problemas que se presentan en los sistemas de almacenamiento son la corrosión y la formación de incrustaciones en ellos. Los gases disueltos --- pueden tambien ocasionar problemas en flujos por gravedad o de baja presión. Debido a que la presión del yacimiento es mucho mayor a la superficial, los gases tendrán al abatirse la presión, a desprenderse alojándose en las partes superiores de las líneas de flujo. Esto -- ocasiona la formación de bolsas de gas que actúan como tapones disminuyendo el flujo del agua.

Los sistemas de recolección están sujetos a la acumulación de incrustaciones las cuales dependerán de las características del agua y de los factores particulares que las afecten. Se pueden usar inhibidores para las incrustaciones o bien programar ciclos para la remoción de éstas por medio de raspadores. Es también ---

usado para disolver las incrustaciones, el ácido clor--
hídrico que actúa efectivamente sobre las de Carbonato-
de Calcio, pero las de Sulfato de Calcio si tienen que-
ser removidas mecánicamente. El uso de raspadores o ---
ácidos pueden causar perjuicios en los recubrimientos -
protectores de las superficies internas de las tuberías.

De los resultados del análisis del agua por ---
inyectar pueden ser estimadas las tendencias corrosi---
vas de ésta, pudiendo determinarse el tratamiento del--
agua agregándose inhibidores de corrosión y el material
que deberá usarse. El costo de la adición de inhibido -
res en volúmenes grandes de agua es mayor al que se in-
vertiría en utilizar ductos resistentes a la corrosión.
Los sistemas cerrados son usados generalmente para evi-
tar el contacto del agua con el aire y aminorar el pro-
blema de la corrosión. Varios tipos de líneas conducto-
ras resistentes a la corrosión son comunmente utiliza--
dos en los sistemas de recolección y distribución, ----
éstas líneas son:

Tuberías de Cemento - Asbesto

Este tipo de tuberías tienen la cualidad de ---
resistir tanto la corrosión interna causada por el agua
transportada como la exterior debida a la acción del --
suelo. Su instalación es fácil y rápida permitiendo ---

deflecciones máximas de 6°; otras ventajas de estas tuberías son: su peso ligero y un valor elevado de rescate. Su uso está limitado a sistemas donde se tienen bajas presiones de flujo ya que tiene la desventaja de ser frágil por lo que debe tenerse cuidado en su manipulación y acondicionamiento con cubiertas protectoras.

Tuberías de Plástico:

Estas tuberías son muy livianas y de fácil instalación, pero tienen la desventaja de ser relativamente caras y no muy resistentes.

Tuberías recubiertas con plástico:

Las tuberías de acero pueden ser revestidas con una cubierta protectora de plástico, hay una gran variedad de plásticos utilizables para este fin. Estos recubrimientos son caros y delicados. Deben revisarse periódicamente las líneas para estar dentro de la seguridad de que este recubrimiento no se encuentra dañado en algún punto, pues de ser así la corrosión actuaría en él.

Tuberías recubiertas con cemento:

Estas tuberías son adecuadas para las líneas conductoras de agua ya que son resistentes a la corrosión soportan mas los daños mecánicos y son mas baratas que las que tienen revestimientos plásticos. Exigen más-

cuidado al unir los tramos para evitar astilladuras en el cemento, que puedan exponer a la tubería a la corrosión.

Centros colectores:

Los centros colectores consisten de tanques o pilas recubiertas que tienen el objeto de almacenar y controlar las fluctuaciones en la producción del agua. También sirven para propiciar el asentamiento del material en suspensión y separar el aceite remanente en el agua.

De los centros colectores el agua pasa a la planta de tratamiento.

Planta de Tratamiento del Agua.

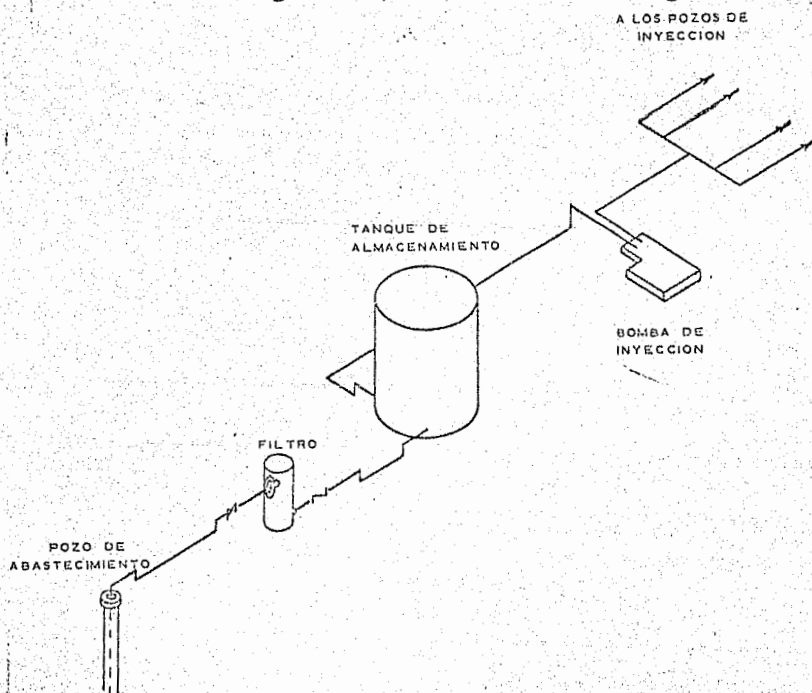
La localización de la planta de tratamiento debe escogerse de tal manera que se tenga un rápido y fácil acceso en un terreno que sea lo suficientemente capaz de contener el equipo necesario y aún más, para prevenir un caso de ampliación. El número y dimensiones de éste equipo estará determinado por el volumen y características del agua por tratar, así como por los requerimientos del agua por inyectar. Dependiendo de estos factores son dos los tipos de plantas utilizables: plantas de sistema cerrado y plantas de sistema abierto.

Sistema de Tratamiento Cerrado.- Este sistema--

es aquél en el que el agua por inyectar no tiene contacto con el aire, esto es con el fin de evitar la solución del oxígeno del aire y el desprendimiento de los gases disueltos en el agua. Con ésto se disminuye la corrosión y se suprime la oxidación del fierro o del sulfuro contenidos en el agua. Cuando el agua contiene apreciables cantidades de iones calcio, la liberación del bióxido de Carbono origina una precipitación de Carbonato de Calcio.

Estos sistemas son utilizados cuando se requiere un tratamiento del agua mínimo. Generalmente solo se emplean filtros para eliminar la materia en suspensión y reactivos inhibidores de corrosión y de materia orgánica.

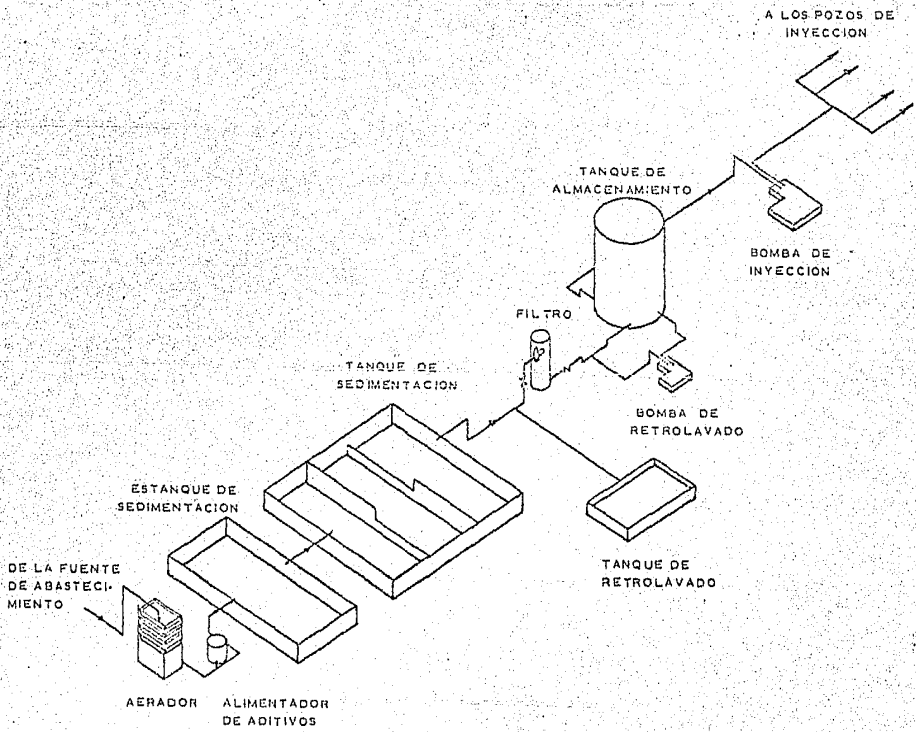
En la figura 14, se muestra el diagrama de flujo



Sistema de Tratamiento Abierto.- En este tipo de sistemas se proporciona al agua el contacto con el oxígeno, esto es con el fin de favorecer la oxidación de las compuestas ferrosas para que precipiten como férricos y sean eliminados. Se logra también el desprendimiento de los gases ácidos corrosivos y las condiciones requeridas, por medio de aditivos químicos.

En éste tipo de sistemas se efectúan los tratamientos del agua, tales como aeración, sedimentación, filtración, deaeración y la adición de reactivos químicos. Esto implica que se lleve un control de su funcionamiento por personal preparado y responsable para que al presentarse alguna falla en el equipo o alguna varia
ción en la calidad del agua sean corregidas inmediatamen
te.

En la figura 15, se muestra el diagrama de flujo de éste sistema



F.15.-Diafragma de flujo de un sistema Abierto .

Pozo Inyector:

Después de haber determinado el área y la formación donde se efectuará la inyección, se escoge el punto para el pozo inyector. Este dependerá de la topografía o si existen pozos abandonados del que mejor se adapte a las necesidades; los pozos pueden ser:

Pozos Especiales para Inyección:

Estos pozos son perforados para llevar a cabo la inyección de agua. Debe tenerse cuidado en la localización precisa de la formación donde se verificará la inyección y en el revestimiento y cementación adecuada del pozo para prevenir la contaminación de acuíferos de agua dulce o de otros yacimientos. El agua algunas veces se inyecta directamente a través de la tubería de revestimiento. Generalmente se inyecta por otra tubería la cual es anclada a la de revestimiento con un empacador. El espacio anular se puede llenar con un agua inhibidora de la corrosión para proteger a éstas tuberías.

Pozos Adaptados para la Inyección.

En la mayoría de los campos petroleros donde se tenga el problema de la eliminación del agua producida, existirán pozos secos o abandonados que pueden utilizarse como inyectoras. Será un ahorro utilizar éstos pozos más aún si están terminados en la formación escogida.

Pozos de inyección por el espacio anular:

Se puede verificar la inyección por el espacio-anular de un pozo productor. Solamente son usados para-solucionar en forma temporal la eliminación de volúme--nes pequeños de agua.

Cualquier de éstos tipos de pozos puede ser uti--lizado teniendo cuidado de proteger las tuberías de in--yección y de revestimiento contra la corrosión.

Es también muy importante al hacer un diseño --de esta naturaleza, utilizar el tipo de bombas adecua--do, para inyectar el agua y para resistir la acción co--rrosiva de ésta. Los vástagos de acero monel y pistones de caucho son los mas convenientes para usarse.

Este método de eliminación es muy ventajoso pues también puede aprovecharse para conservar la energía de un yacimiento productor prolongando la vida fluyente de los pozos así como medio de recuperación secundaria.

C A P I T U L O II

APLICACION AL AREA DE CUICHAPA VER.

En los campos del Area de Cuichapa Ver., se producen diariamente 391 m^3 de agua salada, que son descargados en arroyos de escaso caudal. Esto trae como consecuencia la contaminación de sus aguas, perjudicando a los agricultores y ganaderos que las utilizan. La empresa de Petróleos Mexicanos es también afectada tanto por las continuas erogaciones que tiene que hacer para indemnizar a las personas perjudicadas como por la pérdida de tiempo empleado en tramitar y solucionar legalmente las reclamaciones.

A continuación se exponen los estudios realizados para encontrar la forma mas conveniente de eliminar el agua salada producida en los campos de esta área, -- basándose en los métodos expuestos en el capítulo anterior.

II.1 GENERALIDADES

LOCALIZACION.- El área Cuichapa se encuentra localizada en el extremo sureste del Estado de Veracruz, a 35 kilómetros al sureste del Puerto de Coatzacoalcos, Ver. ocupando parte de la llanura costera del Golfo de México en la porción Occidental de la Cuenca Salina del Istmo limitada al Este por los Campos El Plan y los Soldados, al Norte por el Burro, Tonalá y Santa Rosa; al Oeste por los Altos Moloacán e Ixhuatlán, al Sur por Filisola y -- Santa Cruz. En esta área se encuentran los Campos Cuichapa, Agata, Acalapa, Tacuilolapa y Arroyo Blanco, explotándose los cuerpos arenosos con impregnación comercial de Hidrocarburos, pertenecientes principalmente a la formación Encanto. La estructura para todos los campos es un domo salino alargado de Sureste a Noreste con su culminación entre los pozos Agata 2, Acalapa 3 y Trapiche 1 su eje tiene un rumbo general Noreste-sur-oeste.

La intrusión salina presenta tres altos principales: el extremo Nor-este, en el cual se localizan los pozos de Arroyo Blanco, la parte media (el mayor) Pozos Acapala 3, Agata 2 y Trapiche 1 y el del extremo Sur-este pozos Cuichapa.

La estructura se encuentra afectada por numero-

###.sas fallas que han originado una serie de bloques-- favorables para la acumulación de hidrocarburos.

ESTRATIGRAFIA.

La siguiente columna geológica es la que corresponde a la región.

ERA	PERIODO	EPOCA	FORMACION
C E N O Z O I C O	T E R C I A R I O	PLIOCENO	
			ACALAPA (Local)
		M	S
			CEDRAL
			AGUEGUEXQUITE
		M	
			PARAJE SOLO FILISOLA
		I	
			CONCEP. SUP.
			CONCEP. INF.
	ENCANTO		
		OLIGÓCENO	DEPOSITO
MESO- ZOICO	TRIÁSICO JURÁSICO		FORMACION SALINA

II.2 CARACTERISTICAS DE LOS CAMPOS

CUICHAPA Y ACALAPA.- Estos dos campos comprenden una parte bastante considerable del flanco sur y suroeste del domo con echados practicamente horizontales hacia la zona no explotada, aumentando gradualmente hacia los flancos con valores máximos de 13°.

Las primeras perforaciones en ésta área datan del año de 1930, el primer pozo productor en los cuerpos arenoso de la formación Encanto, produjo 4.5 metros cúbicos de aceite y 198,000 metros cúbicos de gas diarios, siendo la primera información de producción que existe.

A partir de 1938, Pemex continuó desarrollando el campo hasta 1949, año en que se suspendieron las perforaciones. Durante este tiempo se perforaron 16 pozos, resultando 12 productivos y 4 secos. Simultaneamente con la explotación del Campo Cuichapa, continuaron las perforaciones en Acalapa en donde 6 de los 10 pozos resultaron secos. Las arenas productoras de ambos campos se encuentran en la parte superior de la formación Encanto, a profundidades de 600 a 700 metros. A raíz de nuevas interpretaciones de sismología y geología se perforó en 1952 en el área Acalapa sobre las partes más altas, 5 pozos, tres de los cuales resultaron secos y 2 producti-

###...vos. Luego se exploró el campo Sur-este con el --
pozo Acalapa 28 que penetró 1,400 metros de la formación
Encanto y 250 metros del Oligoceno, sin llegar a la sal,
pero desafortunadamente los desarrollos arenosos resulta
ron invadidos de agua salada. Se suspendieron las perfora
ciones hasta 1965, continuándose en dicho año hacia el --
Occidente del Campo de Cuichapa, (pozo Chichapa 101) en
contrándose la región productora de gas y destilado den
tro de la formación Encanto. Se perforó el Pozo Retorno-
1 hacia los flancos de la estructura pero como en el caso
del Acalapa. 28 los desarrollos arenosos se encontraron
invadidos de agua salada. Se perforaron 259 metros de --
Oligoceno encontrándose la sal a 2,579 metros.

En estos campos de la porción Central y Occiden
tal la producción de aceite con altos porcentajes de gas-
ha sido proveniente de los cuerpos arenosos de 1 a 11 --
metros de espesor que se encuentran en la cima de la for
mación Encanto y a profundidades de 574 a 719 metros; --
actualmente los intervalos potencialmente productores se
han agotado, inclusive se ha explorado abajo de la zona --
impregnada, hasta la parte superior del Oligoceno, sin --
resultados favorables pues se encuentran los desarrollos
arenosos invadidos de agua salada (Acalapa 28 y Cuichapa
26).

En Cuichapa Occidental el yacimiento es de gas con un mínimo de aceite y condensado, las arenas productoras se encuentran en la parte media y la base de la formación Encanto a profundidades de 1427, 1509 y 1593 - metros (Cuichapa 101). Estas tres zonas presentan espesores con impregnación desde 6 a 35 metros con diferentes niveles pero hacia el flanco aparecen invadidos de agua salada (Retorno 1).

Hacia el Norte en estos campos, pozos Acalapa-18 y 19, la producción de aceite y gas se obtiene en los desarrollos arenosos de la formación Encanto que se encuentran en la parte media y a profundidades de 1,100 --- metros y 1,310 metros.

La trampa principal de las arenas productoras de ésta area, la constituye hacia el norte el cierre por falla, mientras que hacia el sur, el flanco del levantamiento regional.- Sin embargo, por la acumulación presente en los pozos Acalapa 18 y 19, aún cuando se encuentran en bloques diferentes, no debe descartarse la posibilidad de que las fallas presentes en ésta area han servido como conducto para la migración hacia estas localidades, inclusive debe extenderse hasta los pozos Tacuibolapa 15, y 13 productores de gas, deteniéndose contra la falla III que debió actuar como sello separando estos

dos pozos con el campo de Tacuilolapa en donde las zonas impregnadas de aceite no presentan un casquete de gas -- inclusive R.G.A. es baja.

La falla originalmente mencionada, considerada como la más importante, corre hacia el flanco sureste -- con rumbo noroeste-sureste mientras que hacia el sur es -- prácticamente de oeste a este, cambiando hacia el flanco sureste a noroeste-sureste prolongándose con esta misma dirección hasta el sureste del Campo Arroyo Blanco. Su salto es del orden de los 300 metros y su buzamiento -- hacia el norte.

Al terminar el mes de Enero de 1967, estos campos habían producido : 1,274,460 m³. Cuichapa y 472,046m³ Acalapa.

CAMPO ARROYO BLANCO.

En 1952 se perforó el pozo descubridor de este campo, el Pozo 2A, produciendo 30 m³ de aceite diarios -- de la formación Encanto en el intervalo 842-851 metros.

El yacimiento corresponde al flanco norte del levantamiento general afectado por dos fallas con rumbo-opuesto, pero que hacia el centro del campo se unen.

Dentro de la formación Encanto, se encuentra -- varias zonas productoras de aceite. En ninguna de éstas zonas se ha encontrado un casquete de gas sino mas bien

las partes altas presentan una relación gas-aceite mas - alta. Parte de estas arenas se encuentran en explota --- ción incluyendo algunos cuerpos de las formaciones Paraje Solo y Filisola.

La formación Paraje Solo, presenta dos zonas arenosas gasíferas que se han probado en los pozos al Sur este del Campo a profundidades de 540 metros, a 577 metros con producción del orden de $9,000 \text{ m}^3$, día.

En el pozo Arroyo Blanco 4, se encontró sal pero probablemente formando parte de un falso casquete, semejante, (rocoso) aunque de menor extensión, al de Acalapa pues aunque en dicho pozo se entró a una zona de alta -- resistividad y en los núcleos de fondo tomados se registraron unos centímetros de sal, no se alteran las relaciones estructurales generales que se aprecian en la superficie y en el subsuelo es decir el descenso continuo y uniforme de las formaciones hacia el norte.

Su producción de este Campo hasta Enero de 1967 fué de $445,524 \text{ m}^3$ de aceite.

CAMPO TACUILOLAPA.

A fines de 1955, se terminó el primer pozo de este yacimiento que resultó ser el descubridor al obtenerse de él aceite a 590 metros de profundidad; a la fecha se han perforado 12 pozos de los cuales dos han re--

###...sultado secos.

En la formación Concepción Superior, las arenas son arcillosas de grano fino a medio, de permeabilidad -- baja y solamente los pozos más altos producen de ellas -- por bombeo.

Las principales zonas arenosas productoras pertenecen a la formación Encanto, el contenido de arcilla de todas las zonas arenosas aumenta hacia el Sur y dejan de ser productoras. En ninguna de éstas zonas arenosas -- se ha encontrado casquete de gas y su relación de gas-a-ceite no llega a ser muy alta. Cuatro fallas afectan --- este yacimiento y lo dividen en bloques independientes.-- La acumulación se debe a un ligero arqueamiento de las -- formaciones de descenso había el Norte y a la falla V -- que cierra la trampa al Suroeste, el límite del yacimien-to al Este posiblemente es la falla III.

Al terminar Enero de 1967 el yacimiento había -- producido 183,132 m³ de Aceite.

CAMPO ACATA.

Es el último yacimiento descubierto en ésta es-
trutura pues el primer pozo se perforó en 1956 resultan-
do productor del intervalo 1162-1191 m. de profundidad, --
actualmente está en desarrollo con 38 pozos perforados --
entre los que se tuvieron 2 secos.

En la Formación Paraje Solo hay varias arenas en las que se han tenido manifestaciones de aceite y gas, - actualmente se está tratando de probarlas.

Las arenas de la formación Concepción Superior-son productoras en la parte estructuralmente alta.

La formación Concepción Inferior presenta cua--tro zonas arenosas que dan un total de 78 metros de arenas, cada una con sus niveles de A. A. y G. A. propios - de las mas importantes son la nivel A.A. a 778 y A.G. a 710 y arena, su nivel A. A. a 825 m. Estas arenas tienen buena permeabilidad y los pozos que las alcanzan son ---fluyentes.

En la formación Encanto se han encontrado cua--tro zonas de arenas aceitíferas.

Las formaciones muestran ascenso hacia el sur - y la trampa está sellada al sureste por la falla III, la cual en forma de arco, se inicia desde Acalapa Occiden--tal y termina contra la falla I de Arroyo Blanco. En el campo Agata tiene un echado de 48° al sureste y un salto estratigráfico de 360 metros lo que reduce y suprime las formaciones y sus arenas en los pozos perforados a tra--vés de ellas, proporcionando cierre a la acumulación por estar las arenas aceitíferas enfrente de lutitas de la - formación Paraje Solo. Hacia el Oeste y Suroeste no se--

conoce el límite del yacimiento siendo posible que llegue a unirse con Tacuilolapa.

El campo Agata ha producido hasta enero de 1967 940,726 m³ de Aceite de 38 pozos terminados como productores.

Con el presente estudio se propone la forma más conveniente de eliminar el agua salada.

II.3 CONDICIONES ACTUALES.

La producción del Area Cuichapa es descargada a tres baterías: Acalapa, Agata y Arroyo Blanco, las cuales operan en la forma siguiente:

BATERIA ACALAPA.

A esta batería concurren los pozos de los campos Cuichapa-Acalapa con un total de 15 ramas en explotación por tres líneas de 4" generales y 3 líneas de prueba de 3", las cuales descargan a 3 separadores generales y uno de prueba, en donde se agrega el desémulsificante, continuando el gas separado hacia los quemadores y el aceite a dos tanques deshidratadores, pasando finalmente el aceite libre de agua a gas a los tanques de almacenamiento para su medición y bombeo a la refinaria.

El estado de los pozos hasta el mes de Enero -- de 1967 es el siguiente:

Pozo	T	C	CAMPO OB SERVACIO NES.	CUICHAPA PROD.ACUM. ACEITE m ³	PROD.MENS. ACEITE m ³	AGUA %	CLORUROS p.p.m. 10 ³
1		X	Taponado	995			
2	BM		Prod	149,358	44	95	148
3		BM	Inv.Ag.Sal	133,951		95	95
5	BM		Prod	56,767	146	83	80
6	BM		Prod.	50,466	324	86	83
8		BM	Inv.Ag.Sal	118,985			
10		X	Taponado	150			
14		X	Taponado	6,158			
15		X	Taponado	1,567			

Pozo	T	C	OBSERVA- CIONES	PROD.ACUM. ACEITE m ³	PROD.MENS. ACEITE m ³	AGUA %	CLORUROS p.p.m. 10 ³
16	BM		Prod.	109,635	127		
17	BM		Prod.	61,426	36		
18		BM	Inv.Ag.Sal.	99,350			
19	BM		Prod.	135,129	751		
20	BM		Prod.	54,479	124		
24		X	Taponado	119,080			
25	BM		Prod.	99,135	370		
26	BM		Prod.	12,129	166		
27	BM		Prod.	47,579	92	82	128
102	F		Prod.	12,814	1,550		
103		F	Cerr.Prod. Gas.	43			
105-S	F		Prod.	3,364	1,650		
105-I	F		Prod.	1,904	977		

A C A L A P A

5	BM		Prod.	181,234	618		
6	BM		Prod.	179,618	155	80	137
7		X	Taponado	77,085			
10		BM	Inv.Ag.Sal.	31,951		90	145
18		BM	Inv.Ag.Sal.	2,090			
19		BM	Abat.Nivel	68			

VOLUMEN DIARIO DE AGUA SALADA PRODUCIDA:

ACALAPA 68 m³

CUICHAPA 134 m³

TOTAL 202 m³ diarios.

BATERIA AGATA.

Los pozos de Agata y Tacuilolapa llegan a ésta-batería, el primero con 30 ramas y el segundo con 8. Está-compuesta por siete separadores generales de 36" de diá-metro por 10' de alto y 7 de prueba de un tanque deshi-

###...hidratador de 5,000 BBI, dos Almacén de 10,000 BBI y dos de prueba de 500 BBI. Son utilizados dos calentadores de emulsión Parkersburg de 48" x 15' para 10 x 10⁶ - BTU/H., y dos bombas Oil Well Reciprocantes con motores-eléctricos de 50 HP de 5" x 8'.

El estado de los pozos es el siguiente:

Pozo	T	C	OBSERVACIONES.	CAMPO AGATA. PROD.ACUM.— ACELITE m ³	PROD.MENS. ACELITE m ³ .	AGUA %	CLORURO p.p.m. 10 ³
1		X	Taponado	3,672			
2		X	Taponado	5			
3	BM		Prod.	33,412	6		
5	BM		Prod.	28,005	324		
6	F		Prod.	60,223	310		
7-S	EM		Prod.	67,046	557		
7-I		X	Obt.	26,279			
8	BM		Prod.	31,080	12	82	132
9-S		X	Esp.Rep.				
9-I		X	Esp. Rep.				
10-S	BM		Prod.	88,490	1,650		
10-I		X	Obt.	27,010			
11	BM		Prod.	42,010	308	54	174
12-S	F		Prod.	29,018	82		
12-I	F		Prod.	32,043	467		
13		BM					
14	BM		Prod.	14,179	219		
15-S		BM		39,429			
15-I		X	Obt.	865			
16		F	Alta R.G.A.	8,931			
18	BM		Prod.		153	54	122
19-S	BM		Prod.	30,505	91	85	102
19-I	Obt.	X	Obt.	4,461			
20	BM.		Prod.	13,798	92	85	122
21	BM.		Prod.	40,000	213		
22		F	Alta M A.S.				
23		F	Alta				
24-S		F	Alta R.G.A.			60	110
24-I	BM.		Prod.	31,927	159		
25-S	F		Prod.	55,023	681		
25-I	F		Prod.	21,199	110		
27	BM.		Prod.	9,092	32	30	150

área puede conducirse al mar, a la Laguna Mezcalapa o al Río Uxpanapa. La conducción al mar saldría considerablemente costosa ya que ésto se encuentra alejado del área--aproximadamente 45 kilómetros siendo el terreno muy accidentado y pantanoso. La conducción del agua hacia la laguna Mezcalapa implicaría una inversión similar a la que se haría al enviarla al río Uxpanapa pues la distancia es mas o menos la misma, 15 km., sin embargo los daños que se causarían debido a la contaminación del agua de ésta laguna sería perjudicial para la región ya que en ésta laguna se encuentra una cantidad considerable de pescado que es aprovechada en la región.

En conclusión el método mas adecuado respecto a la eliminación del agua en la superficie es el de la conducción de la misma hacia el río Uxpanapa ya que el caudal de éste río aun en época de estiaje es suficiente para diluir las sustancias contenidas en el agua. Debido a ésta conclusión se hizo el siguiente estudio sobre lo necesario para eliminar el agua en el río Uxpanapa.

El agua debe enviarse de la batería de Agata a la de Acalapa y de ésta hacia el río Uxpanapa.

Generalmente éste tipo de sistemas consta de -- lo siguiente:

Un tanque de concreto con un volumen función --

Estos campos aún se encuentran en desarrollo -- por lo cual es conveniente considerar un 40% más de agua salada manejada por esta batería, por lo que se tendría en esta batería un total de $265 \text{ m}^3/\text{día}$.

BATERIA ARROYO BLANCO.

Tiene nueve ramas en explotación con $25 \text{ m}^3/\text{día}$ de agua salada. El campo Arroyo Blanco es el único que concurre a la batería que se encuentra en su última etapa de explotación por lo que se considera que este volumen tan pequeño de agua producida no incrementará ni --- afecta considerablemente por lo que esta batería no quedará incluida en el sistema

II.4 ESTUDIO DEL METODO MAS CON- VENIENTE PARA ELIMINAR EL - AGUA PRODUCIDA.

Estanques de Infiltración.- Se estudiaron las -- formas del subsuelo en el área con el fin de encontrar -- una cuenca o de una formación favorable para almacenar -- el agua producida. La existencia de éstas condiciones no se obtuvo por lo que éste método se considera no aplica- ble al área. Otro factor que desfavorece al método es la presencia de los niveles de agua freática a poca profun- didad por lo que se tendría el riesgo de contaminar las- aguas dulces de la región.

Fosas de Evaporación.- Las condiciones ambien- tales que se requieren para propiciar la implantación -- del método de eliminación del agua mediante fosas de --- evaporación, no se tienen en el área estudiada ya que -- durante el año se tiene un promedio de 45 días despeja- dos, 158 días nublados y 162 días de lluvia, además, la - humedad relativa es del 85% todos factores negativos para que se efectúe una evaporación óptima. Esto determinó -- que el método de eliminación del agua por medio de fosas de evaporación no sea el conveniente para esta región.

Eliminación del agua mediante su conducción a - mares, lagos o ríos.- El agua salada producida por ésta-

del agua por manejar, el cual tiene como objeto recolectar el agua proveniente de los tanques deshidratadores y de almacenamiento, disminuyendo su turbulencia y favoreciendo con ésto la sedimentación de sólidos en suspensión, -- así mismo servir de boca toma a las bombas que enviarán el agua hacia el lugar de su eliminación.

Un sistema de tratamiento del agua en caso de que éste fuera necesario.

Un conjunto de bombas con capacidad función del volumen de agua por manejar que tendrán por objetivo enviar el agua hacia el lugar de eliminación.

Para el caso particular del área Cuichapa, se tienen como ya se mencionó dos baterías la de Agata y la de Acalapa distantes 7 km., una de la otra, situadas en un terreno topográficamente sin accidentes.

El proyecto consistiría en enviar el agua producida de la batería de Agata hacia la de Acalapa, y de ésta al río Uxpanapa, el cual se encuentra a una distancia de 15 km, y elevado 25 mts., sobre la batería Acalapa

En cada batería debe colocarse un tanque de concreto que según el volumen de agua producida se cree conveniente que sean de 16 m^3 . A éste tanque se descargará el agua proveniente de los tanques deshidratadores-

y de almacenamiento, procurando que se tenga siempre una capa de aceite que sirva de sello para evitar el contacto con el oxígeno del aire. Estos tanques deberán tener un flotador de control para accionar la válvula motora - que regule la bomba encargada de bombear el agua.

El tratamiento adecuado que debiera darse al -- agua para evitar principalmente corrosión e incrustaciones y para tomar en cuenta todos los factores citados en el capítulo anterior no se determinó en este trabajo debido a la falta de datos precisos sobre el análisis riguroso del agua.

Cálculo la Potencia necesaria para conducir el agua:

De Agata a Acalapa:

Volúmen de agua.....265 m³/D - 0.108 pies³/seg

Longitud de la tubería....7000 m - 22960 pies

Densidad.....1.08 gr/cc- 67.7 lb/pies³

Viscosidad.....1.2 c.p - $8.06 \times 10^{-4} \frac{\text{lb}}{\text{pies-sec}}$

Diámetro.....4 pg - 0.33 pies

Velocidad:

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{0.108 \times 4 \times 144}{\pi \times 4^2} = 1.23 \frac{(\text{pies})}{\text{seg.}}$$

Número de Reynolds:

$$Re = \frac{DVP}{\mu} = \frac{4 \times 1.23 \times 67.7}{12 \times 8.06 \times 10^{-4}} = 34.600$$

Factor de Rugosidad:

$$\frac{E}{D} = \frac{0.00125 \times 2.54}{4} = 0.00073; \quad = 0.024$$

Pérdida por fricción:

$$Lw = \frac{f l v^2}{2gD} = \frac{0.024 \times 22960 \times 1.24^2 \times 12}{2 \times 32.2 \times 4} = 157 \frac{(\text{pies-lb})}{\text{lb}}$$

Gasto en masa: W

$$W = Q_{xp} = 0.108 \times 67.7 = 7.29 \text{ lb/seg}$$

Potencia necesaria Considerando un 70% de eficiencia:

$$HP = \frac{wLw}{550} = \frac{7.29 \times 157}{550} = 2.07 = 3 \text{ HP}$$

A estas potencia deberá sumarse la necesaria para absorber las caídas de presión causadas por las --

conexiones.

De Acalapa al Rio Uxpanapa

Volúmen.....467 m³/D - 0.19 pies³/seg

Longitud de la tubería....20,000 m 15,600 pies

Densidad.....1.08 gr/cc - 67.7 lb/pie³

Viscosidad.....1.2 c.p - 8.06 x 10⁻⁴ $\frac{\text{lb}}{\text{pieg-seg}}$

Diámetro.....4 in - 0.33 pies

Velocidad:

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{0.19 \times 4 \times 144}{4} = 2.18 \text{ pies/seg}$$

Número de Reynolds:

$$Re = \frac{DVP}{\mu} = \frac{4 \times 2.18 \times 67.7}{12 \times 8.06 \times 10^{-4}} = 61,300$$

Factor de Rugosidad:

$$\frac{E}{D} = \frac{0.00125 \times 2.54}{4} = 0.00073 \quad 0.024$$

Pérdida por fricción:

$$Lw = \frac{fLv^2}{2gD} = \frac{0.024 \times 55,600 \times 2.18^2 \times 12}{2 \times 32.2 \times 4}$$

$$Lw = 350 \text{ pies}$$

Gasto en Masa

$$w = Q \times \rho = 0.19 \times 67.7 = 12.8 \text{ lb/seg}$$

Potencia necesaria:

$$H.P. = \frac{wLw}{550} = \frac{12.8 \times 432}{550} = 10 \pm$$

Considerando un 70%

Las caídas de presión en las conexiones que se hagan deberán considerarse y modificar la potencia.

Costos:

Tubería de Asbesto Cemento 27 Km.....	510,000.00
Desmonte tendido y Enterrado de la línea.....	675,000.00
Bombas (3.06 lts/s 5.41 lts/s).....	12,000.00
Motores.....	18,000.00
Arrancadores.....	20,000.00
Flotador completo.....	8,000.00
Válvulas Reguladoras.....	10,000.00
Instalación.....	15,000.00
Líneas Auxiliares:	
Acondicionamiento del tanque Deshidratador.....	5,000.00
Líneas de los tanques atmosféricos...	5,000.00
Línea de Agua dulce para lavado.....	1,000.00
Presas de Cemento 2 de 16 m ³	20,000.00
T o t a l :	\$ 1,599,000.00

Inyección del Agua bajo la Superficie.

Del estudio geológico efectuado se concluye que la porosidad (25%) y la permeabilidad (100-500 md) de las formaciones Concepción Inferior y Encanto, son bastante convenientes para poder efectuar la inyección.

Se buscó un bloque en el que se pudiera aprovechar la inyección para recuperación secundaria, sobre todo en el campo Agata, donde se tiene empuje por gas disuelto, sin embargo no se encontró debido a la heterogeneidad y gran número de fallas. En cambio en el campo Acalapa si se encontró un bloque homogéneo pero desafortunadamente en este campo se tiene un empuje hidráulico eficiente por lo que no se obtendría ningún beneficio adicional con la inyección del agua, sirviendo solamente para su eliminación.

El pozo Cuichapa 24, localizado a 300 metros de la batería fué escogido para verificar la inyección. -- Este pozo está taponado y puede acondicionarse para tal propósito .

Aunque de éste pozo no se tiene registro eléctrico la descripción litológica con que se cuenta de los reportes de perforación indican que de 386 m. a 451 m. se tiene un manto arenoso del Concepción Inferior, el

cual es muy probable que sea capaz de admitir la inyección. No se define esto de antemano debido a la escasez de datos, se tendrá que correr un registro de presiones de fondo para determinar la presión estática, la distancia de la cabeza del pozo al nivel del fluido, la presión dinámica, el índice de inyección y la permeabilidad efectiva. Es conveniente determinar ésta última propiedad a partir de los datos de inyección para conocer el factor de daño y determinar si es necesario algún tratamiento en el pozo o en el agua.

El estado del pozo es el siguiente:

Profundidad total.....657.8

Profundidad Inferior.....Superficie

Tapón de cemento dentro --
de la T.R.....545.0 m.

Tuberías Cementadas:

T.R. 8 ⁵/₈, grado C 28 lbs/pie...55.7 m

T.R. 5 ¹/₂, J-5517 lbs/pie.....653.4 m

Intervalos disparados:

637-643 m. obturados

595-600 m. aislados

594-595 m. Obturados

Producción Acumulativa 118,938 m³ de aceite.

Elevación mesa rotatoria del cabezal de 8 ⁵/₈" 2.13 m.

Fué terminado en noviembre de 1946 en el intervalo 637-643 m, y mediante sondeo se indujo a producir por estrangulador de 3/16", obteniéndose una producción de 25 m³/d, una R.C.A. de 52 m³/m³, presión T.P. 17 K/cm², T.R. 51 k/cm² produciendo en estas condiciones hasta Abril de 1960, con un 60% de Agua Salada. En Mayo del mismo año se instaló aparejo de bombeo mecánico trabajando solo un mes por invadirse con agua salada.

En Septiembre de 1965 se intervino, obturando el intervalo abierto a producción, se disparó de 595 600 m., recuperando por sondeo agua de lavado con arena se aisló y taponó el pozo definitivamente.

El programa de acondicionamiento es el siguiente:

1.- Limpiar cemento del tapón superficial e instalar cabezal National 6 5/8".

2.- Instalar preventor, armar y meter T.P. 27/8 con barrena 4 3/4", checar tapón de cemento a 545.0 m llenando el pozo con agua salada.

3.- Tomar Registro Sónico de cementación y de ser necesario efectuar recementación.

4.- Anclar Empacador, a 390m, disparar intervalo 435-450m. efectuar Registro de Presión.

5.- Observar pozo, determinar Presión Estática, Índice de Inyectividad, características del fluido

para que en caso de ser favorables verificar la inyección registrando la presión.

6.- Desanclar empacador y desplazar agua por aceite hasta llenar el espacio anular.

Si el nivel estático en el pozo es lo suficientemente alto para que pueda ser balanceada la columna de agua en la tubería de inyección por la columna del espacio anular llenada con aceite, se prescindirá del empacador, ya que son muy atacados por la corrosión.

Las instalaciones serían las mismas a las empleadas en el proyecto para la conducción del agua hacia el río Uxpanapa.- El cálculo del ducto de Agata y Acalapa también sería el mismo descrito con excepción del sistema de bombeo de Acalapa al pozo receptor el cual será calculado de acuerdo con las condiciones que presenta la arena receptora;

C o s t o s:

Equipo:

Tubería Asbesto Cemento de 4", 7.3 Km.....	219,000.00
Desmante tendido y enterrado de la línea,...	152,000.00
Bombas (3.06 lt/s, 5.41 lt/seg.).....	12,000.00
Motores.....	10,000.00
Arrancadores.....	20,000.00
Flotador completo.....	3,000.00

Válvulas reguladoras.....	10,000.00
Instalación.....	15,000.00
Lineas Auxiliares:	
Acondicionamiento del Tanque deshidratador	5,000.00
Lineas de los tanques atmosféricos.....	5,000.00
Linea de agua dulce para lavado.....	1,000.00
Presas de Cemento 16m ³	20,000.00
Acondicionamiento del Pozo:	
7 días de equipo a razón de \$ 7,200.00....	50,400.00
Tuberías 2 7/8" - 390m.....	20,245.00
Revestimiento Tubería.....	2,000.00
Cabezal de Tubería.....	4,000.00
Registro Sónico de Cementación.....	10,000.00
Disparos C.J. 2 1/8".....	2,500.00
Empacador 5 1/2".....	7,000.00
T o t a l:	611,145.00

Potencia Necesaria para conducir el Agua:

De Agata a Acalapa

Será la misma calculada para el proyecto para enviar el agua al Rio Uxpanapa:

J H P

De Acalapa al Pozo Receptor:

Volumen 457 m³/D - 0.19 pies³/seg
Longitud de la tubería.. 300 m - 984 pies

INGENIERIA TORRES
S. M. S. M.

Viscosidad..... 1.2 c.p. - 8.06×10^{-4} $\frac{\text{lb}}{\text{ft} \cdot \text{seg}}$
 Densidad..... 1.08 gr/cc - 67.7 lb/pies³
 Diámetro..... 4 pg - 0.33 pies
 Velocidad:

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{0.19 \times 144 \times 4}{4^2 \pi} = 2.18 \text{ pies/seg.}$$

Nc. de Reynolds

$$Re = \frac{D v \rho}{\mu} = \frac{4 \times 2.18 \times 67.7}{12 \times 8.06 \times 10^{-4}} = 61,300$$

Factor de Rugosidad:

$$\frac{E}{D} = \frac{0.00125 \times 2.54}{4} = 0.00073, f=0.023$$

Pérdida por fricción.

$$Lw = \frac{fLv^2}{2gD} = \frac{0.023 \times 984 \times 2.18^2 \times 12}{2 \times 32.2 \times 4}$$

$$Lw = 5.1 \text{ pies}$$

Potencia necesaria:

$$\text{H.P. } \frac{WlW}{550} = \frac{12.8 \times 5.1}{550} = 0.118 = 2 \text{ H.P.}$$

Este valor deberá corregirse según la presión --
 necesaria en la cabeza del pozo, la cual dependerá de--
 las condiciones que presente la arena, así como las --
 caídas de presión debidas a las conexiones.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Del estudio anterior se concluye que la eliminación del Agua producida en el Area de Cuichapa Ver., -- puede llevarse a cabo inyectándola bajo la superficie o bien conduciéndola por medio de ductos hasta el río --- Uxpanapa.

Del análisis de costos se concluye que la eliminación del agua producida por medio de su inyección bajo la superficie es mas económica. Sin embargo éste análisis puede modificarse dependiendo de la necesidad de dar un tratamiento al agua, o así mismo de la presión-- de inyección requerida. Por lo anterior es necesario -- efectuar análisis confiables del agua de inyección y su compatibilidad con el agua de la formación, para así no poder determinar la necesidad de un tratamiento adecuado-- que evite problemas posteriores que elevarían los cos-- tos e inclusive anularían el método de eliminación bajo la superficie.

En el caso de que se requiera tratamiento del -- agua producida habrá necesidad de efectuar otro análisis de costos y ver si éste método aún sigue siendo el más-- recomendable.

B I B L I O G R A F I A

- 1.- Industrial waste Disposal for petroleum refineries -- and allied plants. W.B. HART.
- 2.- Artificial Recharge of Ground Water reservoirs in --- California, Journal of Irrigation and Drainage Division. Dic-59 R.C. RICHTER and Y.D. CHUN.
- 3.- Posibilidades de Agua en un Yacimiento. Ingría. Petrolera. Jun-62 C.H. KEPLINGER y J.M. WANENMACHER.
- 4.- Agua para Inyección a Yacimientos Petroleros. Tesis - Profesional - 67 GUSTAVO SOLIS MUÑOZ.
- 5.- Aspectos básicos que intervienen en la programación - para la Inyección de Agua en el Campo San Andrés, --- Dto. Poza Rica, Ver., Ingría. Petrolera. Jul.62 .F. --- GARAICOHEA.
- 6.- Langelier, W.F.: "The Analytical Control of Anti-Co-rosion Water Treatment", J. Am. Water Works Assoc., -- 28 (1936)
- 7.- Larson, T.E. and Buswell, A.M. "Calcium Carbonate --- Saturation Index and Alkalinity Interpretations". J.- Am. Water Works Assoc., 34 (1942)
- 8.- Ryznar, J.W., "A new Index for Determining Amount of Calcium Carbonate Scale Formed by Water", J. Am. Water-Works Assoc., 36 (1944)
- 9.- Stiff, H.A. and Davis, L.E.: "A Method for Predicting- the Tendency of Oil Field Waters to Deposit Calcium - Carbonate", Trans. AIME (1952), Vol. 195, pág. 213
- 10.- Earllougher, R.C. and Amstutz, R.W.: "Water Source and Requirements", Petroleum Transactions Reprint Series- No. 2 AIME. "Water Flooding".