

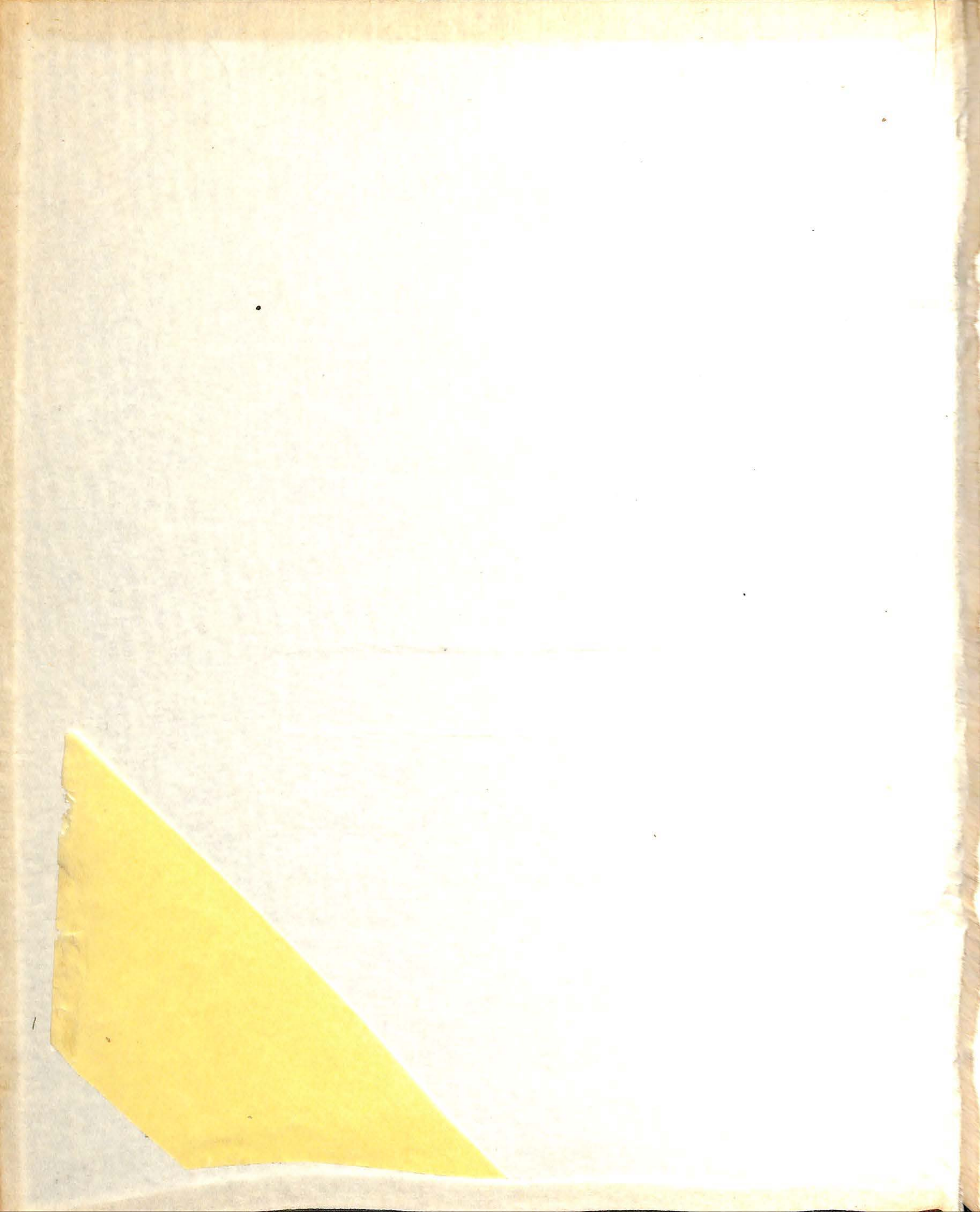
JAM



55

TESIS-BCCT

4677(361)  
SE80





INSTITUTO DE GEOLOGIA  
BIBLIOTECA

7-102

59



*Handwritten signature*

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO  
ESCUELA NACIONAL DE INGENIEROS

---

*109*

# TESIS PROFESIONAL

DE

INGENIERO PETROLERO



1943



*7(361)  
3p*

## AGUSTIN STRAFFON ARTEAGA



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO  
ESCUELA NACIONAL DE INGENIEROS

---

184

# TESIS PROFESIONAL

DE

INGENIERO PETROLERO



1943



BIBLIOTECA

7.7(361)  
8p

## AGUSTIN STRAFFON ARTEAGA

CLASIF. SAA-1943 I1  
ADQUIS. I-102.  
FECHA .....  
PROCED .....



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO.

ESCUELA NACIONAL DE INGENIEROS.

TESIS PROFESIONAL

DE

INGENIERO PETROLERO



AGUSTIN STRAFFON ARTEAGA

-0-

México, D. F.

1943.

INTERNATIONAL LABOR UNION OF AMERICANS

OFFICE OF THE SECRETARY

467.7(361)

5t8p

DE

INTERNATIONAL LABOR UNION OF AMERICANS

OFFICE OF THE SECRETARY

DE

INTERNATIONAL LABOR UNION OF AMERICANS

DE

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO.

ESCUELA NACIONAL DE INGENIEROS.

PRESENCIA DE AGUA EN LOS POZOS PETROLEROS  
Y PROBLEMAS ORIGINADOS POR LA MISMA; FOR-  
MACION DE EMULSIONES Y SISTEMAS DE DESHI-  
DRATAACION DEL CRUDO. ANALISIS DE LOS PRO-  
BLEMAS RELATIVOS AL CASO DEL CAMPO " EL -  
PLAN".

Tesis que presenta el Pasante

AGUSTIN STRAFFON ARTEAGA

Para sustentar el examen profesional de

INGENIERO PETROLERO.

México, D. F.  
1943.

643

INSTITUTO NACIONAL DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS

INSTITUTO NACIONAL DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS

TRABAJO DE AGUA EN LOS TOROS PETROLEROS  
Y LABORATORIO DE ANÁLISIS DE AGUA  
LABORATORIO DE ANÁLISIS DE AGUA  
LABORATORIO DE ANÁLISIS DE AGUA  
LABORATORIO DE ANÁLISIS DE AGUA  
LABORATORIO DE ANÁLISIS DE AGUA

Trabajo de agua en los toros petroleros

LABORATORIO DE ANÁLISIS DE AGUA

Trabajo de agua en los toros petroleros

LABORATORIO DE ANÁLISIS DE AGUA

Trabajo de agua en los toros petroleros  
LABORATORIO DE ANÁLISIS DE AGUA

ESCUELA NACIONAL DE INGENIEROS.  
Dirección.  
Núm. 731-1315.  
Exp. Núm. 731/214.2/-686.

Al Pasante Sr. Agustín STRAFFON ARTEAGA,  
P r e s e n t e .

En atención a la solicitud presentada por usted a esta Dirección, pidiendo tema para su tesis de examen profesional, me es grato comunicarle a continuación el tema que, aprobado por esta propia Dirección, ha formulado con tal objeto el señor profesor ingeniero José COLOMO.

"Presencia de agua en los pozos petroleros y problemas originados por la misma; formación de emulsiones y sistemas de deshidratación del crudo. Análisis de los problemas relativos al caso del Campo "El Plan".

Atentamente,

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

México, D. F., a 6 de octubre de 1943.

EL DIRECTOR,

Ing. Pedro Martínez Tornel.  
(Firmado)

FMT/TB/ib.  
cop/ib.

ESCUELA NACIONAL DE INGENIEROS  
Dirección:  
Calle 13 No. 13-13  
Exp. No. 13-13-13-13

Al Sr. Director General de la Escuela Nacional de Ingenieros

En atención a la solicitud presentada por usted a  
este despacho, para que se le permita presentar su  
tesis de grado, en el curso de Ingeniería Civil, y  
de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de  
Estudios, se le permite presentar su tesis de grado  
en el curso de Ingeniería Civil, en el mes de  
agosto del presente año.

Presupuesto de gastos en los meses de agosto y pro-  
pósitos de inversión por la compra de materiales de  
construcción de la obra de Ingeniería Civil. Análisis de  
los problemas relativos al caso "El Plan".

Atentamente,

CON MI RAYA EN LA PARTE DE ATRAS

Fecha: 13 de octubre de 1953.

EL DIRECTOR

Ing. Jorge Martínez Cordero  
(Firma)

13-13-13-13

A mis queridos padres:  
Ricardo STRAFFON MATA  
y  
Delfina ARTEAGA DE STRAFFON  
con eterno agradecimiento.

A mis hermanos CONSUELO,  
RICARDO Y ALEJANDRO  
cariñosamente.

A las señoras señoras:  
Ricardo y Alejandro

En la ciudad de Santiago  
del 15 de mayo de 1910.

A las señoras señoras:  
Ricardo y Alejandro  
carísimos



Con todo mi reconoci-  
miento a mis maestros de la  
Escuela Nacional de Ingenieros  
por sus sabias enseñanzas.

Con todo respeto  
al H. Jurado.

Cor todo mi respeto  
Al Sr. Jefe de la  
Comandancia de Ingenieros  
de la Marina de Guerra.

Cor todo respeto  
Al Sr. Jefe de la

A mis maestros del  
Instituto Científico  
y Literario de Pachuca, Hgo.  
con profunda gratitud.

A mis compañeros de la  
especialidad de Petróleo.

Los miembros del  
Instituto Científico  
y Literario de la Habana, Hago  
con profundo agradecimiento

A sus señores de la  
Comisión de la Habana

## S U M A R I O :

ADVERTENCIA .....Pág. 1

### CAPITULO I

PRESENCIA DE AGUA EN LOS POZOS PETROLEROS Y PROBLEMAS ORIGINADOS POR LA MISMA.

Generalidades .....	Pág. 3
Maneras de presentarse.....	" 6
Modos de excluirla .....	" 9
Localización de los puntos de entrada del agua."	15
Importancia de los análisis de agua y métodos -"	
existentes para efectuarlos....."	17

### CAPITULO II

BREVE ESTUDIO SOBRE LAS EMULSIONES EN EL PETROLEO CRUDO.

Consideraciones teóricas sobre su formación...Pág.	36
La emulsión en los pozos según su sistema de producción y manera de reducir su porcentaje.."	44
Las emulsiones en las instalaciones superficiales y su prevención....."	50
Determinación del porcentaje de agua y emulsión en el petróleo crudo....."	52

### CAPITULO III

LOS DIFERENTES SISTEMAS DE DESHIDRATACION DEL PETROLEO CRUDO SUS VENTAJAS Y SUS DESVENTAJAS.

Generalidades .....	Pág. 59
Sistema de asentamiento por gravedad .....	" 61
Sistema por calentamiento.....	" 65
Sistema por filtración.....	" 70
Sistema por centrifugación .....	" 74
Sistema de tratamiento eléctrico.....	" 78
Sistema de tratamiento químico.....	" 85

### CAPITULO IV

EL SISTEMA DE DESHIDRATACION QUIMICA EN MEXICO. DESHIDRATANTES USADOS.

Generalidades.....	Pág. 93
Deshidratantes usados.....	" 96
Tipo de instalaciones usadas.....	" 98
Planta de Deshidratación del Campo de Filisola.....	" 101
Planta de Deshidratación del Campo de Agua Dulce.....	" 103

S U M A R I O :

ALBERTO..... Pág. 1

CAPITULO I

PREVENCIÓN DE LA AGUA EN LOS POZOS PETROLEROS Y PROBLEMAS ORIGINADOS POR LA MISMA.

Generalidades.....	Pág. 3
Métodos de prevención.....	" 4
Métodos de exclusión.....	" 9
Localización de los puntos de entrada del agua.....	" 18
Importancia de los análisis de agua y métodos.....	" 18
Exámenes para efectuarlos.....	" 19

CAPITULO II

BREVE ESTUDIO SOBRE LAS EMULSIONES EN EL PETROLIO CRUDO.

Consideraciones teóricas sobre su formación.....	Pág. 38
La emulsión en los pozos según su sistema de producción y manera de reducir su porcentaje.....	" 44
Las emulsiones en las instalaciones superficiales y su prevención.....	" 50
Localización del porcentaje de agua y emulsión.....	" 52

CAPITULO III

LOS DIFERENTES SISTEMAS DE DESHIDRATACION DEL PETROLIO CRUDO SUS VENTAJAS Y SUS DESVENTAJAS.

Generalidades.....	Pág. 59
Sistema de calentamiento por gravedad.....	" 61
Sistema por calentamiento.....	" 65
Sistema por filtración.....	" 70
Sistema por centrifugación.....	" 74
Sistema de tratamiento eléctrico.....	" 78
Sistema de tratamiento químico.....	" 82

CAPITULO IV

EL SISTEMA DE DESHIDRATACION QUIMICA EN MEXICO. DESHIDRATANTES USADOS.

Generalidades.....	Pág. 83
Deshidratantes usados.....	" 86
Tipo de instalaciones usadas.....	" 88
Planta de deshidratación del campo de Rivas.....	" 101
Planta de deshidratación del campo de Agua.....	" 108

CAPITULO V

ANALISIS DE LOS PROBLEMAS RELATIVOS AL CASO DEL CAMPO  
"EL PLAN", Ver.

Objeto .....	Pág.	108
Datos Generales .....	"	108
Aguas de este campo.....	"	112
Algunas características del petróleo que produ ce .....	"	115
Sistema Actual de Deshidratación .....	"	120
Observaciones .....	"	133
BIBLIOGRAFIA .....	"	138

ANEXO V

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS RELATIVOS AL CASO DEL CAMPO  
"EL PLAN" VOL.

Observaciones ..... 133  
Sistema Actual de la Administración ..... 130  
Algunas características de los métodos de trabajo ..... 115  
Algunos aspectos de la organización ..... 112  
Los Generales ..... 109  
De los ..... 108

BIBLIOGRAFÍA ..... 138



## A D V E R T E N C I A .



El presente trabajo no es un estudio profundo de algún tema especial, ni un artículo original, ni mucho menos proyecto alguno que solucionara un problema existente; es sólo un ligero estudio general de una de las tantas fases que tiene la Industria Petrolera en lo que respecta al Capítulo de la explotación de los yacimientos petrolíferos y al de los principios elementales de la refinación del petróleo que se obtiene de ellos.

El lector encontrará, quizá, en esta recopilación de datos y hechos, una débil capacidad consultiva al respecto, que se traduce forzosamente en numerosos puntos oscuros disseminados en el texto de este cuaderno, pero se ha querido exponer, hasta donde nos es posible, los principios, teorías y casos prácticos más importantes, en nuestro concepto, del tema que previamente se nos ha fijado.

Se intenta dar en el curso de este desarrollo, una idea somera de las condiciones en que el agua acompaña al petróleo y problemas que origina en todo campo petrolero, desde las más grandes distancias bajo la superficie de la tierra, hasta el momento de ir tan preciado líquido al mercado para su venta.

En el primer capítulo nos ocuparemos de los problemas que se presentan con el agua dentro de los pozos mismos, cuando estos están perforándose y cuando ya están en su etapa de producción, sin olvidar, desde luego, la necesidad que existe de tener un absoluto control sobre la situación que ocupan las diferentes fuentes de las cuales proviene el agua,

El presente trabajo no es un estudio profundo de algún tema concreto, sino un estudio original, ni mucho menos exhaustivo, en algunos de los aspectos más importantes de la industria textil en lo que respecta al cultivo de la explotación de los tratamientos tecnológicos y al desarrollo de algunas de las técnicas del período de la...

El lector encontrará, pues, en este recopilatorio de datos y hechos, una información bastante exhaustiva al respecto, que se trata de proporcionar en un lenguaje sencillo y claro, para que el lector pueda comprender, en esta medida, los principios, teorías y métodos que se emplean en el estudio de este fenómeno, pero no se pretende, en absoluto, dar una visión completa de la industria textil, en nuestro concepto, del...

Se incluye en el curso de este desarrollo, una lista de las referencias en que se basó el autor, al preparar los y proyectos que originan en todo campo textil, desde los más sencillos hasta los más complejos, para la satisfacción de la industria textil, de un modo que se han procurado ligados al respecto...

En el primer capítulo se ocupamos de los problemas que se presentan en el estudio de la industria textil, cuando se trata de estudiar el comportamiento y cuando ya está en marcha la producción, para estudiar, en primer lugar, la producción que se realiza en un momento determinado, sobre la producción que...

control que sugerimos se logre mediante un completo análisis químico de ésta.

El Capítulo II trata abiertamente sobre la teoría de la formación de emulsiones constituidas por agua y petróleo crudo, haciéndose a la vez una exposición de las condiciones en que se encuentran, así como también se ofrece un estudio sobre las maneras de evitarlas.

En el Capítulo III se ataca el punto relacionado con los diferentes sistemas que existen en la Industria para separar el agua del aceite, citando algunas de sus ventajas y desventajas.

Los dos últimos Capítulos, se han reservado para analizar algunos problemas, principalmente sobre deshidratación, de ciertos campos mexicanos en explotación que están comprendidos dentro de la Zona Sur (Región del Istmo de Tehuantepec). En el caso especial del Campo "El Plan", Edo. de Veracruz, se hace un resumen de datos y un informe sobre pruebas y experimentos verificados, así como un análisis de los problemas existentes, que servirán tal vez más tarde, como la base de futuros proyectos que se elaboren con el fin de solucionar las dificultades técnicas.

---

---

---

... que se han realizado en los últimos años en el campo de la investigación científica...

El Capítulo II trata principalmente sobre la teoría de la formación de la energía y sus aplicaciones...

En el Capítulo III se trata el punto relacionado con los dispositivos eléctricos que existen en la industria para separar el agua del aceite...

Los dos últimos capítulos, se han reservado para analizar algunos problemas, principalmente sobre características de los dispositivos eléctricos en relación con estos componentes. En el primer capítulo del campo "El Agua", Edo. de Verónica, se hace un resumen de los datos en relación con pruebas y experimentos verificados, así como un análisis de los problemas de instalación, que servirán de guía para el trabajo, como la parte de algunos proyectos que se elaboran con el fin de solucionar los diferentes problemas.

CAPITULO I.

PRESENCIA DE AGUA EN LOS POZOS PETROLEROS  
Y PROBLEMAS ORIGINADOS POR LA MISMA.



GENERALIDADES.

El agua que acompaña al petróleo ha originado muchas dificultades a través de la historia de la Industria Petrolera.

El agua puede presentarse en el petróleo crudo ya sea en suspensión dentro de él mismo o en forma de emulsión. El agua en suspensión se puede separar del aceite simplemente por gravedad, sin tener que valerse de algún otro medio para que se efectúe dicha separación y acompaña al petróleo en su recorrido desde el yacimiento hasta el momento de su separación en la superficie. El agua en suspensión se presenta en gotas de tal tamaño, que, se pueden asentar fácilmente, es decir, en gotas que tienen la suficiente fuerza de gravedad para ocupar la parte inferior al lugar que ocupa el aceite. En lo que respecta al agua en emulsión presente también, ésta se manifiesta en forma de gotas de pequeño tamaño, hasta llegar a las de tamaño microscópico, y que se encuentran dispersadas en la masa de aceite, cubiertas cada partícula, con una perfecta película del mismo aceite. Las causas de la formación de ésta última clase de agua que acompaña al crudo, que es la más peligrosa, así como la manera de prevenirla o de hacerla desaparecer, las veremos más tarde en un capítulo especial.

Para todas las operaciones fiscales en un campo petrolero y para operaciones de venta en el mercado, el petróleo debe de estar libre necesariamente del agua en cualquiera de sus formas que se presenta y por eso hay necesidad de someter

CAPÍTULO II

TRABAJO EN AGUA EN LOS PUEBLOS RIBEROSOS  
Y TÉCNICAS DE TRABAJO EN LA MISMA.

GENERALIDADES.

El agua es un elemento esencial en el desarrollo de la agricultura y en el progreso de la industria. En el mundo actual, el agua es un recurso limitado y su uso debe ser racionalizado. En los pueblos riberosos, el agua es un elemento esencial para la vida y el trabajo. Las técnicas de trabajo en el agua deben ser adecuadas a las condiciones locales y a las necesidades de la comunidad. En este capítulo se describen las técnicas de trabajo en el agua en los pueblos riberosos y se discuten las generalidades de estas técnicas. El agua es un recurso limitado y su uso debe ser racionalizado. En los pueblos riberosos, el agua es un elemento esencial para la vida y el trabajo. Las técnicas de trabajo en el agua deben ser adecuadas a las condiciones locales y a las necesidades de la comunidad. En este capítulo se describen las técnicas de trabajo en el agua en los pueblos riberosos y se discuten las generalidades de estas técnicas.

lo a un franco y eficiente tratamiento deshidratante. Uno de los principales inconvenientes de la presencia de agua en -- aceites es también la corrosión que se verifica, algunas veces en grande escala según el carácter del agua, en el equi-- po de explotación de un campo o pozo y también en el equipo -- de oleoductos y hasta en el de Refinerías, y este fenómeno de corrosión se debe a que el agua que acompaña al aceite es a-- gua salada, que generalmente es corrosiva. Otro de los proble-- mas que preocupan es la pérdida de gas y aceite que a veces -- hay y que en parte es producida por el agua al invadir las -- profundidades terrestres en las cercanías de donde se encuen-- tre el petróleo, invasión que a veces se acelera debido a u-- na explotación inmoderada de los pozos originándose una co-- rriente de agua en el fondo del pozo. Esta corriente, que se debe también a la gran fluidez de la misma agua da lugar a -- la formación de un cono de agua, con vértice en el extremo inferior del pozo, ganando terreno al aceite y gas, impidien-- do la entrada de estos al pozo libremente.

La presencia del agua salada en los pozos petroleros en la inmensa mayoría de las veces, es señal de la declinación en la producción del campo al que pertenecen esos pozos, y -- sin embargo a veces se debe sólo a fenómenos de perturbación en el curso de su explotación, pues se tiene noticia que hay lugares donde se ha presentado desde un principio.

Puede segregarse en parte, el aceite, del agua aún en -- las profundidades terrestres a que se encuentren y como re-- sultado de esta segregación se encuentra el proceso de acumu-- lación de los dos elementos siguiendo la teoría gravitacio--





nal, originando que el agua y el aceite, así como el gas, se coloquen por densidades: gas en la parte superior, luego aceite y por último, en la parte inferior agua. Claro que en el aceite quedará tanto gas, como agua y la separación de esas tres zonas no es un plano perfecto horizontal, sino una superficie alabeada motivada por las propiedades capilares del material que contiene esa mezcla de líquidos y gases.

El motivo de la separación en el interior de la tierra - del aceite y agua, es debida a fuerzas intermoleculares, entre ellas, la tensión superficial de ellos, a diferencias en los tamaños de los poros de la roca que los contienen, que es función de la capilaridad. La tensión superficial de un líquido se define como la tensión que resulta de una atracción entre sí de sus moléculas componentes y que se traduce en una resistencia a romperse en la superficie que presenta. Como esta atracción de sus moléculas es una atracción radial, el líquido de que se trate siempre presentará su menor superficie. Pues bien, se ha observado, que el agua y el aceite tienen muy diferentes tensiones superficiales pues mientras el agua, en los campos petroleros, tiene una tensión superficial de unas 79 dinas por centímetro (en esta forma se expresa siempre la tensión superficial) el aceite la tiene de unas 25 como término medio, es decir, casi 3 veces menos que el agua. Por eso la capilaridad, que está en razón inversa del tamaño de los poros de la roca del yacimiento, ejerce su acción más grande sobre el agua que sobre el petróleo, es decir, el agua entra casi 3 veces más rápidamente al finos poros, que el petróleo, y naturalmente, tiene una probabilidad

... el agua y el aceite, así como el gas, se  
 ... por don't... en la parte superior, luego se  
 ... en la parte inferior agua. Claro que en el  
 ... gas, como agua y la separación de agua  
 ... un plano perfecto horizontal, sino que surge  
 ... por las propiedades capilares del  
 ... de líquidos y gases.

El motivo de la separación en el interior de la tierra  
 ... agua, se debe a fuerzas intermoleculares, en  
 ... la separación superficial de ellos, a diferencias en  
 ... de los poros de la roca que los contienen, que  
 ... la separación de la superficie. La separación superficial de un  
 ... como la separación que resulta de una separación  
 ... de los moléculas compuestas y que se produce  
 ... en la separación de la superficie que produce.  
 ... se una asociación radial,  
 ... que se debe a la separación de la parte superior  
 ... que el agua y el aceite  
 ... separación superficial de las moléculas  
 ... en los canales capilares, tiene una separación superficial  
 ... en esta forma se separa  
 ... (en la separación superficial) el agua se separa de  
 ... en agua, así 3 veces más que  
 ... que está en la parte inferior,  
 ... de la parte de los poros de la roca del gas, que se  
 ... el agua que sobre el petróleo, se  
 ... de la separación de la parte superior de la parte inferior  
 ... y la separación de la parte superior de la parte inferior

de estancia en esos poros 3 veces más grande. El gas no entra a aberturas capilares debido a la tensión superficial, - pues el agua lo rechaza desde luego, pero en cambio, en las grandes porosidades el gas se almacena más pronto.

Después de hacer el breve análisis anterior no proponemos ahora estudiar la manera de cómo entran a los pozos petroleros volúmenes de agua, procedentes de fuentes extrañas que se encuentran en capas bien limitadas. Por eso en seguida vamos a ver cómo puede presentarse el agua en un pozo petrolero en perforación.

#### MANERAS DE PRESENTARSE.

El agua, no la que está dentro del mismo yacimiento petrolífero, sino la que proviene de fuentes extrañas, que son las que presentan más problemas para aislarlas del pozo, pueden tener distintos puntos de entrada a dicho pozo y unirse - al aceite que se produce o producirá.

Según la situación de estas aguas, con respecto al horizonte u horizontes productores, reciben diferentes nombres, - (Fig. 1):

Si la capa acuífera que atraviesa un pozo está colocada a menor profundidad del estrato productor de aceite, al agua que produce dicha capa se le da el nombre de "agua superior". Si la capa que contiene agua se presenta a más profundidad - que el estrato productor, esa agua recibe el nombre de "agua de fondo".

Cuando se explota un campo, de dos horizontes productores a la vez, el agua que pudiera contener alguna capa colocada a más profundidad que el primer horizonte y a menos que el -

de... en... El gas...  
... debido a la...  
... pero en cambio, en las  
... más pronto.

Después de... el... anterior no propone-  
... en... a los...  
... de...  
... en...  
... el agua en un...  
... en...

MANERAS DE FRESEAR

El agua, no la... del mismo...  
... sino la que proviene de...  
... para...  
... y...

Según la... de... con respecto al...  
... diferentes...

(Fig. 1)

En la... un...  
... el agua  
... de "agua..."  
... a las...  
... el nombre de "agua"

de...

Cuando se... un... de las...  
... el...  
... y...

segundo, es decir colocada entre ellas, se le da el nombre de "agua intermedia".

Existe, además otra agua que invade gradualmente el yacimiento a medida que se incrementa la producción, hasta que esa misma agua llega a ocupar el lugar que tuviera antes el aceite e invade, de esta manera todos los pozos que producen de ese mismo yacimiento. De esta manera invade los pozos que están más cerca de la línea de separación "agua-aceite" en primer lugar y en seguida invadirá los pozos colocados más al centro de la estructura. A esta agua se le llama "agua marginal" y que se debe su posición a la ley gravitacional.

El agua de estas capas no fluye al menos que existan condiciones de circulación, que son, capas porosas de grano uniformemente grueso, presión hidrostática y condiciones estructurales favorables.

El "agua superior" entra al pozo que se perfora, por gravedad, como resultado del corte hecho de la arena acuífera que la contiene por la barrena en el curso de la perforación. Por eso es importante conocer el corte geológico del pozo conforme se va profundizando la perforación para saber poco más o menos cuando se va a atravesar una capa acuífera. De manera que, si esto se conoce, existe la posibilidad de poder aislar esta capa por cualquiera de los procedimientos existen para ello y de los que hablaremos en el presente capítulo. Pero si ha aislado debidamente y al continuar la perforación se vuelve a encontrar agua, es señal de que o se ha tocado otra capa acuífera, o el aislamiento anterior ha sido defectuoso, o sencillamente la tubería de aislamiento utilizada en

aguarda, se halla colocada entre ellas, se ha de el nombre de "agua intermedia".

Existen, además, otros tipos de lavados producidos en el momento de salida que se incrementa la producción, hasta que las mismas aguas llegan a ocupar el lugar que toman antes de salir e irse, de esta manera todos los pozos que producen de ese tipo de lavados. De este manera invade los pozos que se hallan cerca de la línea de separación "agua-salada" en primer lugar y en seguida invadirá los pozos salados más al centro de la estructura. A esta agua se le llama "agua salada" y que se debe a posterioridad a la ley gravitacional.

El agua de estos pozos no fluye al menos que existan condiciones de equilibrio, que son, capas porosas de gran permeabilidad, también hidráulica y condiciones de

El agua salada" entre el agua que se produce, por una parte, como resultado del corte hecho de la arena salada que se produce por la ruptura en el curso de la perforación. Este es importante conocer el corte geológico del pozo y conforme se va profundizando la perforación para saber qué tipo de rocas se va a encontrar por esta sección. En general, al salir de la zona de posibilidades de pozos salados para los procedimientos de los procedimientos existen en el tipo y de los que dependen en el presente estudio. Para el pozo alado de la estructura y al salir la perforación se vuelve a encontrar agua, se sabe de que se va a encontrar agua salada, o al salir hacia adelante de este tipo de agua, o simplemente se encuentran en estructuras saladas.

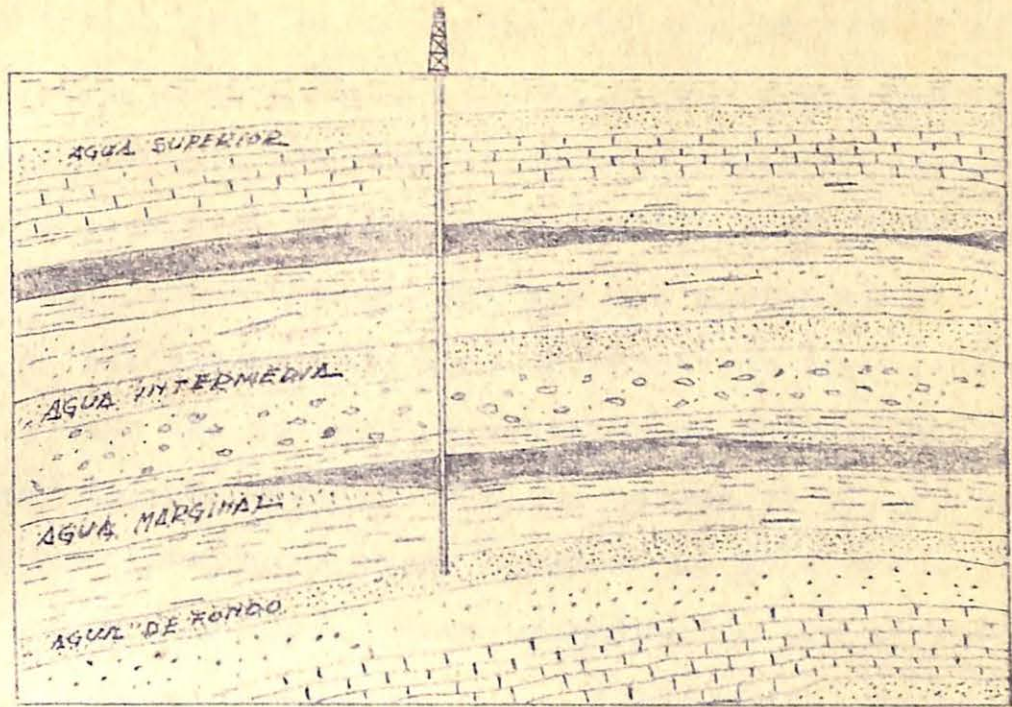


FIG 1.- ESQUEMA QUE MUESTRA LA POSICION DE LAS DIFERENTES ARENAS ACUIFIRAS

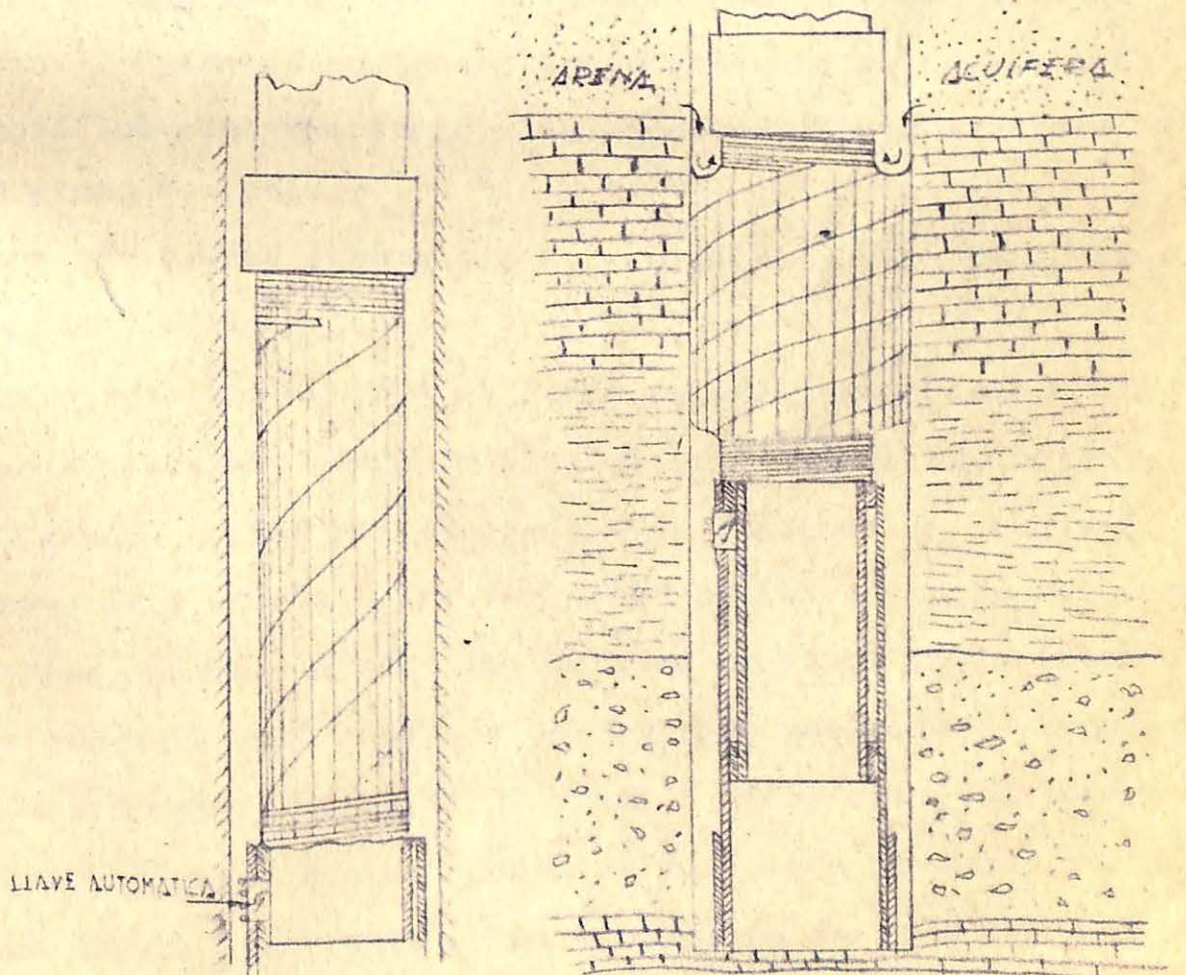


FIG. 2 EMPAQUES ANTES Y DESPUES DE AÍSLAR EL AGUA





esta exclusión del agua se ha desgastado, adelgazado en algunos puntos frente a la primera capa de agua, y que han originado la formación de agujeros en la misma tubería por los cuales se ha pasado el agua al interior del pozo. Otros de los motivos que pueden haber para que esa agua penetre al pozo después de haberla aislado son: un enroscado imperfecto -- entre tubo y tubo del aparejo de ademe, o un aislamiento no sistematizado del grupo de pozos a que pertenece el que tratamos en este problema, pues puede suceder que la arena acuífera aislada en nuestro pozo, tenga comunicación con otra capa de arena no impregnada de agua y que también ha atravesado la perforación, comunicación que se hace por medio de otro pozo cerca en el que las arenas impregnada y no impregnada se comuniquen. Por eso es sumamente importante controlar sistemáticamente los aislamientos de las capas acuíferas atravesados por un grupo de pozos.

Los anteriores fenómenos, son aplicables también al agua intermedia y a la de fondo.

La aparición del agua de fondo se verifica cuando se ha perforado demasiado profundo abajo del horizonte productor - de tal manera que se haya llegado a la capa que la contiene. Esta agua está sujeta a una carga hidrostática considerable y puede elevarse dentro del pozo debido a su presión. Si la arena - que la contiene está separada del estrato aceitifero por una capa impermeable y si se ha atravesado dicho estrato, con seguridad, el agua que se encuentre será agua de fondo, a no ser que haya alguna falla en la colocación de la tubería de aislamiento cerca del fondo, o pueda entrar por los inster-

... en el momento de la salida, ...  
 ... y que han ...  
 ... en la misma ...  
 ... al interior del ...  
 ... para que esa agua ...  
 ... un ...  
 ... de ...  
 ... que pertenece al ...  
 ... para que pueda ...  
 ... con ...  
 ... y que también ...  
 ... que se hace por ...  
 ... y no ...  
 ... importante ...  
 ... de las ...  
 ... por un grupo ...  
 ... con ...  
 ... y a la ...  
 ... del agua de fondo ...  
 ... del horizonte ...  
 ... de la ...  
 ... a una ...  
 ... al ...  
 ... del ...  
 ... y si se ...  
 ... al ...  
 ... de la ...  
 ... del ...

ticios o canalizaciones que se originen en el tapón de fondo que se le haya puesto, al pozo. Algunas veces el agua de fondo se ha tomado como el avance general del agua, no siendo aceptado esto.

El agua intermedia es también motivo de confusión, ya que se presenta entre dos horizontes productores y la mejor manera para evitar problemas sería, explotar primero el horizonte más profundo, y luego el menos profundo, permitiendo que el agua inunde el primeramente citado. De este modo, el agua sería primero "agua superior" y luego "agua de fondo" con respecto a uno y otro de los estratos acuitíferos y sus problemas serían aplicables a estas dos clases de aguas.

El agua marginal, al aparecer en los pozos productores de un campo, indica el agotamiento de ese campo y es característica de los campos que producen su aceite debido a la presión hidrostática.

La verdadera agua marginal aparece en campos cuya estructura tiene estratos muy inclinados, y no en campos cuyos estratos tienen muy poca inclinación, casi planos, por eso a veces es confundida con el agua de fondo.

#### MODOS DE EXCLUIR EL AGUA.

Estos procedimientos de que se vale uno para excluir el agua que se presenta en un pozo petrolero los describiremos aquí brevemente, pues más bien, este tema pertenece a un largo e importante capítulo del desarrollo de un campo y que debe estudiarse con amplitud, ya que aquí queda incluido el interesantísimo problema de "cementación". Nosotros veremos esta parte, desde un punto de vista diferente, pero relaciona-

El agua en el terreno de los pozos de agua dulce, al igual que en el caso de los pozos de agua salada, se encuentra en el terreno de los pozos de agua dulce, al igual que en el caso de los pozos de agua salada, se encuentra en el terreno de los pozos de agua dulce...

El agua en el terreno de los pozos de agua dulce, al igual que en el caso de los pozos de agua salada, se encuentra en el terreno de los pozos de agua dulce, al igual que en el caso de los pozos de agua salada, se encuentra en el terreno de los pozos de agua dulce...

El agua en el terreno de los pozos de agua dulce, al igual que en el caso de los pozos de agua salada, se encuentra en el terreno de los pozos de agua dulce, al igual que en el caso de los pozos de agua salada, se encuentra en el terreno de los pozos de agua dulce...

El agua en el terreno de los pozos de agua dulce, al igual que en el caso de los pozos de agua salada, se encuentra en el terreno de los pozos de agua dulce, al igual que en el caso de los pozos de agua salada, se encuentra en el terreno de los pozos de agua dulce...

MODOS DE EXCAVAR EL AGUA

El agua en el terreno de los pozos de agua dulce, al igual que en el caso de los pozos de agua salada, se encuentra en el terreno de los pozos de agua dulce, al igual que en el caso de los pozos de agua salada, se encuentra en el terreno de los pozos de agua dulce...

do con el tema que nos propusimos desarrollar.

Los modos por medio de los cuales se excluye el agua -- son:

- 1.- El uso de empaques.
- 2.- El uso de cemento.

Estos empaques son hechos de lona, de hule o de cañamazo enrollado y colocado fuera y alrededor de la tubería de ademe (Fig.2) abajo del empaque se enrosca a él una "zapata" especial que es la que toca el fondo del pozo, que en estos momentos, se encuentra abajo de la capa acuífera por aislar. El dispositivo es tal, que, al ejercer peso sobre el empaque, peso que es debido a toda la tubería colocada encima de él, dicho empaque aumenta de diámetro y disminuye de longitud logrando un aislamiento perfecto de la arena acuífera colocada arriba de él. En la zapata que resiste el peso impuesto y abajo del empaque hay una llave que funciona automáticamente al ejercerse el peso y la tubería de ademe o aislamiento, se introduce en dicha zapata una longitud igual a la longitud que disminuyó al empaque. Para mejor entendimiento, ver la figura respectiva.

Los empaques de lona generalmente tienen alrededor de -- 2.50 m. con una manga de 90 cm. de longitud aunque hay empaques especiales de 6 m. con mangas de 2.50 m. Los empaques de hule los hay de 90 cm. a 2.50 m. aproximadamente con una manga de hule de 30 cm. a 90 cm. Estos empaques tienen la característica de que al contacto con el agua se hinchan de tal manera, que la barrera que forman para que el agua que excluyó no pase hacia abajo, es infranqueable.

de con el tema que nos proponemos desarrollar.

Los modos por medio de los cuales se excluye el agua --

1. - El uso de empujes.

2. - El uso de corrientes.

Estos empujes son hechos de forma, de fuste o de cañama  
 no empujados y colocados fuera y alrededor de la tubería de  
 agua (Fig. 2) objeto del empuje se empuja a él una "repasa"  
 que es la que tocan el fondo del pozo, que en estos  
 momentos, se encuentran abajo de la capa acuática por arriba.  
 El dispositivo es tal, que, al ejercer peso sobre el empuje,  
 peso que es debido a toda la tubería colocada encima de él,  
 dicho empuje empuja de diámetro y disminuye de longitud la  
 tubería en el mismo grado de la tubería acuática colocada  
 arriba de él. En la tubería que existe el peso impuesto y  
 bajo del empuje hay una llave que funciona automáticamente  
 al ejercerse el peso y la tubería de agua a nivelarse, se  
 introduce en dicho pozo una longitud igual a la longitud  
 que disminuyó el empuje. Para mejor entendimiento, ver la  
 figura respectiva.

Los empujes de forma generalmente tienen alrededor de  
 2.50 m. con una manga de 80 cm. de longitud aunque hay empujes  
 más sencillos de 6 m. con mangas de 2.50 m. Los empujes de  
 tubo forjado de 90 cm. x 2.50 m. exclusivamente con una manga  
 de 50 cm. a 30 cm. Estos empujes están en contacto  
 con el agua que el contacto con el agua se hace de tal  
 manera, que la tubería que forma parte del agua que  
 se no hace hasta objeto, se introduce.

Además de los empaques anteriores existen los llamados "empaques mecánicos" cuyo funcionamiento se basa en la expansión de un cilindro hueco de hule, plomo o lona en el punto deseado (es decir, abajo de la arena acuífera), ya sea por compresión de sus extremos contra un cono de metal o por rotación. Se pueden usar entre la tubería de producción y la de ademe, o entre ésta y las paredes del pozo. Hay distintas clases de estos empaques entre los cuales están los de fondo, de pared y de anclaje, como más importantes.

Pero, sin embargo, todos los empaques, se usan para condiciones temporales de aislamiento de agua, pues duran muy poco y se destruyen relativamente aprisa. Por eso el método de ~~ex~~clusión de agua que es más aceptado y es, además más eficiente es el de uso del cemento.

Este método consiste en forzar lechada de cemento entre la pared del pozo y la tubería que se haya a usar como ademe, de tal manera que el cemento, ya fraguado alcance una altura alrededor de ésta, que tape por completo la entrada del agua al pozo, es decir que el cemento queda exactamente frente a la capa acuífera que es el problema. Este método, dentro de la Industria Petrolera tiene muy amplia aplicación y es motivo, por lo tanto, de un estudio separado. Aquí analizaremos someramente el asunto, por tener este trabajo otro fin, que no es el problema de la "cementación de pozos" en sí.

El cemento que se usa en estas operaciones pueden ser de dos tipos, el cemento standard Portland y "cemento especial para pozos petroleros". La consistencia de la lechada

Además de los cambios anteriores existen los llamados "empujes" que se dan en la época de un cierto grado de "pleno" como en el punto de vista de la "energía" y se ven por ejemplo en las expresiones como un tono de metal o por ejemplo en las expresiones de "energía" y "pleno". Hay distinciones de estos términos entre los autores entre los de fondo de fondo y de fondo, como los importantes.

Por otro lado, todos los autores, se usan para con- diciones semejantes de aislamiento de agua, pero para un poco y se distinguen relativamente a priori. Por eso el método de aislamiento de agua que se usa a menudo y se, además de la distinción de los términos.

En el punto de vista de los términos de aislamiento entre los términos de aislamiento de agua que se usan para con- dición de aislamiento de agua que se usa a menudo y se, además de la distinción de los términos.

El método de aislamiento de agua que se usa a menudo y se, además de la distinción de los términos.



debe ser tal que pueda ser manejado fácilmente por las bombas o demás dispositivos para introducirla al pozo; generalmente se acostumbra mezclar el cemento y el agua en una proporción de 40%. La mezcla se hace en la superficie en máquinas mezcladoras accionadas por motores de combustión interna.

Existen, tres métodos para poder introducir la lechada al pozo y son:

- 1.- Método de la cuchara o achicador.
- 2.- Método del tubing.
- 3.- Método del casing o por tapones.

El método de la cuchara o achicador, consiste en depositar en el fondo del pozo por medio de una "cuchara de descarga" C (Fig.3), después de que la tubería de ademe ha sido levantada del fondo, el cemento necesario para que éste suba a una altura tal que tape la arena acuífera que se quiere aislar. Para mayor comprensión enviamos al lector a la figura 3, donde nos muestra los 3 estados I, II y III por los que pasa el procedimiento usado en este método.

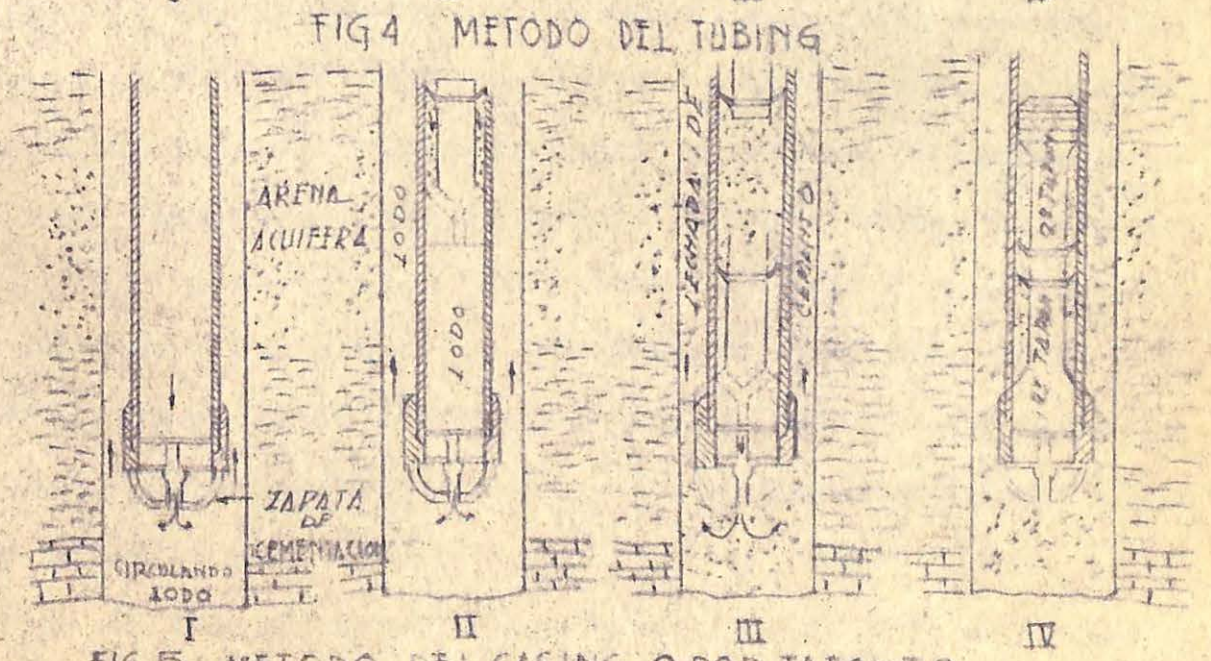
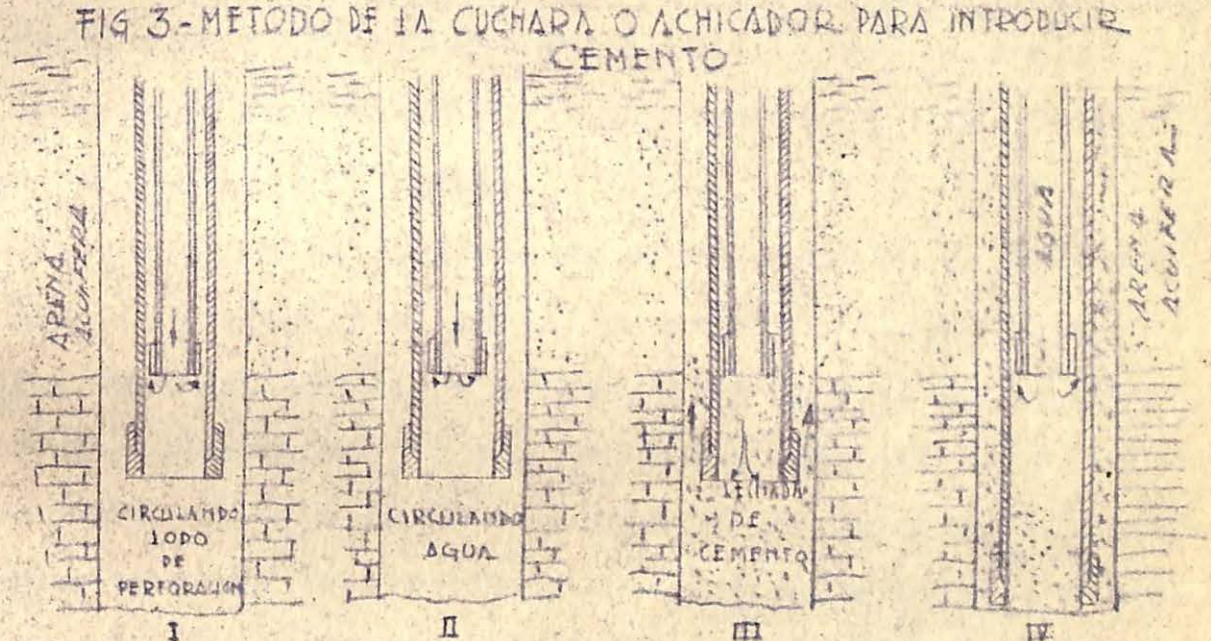
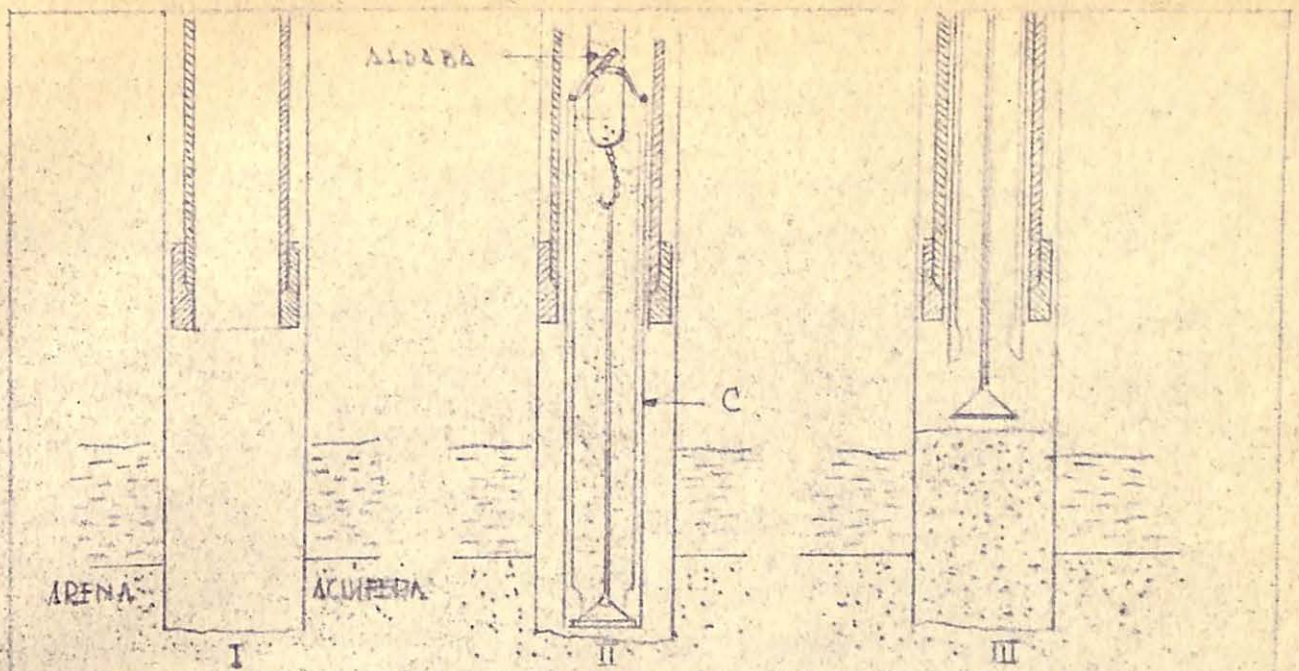
El método del tubing, consiste en introducir, a presión de bomba a través de una columna de tubing (Fig. 4) el cemento necesario para tapar la arena acuífera. El tubing se mete dentro de la tubería de ademe que se va a usar hasta ese punto del pozo, y se hace llegar hasta cerca de la extremidad inferior de ella, cerca también del fondo del pozo. Se pone un empaque entre el tubing y la tubería de ademe ya sea cerca de la superficie del terreno o en el fondo. Las fases por las que pasa este procedimiento se entienden mejor, en la Fig. 4, I, II, III, y IV.

Este es el que queda por manejar. El método de las bombas  
 - de bombeo de agua para la producción de energía eléctrica  
 es esencialmente similar al anterior y el agua es propulsada  
 en ella. La bomba se hace en la actualidad en máquinas nuevas  
 tanto en tamaño como en potencia de construcción moderna.  
 Estas, como se ve, son capaces para producir la potencia

- 1.- Método de la bomba o accionador.
- 2.- Método del turbin.
- 3.- Método del vapor o por turbinas.

El método de la bomba o accionador, consiste en depositar  
 en el fondo del canal por medio de una "cámara de escape"  
 (Fig. 2), donde se produce la turbulencia de agua que está en  
 movimiento. El agua que se mueve hacia abajo para dar lugar a  
 la turbulencia en el fondo del canal produce un efecto similar al  
 que se produce en las turbinas de acción al hacer a la figura 2.  
 Los dos métodos los 2 métodos I, II y III por los que  
 el procedimiento usado en este método.

El método del turbin, consiste en introducir, a presión  
 el agua a través de una columna de turbin (Fig. 1) al canal.  
 El movimiento para abajo de agua produce un efecto similar al  
 que se produce en las turbinas de acción al hacer a la figura 2.  
 El agua que se mueve hacia abajo para dar lugar a la turbulencia  
 en el fondo del canal produce un efecto similar al que se produce  
 en las turbinas de acción al hacer a la figura 2.  
 Los dos métodos los 2 métodos I, II y III por los que  
 el procedimiento usado en este método.





Por último, el método de los tapones, que consiste en bombear la lechada de cemento a través de la misma tubería de ademe, en la cantidad suficiente para aislar la arena acuifera, como se ve en la fig. 5. El procedimiento es el más ampliamente usado, y de buenos resultados para casos en los que la cantidad de cemento usada es muy grande.

Se usan, para este método, dos "barreras" que son llamadas generalmente como "tapones", uno inferior, entre el lodo de perforación y la lechada de cemento y otro, superior, entre la lechada de cemento y el agua con que se empuja todo el conjunto a presión de bomba.

Primeramente se establecen circulación en el pozo con el lodo de perforación, hasta que no haya ninguna pérdida en ella, introduciéndose a continuación la tubería de ademe que se va a "cementar", y una vez hecho esto, se mete uno de los tapones en la parte más superior de la columna de lodo, es decir, cerca de la superficie y a continuación se introduce sobre de él, la lechada de cemento calculada previamente en cantidad, y a presión de bomba se va desalojando el tapón inferior hacia abajo hasta terminar el volumen de cemento existente, inmediatamente se coloca el otro tapón, arriba del cemento y se desaloja con agua, también hacia abajo y a presión de bomba, hasta que los dos tapones se junten en el fondo, en la "zapata" de cementación que la tubería de ademe posee. El tapón inferior tiene por ese motivo un conducto a través del cual pasa el cemento.

Los diferentes estados por los que pasa esta maniobra se ven con detalle en la fig. 5, I, II, III, y IV.

Por último, el método de los tapones, que consiste en  
dejar la lechuga de cemento a través de la misma tubería de  
la que se le extrajo el agua, para evitar la fuga de agua.  
Este método es el más sencillo y el más económico para casos en los que  
se requiere de un trabajo rápido y sencillo.  
El caso "B" es el más complicado, que son las  
instalaciones con "tapones", uno inferior, entre el tubo  
de extracción y la lechuga de cemento y otro superior, en  
la lechuga de cemento y el agua con que se amasa todo el  
cemento a través de los tapones.

Primeramente se establecieron en el caso con  
el tubo de extracción, hasta que no haya ninguna pérdida  
de agua, inmediatamente se extrajo la tubería de cemento  
de la lechuga y se volvió a amasar, se puso en el  
lugar de la tubería de cemento y se volvió a amasar de nuevo.  
Se volvió a amasar de la tubería y a extracción de tubería  
de cemento de la lechuga de cemento en el tubo de extracción  
de cemento y a través de los tapones se volvió a amasar de nuevo.  
Este método es el más sencillo y el más económico para casos en los que  
se requiere de un trabajo rápido y sencillo.  
El caso "B" es el más complicado, que son las  
instalaciones con "tapones", uno inferior, entre el tubo  
de extracción y la lechuga de cemento y otro superior, en  
la lechuga de cemento y el agua con que se amasa todo el  
cemento a través de los tapones.

Los tapones son de madera y con algo de hule o lona en una parte de su longitud, que le sirve como empaque y tienen una forma especial como se ve en la figura, siendo de unos 60 cm. de altura.

Este último método de "cementación" por medio de dos tapones, llamado también método Perkins tiene la ventaja, de poderse usar para colocar gran cantidad de cemento en un tiempo menor que en los demás métodos, además de que se requiere poco equipo extra para esa labor, y también requiere menos personal relativamente.

Pueden también usarse, cuando se trata de excluir el agua de fondo, tapones especiales, ya sea de madera, de fierro fundido de hule, de cañamazo, de lona, tapones que se acufian en el fondo del pozo para prevenir la admisión de agua procedente de las formaciones inferiores. Estos tapones, una vez colocados en su lugar, se puede completar la operación, colocando una capa de cemento sobre ellos, para mayor seguridad.

El uso de "puentes de cemento" se acostumbra principalmente para excluir agua intermedia. El procedimiento seguido para colocar estos llamados "puentes" de cemento, es el de introducir lechada de cemento entre la tubería de ademe y las paredes del pozo, precisamente frente a la capa de agua, auxiliándose para este objeto, de perforaciones hechas en la tubería de ademe exactamente abajo de la capa acuífera y auxiliándose de "canastas" de casing o "retenedores" especiales, ya conocidos, que tienen por función que el cemento no se vaya más abajo de lo que se quiere, pues precisamente estos re

Los tipos de son de madera y con signo de luna o sol, en  
un lado de su longitud, que se arroja como espadas y alance  
con forma especial como se ve en la figura, siendo de un

Hacia dentro del tipo de "comunicación" por medio de los  
pájaros, también se emplea el tipo de "comunicación" por medio de los  
pájaros, que son de madera y con signo de luna o sol, en  
un lado de su longitud, que se arroja como espadas y alance  
con forma especial como se ve en la figura, siendo de un

Podemos también encontrar, cuando se trata de escribir el  
que se vende, algunas especiales, ya sea de madera, de tin-  
ta o de papel, de colores, de forma, tamaño, etc. que se  
emplean para escribir el tipo de "comunicación" por medio de los  
pájaros, que son de madera y con signo de luna o sol, en  
un lado de su longitud, que se arroja como espadas y alance  
con forma especial como se ve en la figura, siendo de un

El tipo de "puntos de comas" de comunicación por medio  
de los pájaros, que son de madera y con signo de luna o sol, en  
un lado de su longitud, que se arroja como espadas y alance  
con forma especial como se ve en la figura, siendo de un  
pájaros, que son de madera y con signo de luna o sol, en  
un lado de su longitud, que se arroja como espadas y alance  
con forma especial como se ve en la figura, siendo de un



tenedores se colocan abajo de las perforaciones del casing, - es decir, abajo de la capa acuíf<sup>er</sup>a. El cemento se introduce por un tubería de diámetro mucho más pequeño que el de la del casing, dotada de su respectiva "zapata de cementación" que - impide el regreso de lechada hacia arriba.

El cemento entra por las perforaciones del casing y sale hacia el espacio anular entre éste y las paredes del pozo, introduciéndose la cantidad necesaria para tapar la capa de - agua intermedia. La tubería por la cual se introduce el cemento que puede ser la de perforación, se une a su "zapata de - cementación" por medio de rosca izquierda, de tal manera que terminada la operación, se puede desenroscar y sacarse dicha tubería. A veces se utilizan dos canastas de casing, una abajo de la capa de agua por excluir y otra arriba de ella dispuesta en forma invertida. Este problema se presenta especial<sup>me</sup>nte, cuando ya se ha cementado una tubería de ademe, y se localiza la entrada de agua a través de agujeros, que por diversos motivos se hayan originado en la misma tubería de ademe.

#### LOCALIZACION DE LOS PUNTOS DE ENTRADA DEL AGUA.

Tratándose de pozos en perforación, tiene importancia - saber, el punto por donde entra el agua a él. Para esto, existe como método primitivo para conocerlo, el uso de materias - colorantes, tales como fluoresceína, eosina, azul de metileno, rojo veneciano, que se introducen en un pozo cercano al - del problema, teniéndose la seguridad de conocer en aquel la posición de la capa acuíf<sup>er</sup>a que invadirá la materia coloran-



te. Si en nuestro pozo, se ve invadido también por esa materia colorante, pues es fácil observarlo, entonces diremos que el punto de entrada de agua a este pozo, está a la profundidad correspondiente a la capa acuífera, cuya posición, se conoce en el otro pozo, profundidad que conoceremos teniendo en cuenta la estratigrafía del lugar. Otro procedimiento, es llenar con lodo el pozo, de preferencia lodo pesado y achicarlo poco a poco con la "cubeta". A la profundidad, donde encontremos agua clara o lodo muy ligero, se considerará como punto de entrada del agua. Existe un procedimiento eléctrico, para localizar estas fuentes de agua, el llamado método de la "bruja de agua" y cuyo funcionamiento se basa en medir la resistencia del lodo que llena el pozo, al paso de una corriente eléctrica entre dos electrodos que se bajan al pozo mismo, suspendidos cada quien en los extremos de los dos conductores de cobre aislados colocados dentro de un cable especial. Desde el momento en que se baja al pozo el dispositivo un generador envía una corriente directa con un voltaje constante y la cantidad de corriente que fluye a través del circuito se va registrando en la superficie. El punto donde la conductibilidad eléctrica sea más grande, que en el resto del recorrido, se tomará como la entrada de agua, pues ésta que generalmente es salina, tiene una conductibilidad eléctrica mayor que el lodo de perforación. Hay un sistema de medición para poder conocer la profundidad exacta.

Pero el método más seguro y más usado hasta hoy es el método de "análisis químico de las aguas pues mediante ellos

--este por esa parte...  
 de la parte de entrada de agua a este pozo, está a la profundidad  
 correspondiente a la capa acuifera, cuya posición, se conoce  
 en el caso de pozos, profundidades que conocemos teniendo en cuenta  
 la inclinación del lugar. Otro procedimiento, es llenar  
 con agua el pozo, de preferencia todo pasado y espesado poco  
 a poco con la "cubeta". A la profundidad, donde encontramos  
 una capa o todo muy ligero, se considerará como punto de en-  
 trada del agua. Existe un procedimiento eléctrico, para localizar  
 estas aguas fijas de agua, el llamado método de la "prueba  
 de agua" y cuyo funcionamiento se hace en medio de resistencias  
 del tipo que llena el pozo, el caso de una corriente eléctrica  
 se genera en el pozo mismo, se dejan al polo mismo, separando  
 los cables en los extremos de los dos conductores de se-  
 ñalación se colocan dentro de un ánodo especial. Según el  
 método en que se baja el pozo el dispositivo se genera en  
 una resistencia directa con un voltaje constante y la sig-  
 nificativa corriente que fluye a través del circuito se re-  
 gistra en la superficie. El punto donde la conductividad  
 aumenta sea más grande, que en el resto del recorrido, se  
 toma como la entrada de agua, pues ésta que generalmente  
 la misma, tiene una conductividad eléctrica mayor que el  
 resto de perforación. Hay un sistema de medición para poder  
 conocer la profundidad exacta.  
 Para el método de señalamiento y más usado hasta hoy es el  
 método de "análisis químico de las aguas para determinar...

se pueden hacer comparaciones seguras que nos llevarán a buenos resultados, por eso nos ocuparemos en seguida de, él estudiando ampliamente sus principios y su aplicación.

#### IMPORTANCIA DE LOS ANALISIS DE AGUA Y METODOS EXISTENTES PARA EFECTUARLOS.

Objeto de los análisis.- La mayor parte de las aguas -- subterráneas asociadas con las formaciones petrolíferas tienen cantidades apreciables de sales minerales en solución. Algunas aguas están enteramente saturadas, es decir, contienen un máximo de sales disueltas, otros tienen pocas.

Las sustancias disueltas en ellas pueden ser carbonatos, bicarbonatos, cloruros y sulfatos de álcalis, como son el potasio, y el sodio, y de alcalino-terreos como el calcio y el magnesio, de manera que las cantidades mayores o menores nos dará el carácter de cada una de las diferentes capas subterráneas de agua, encontradas durante la perforación de un pozo, y más tarde podremos determinar la procedencia del agua que pudiera entrar al mismo pozo o a otros. También pueden hallarse en cantidades menos abundantes: hierro, estroncio, bario, litio, yoduros, bromuros y azufre en forma de sulfuros. Así es que es de recomendarse analizar químicamente el agua de todas y cada una de las capas que la contengan y que se presenten en el curso de la perforación y, repetimos, ulteriormente podremos hacer comparaciones de análisis del agua producida por dichas capas, cosa tan importante en la explotación de un campo petrolero.

De este modo será posible, a la vez, mediante el análisis

... pueden haberse comparaciones seguras que nos llevarán a con-  
... resultados, por eso nos ocupamos en seguirlos. El es-  
... análisis analíticos sus principios y su aplicación.

INTRODUCCIÓN DE LOS ANÁLISIS EN AGUA  
Y MÉTODOS EXISTENTES PARA ERRORES.

Objeto de los análisis. - La mayor parte de las aguas  
... asociadas con las formaciones petrolíferas se-  
... cantidades apreciables de sales minerales en solución. Al-  
... agua está en forma saturada, es decir, contiene  
... máximo de sales disueltas, otras tienen pocas.

... sustancias químicas en ellas pueden ser carbona-  
... cloruro y sulfato de calcio, como son  
... y de magnesio, como el cal-  
... la mayor parte de las cantidades que se en-  
... el carácter de cada una de las diferentes ca-  
... agua, encontradas durante la perforación  
... y más tarde podemos determinar la procedencia  
... agua que pudiera entrar al mismo pozó o a otros. También  
... en cantidades menos abundantes: hierro, azo-  
... calcio, magnesio, litio, sodio, potasio y sulfato de sodio.  
... de recomendarse análisis químicos  
... de las aguas que se encuentran en el curso de la perforación.  
... métodos para determinar la procedencia de las  
... las aguas producidas por dichas aguas, como son:  
... de la explotación de un campo petrolífero.

lisis químico, correlacionar arenas acuíferas, contribuyendo en esta forma a la elaboración de programas de tuberías de ademe y aislamiento tan importante al perforar los pozos, ya que si nos basamos por los reportes diarios de los perforadores, los cortes de los pozos no serían muy exactos y la correlación por lo tanto diferiría de la hecha por el Ingeniero Petrolero mediante pruebas de laboratorio del agua de esas arenas.

Tratándose ahora, de los pozos en producción, este procedimiento químico de comparación no deja de ser importante. En un pozo que se vea perturbado por volúmenes de agua por insignificantes que sean, se puede investigar el origen de ésta, comparándola químicamente con otras que se hayan encontrado antes de terminar el pozo. Las que tengan contenidos semejantes o iguales de sales disueltas, serán del mismo origen. Sin embargo puede presentarse el caso, en que el agua que entre a un pozo en producción, sea resultante de una mezcla de varias, por ejemplo, agua de fondo con agua superior, y entonces el problema se complica un poco, pero si se ha tenido cuidado de analizar cada una de ellas antes, es seguro, que se podrá encontrar qué aguas son las que componen esa mezcla, y por lo tanto qué origen tienen. Cuando pasa este caso se puede conocer, mediante un sencillo cálculo matemático, la proporción en que están mezcladas esas aguas. Por ejemplo, supongamos el siguiente resultado de análisis de una agua, que ha entrado a un pozo:

En esta forma se elaboraron los programas de trabajo de los pozos, ya que el agua que se extrae por los pozos de las perforaciones, los pozos de los pozos no están muy exactos y la extracción con la ayuda de la bomba por el sistema de perforación mediante pruebas de laboratorio del agua de los pozos.

Tratándose ahora de los pozos en producción, este procedimiento químico de comparación no debe de ser importante. En un caso que se ve perturbado por volúmenes de agua por las perforaciones que sean, se puede investigar el origen de las perforaciones de los pozos con otras que se hayan antes. Esto se hace de forma de los pozos, las que tengan perforaciones de los pozos de los pozos de los pozos, según del mismo caso. Sin embargo, también se puede investigar el caso, en que el agua que extrae a un pozo en producción, sea proveniente de dos pozos de los pozos, por ejemplo, agua de fondo con agua superficial y entonces el problema se convierte un poco, pero si se ha de hacer análisis de análisis cada una de ellas antes, en segundo lugar se puede encontrar que aguas son las que componen las perforaciones y por lo tanto que origen tienen. Cuando pasa esto, se puede conocer, mediante un análisis químico de los pozos de los pozos en que están perforados esas aguas. En el caso de perforaciones de algunos pozos de análisis de los pozos, se puede encontrar a los pozos.



Análisis en "Partes por millón".

Calcio .....	9,877
Magnesio.....	960
Sodio.....	46,723
Cloruros.....	94,968
Sulfatos.....	364
Bicarbonatos.....	526

Y supongamos también que tenemos a la vista los análisis del agua superior, intermedia y de fondo, que hemos encontrado al perforar el mismo pozo:

Análisis en "Partes por Millón"

	Agua Superior	Agua Intermedia	Agua de Fondo	Agua Marginal
Calcio	7050	13790	15532	26225
Magnesio	1440	804	-----	2847
Sodio	41010	51300	58150	72700
Cloruros	84370	115921	116163	165350
Sulfatos	441	-----	211	-----
Bicarbonatos	---	-----	1580	-----

Al pasar nuestra vista por las dos tablas anteriores, nos damos cuenta, por las características del agua encontrada, que ella es el resultado de una mezcla del agua superior y del agua del fondo, pues su total de sólidos disueltos está comprendido entre los de estas dos últimas. Pero para saber aproximadamente el porcentaje de una y otra, plantearemos las siguientes ecuaciones:

"Análisis en 'Tartas por Millón'"  
 1937 ..... 2,877  
 1938 ..... 380  
 1939 ..... 46,783  
 1940 ..... 74,082  
 1941 ..... 384  
 1942 ..... 328

Y en consecuencia también que tenemos a la vista los análisis  
 de los años superiores, intermedios y de fondo, que hemos analizado  
 en el presente el presente el mismo caso:  
 "Análisis en 'Tartas por Millón'"

ANOS	ANOS DE FONDO	ANOS DE FONDO	ANOS DE FONDO
1937	1938	1939	1940
1941	1942	1943	1944
1945	1946	1947	1948
1949	1950	1951	1952
1953	1954	1955	1956
1957	1958	1959	1960

El presente análisis tiene por objeto dar a conocer el estado de  
 los datos de los años intermedios y de fondo, que hemos analizado  
 en el presente el presente el mismo caso:  
 "Análisis en 'Tartas por Millón'"

$$441 x + 211 y = 364$$

$$0 x + 1580 y = 526$$

en donde  $x =$  cantidad de agua superior en la mezcla  
y  $y =$  cantidad de agua de fondo en la mezcla. 441, 211 y 364  
son los valores correspondientes a los sulfatos y 0, 1580 y  
526 son los valores correspondientes a los bicarbonatos. Re-  
solviendo el sistema de ecuaciones tenemos lo siguiente:

$$y = 0.332 \quad x = 0.668$$

Interpretando los resultados, diremos que el agua que  
encontramos en el pozo está constituida por dos terceras par-  
tes de agua superior y una tercera parte de agua de fondo --  
aproximadamente. Tratándose de una sospecha o evidencia de --  
que el agua estuviera compuesta de varias otras, se procede-  
rá en la misma forma, aumentando el número de ecuaciones, --  
para conocer sus porcentajes.

Para ayudar a completar nuestra idea sobre la importan-  
cia del papel que juega el análisis químico y para contri-  
buir a familiarizarnos con los problemas a ellas relativos,  
diremos que en las aguas de los campos petroleros, el sodio  
y el potasio aumentan con la profundidad, así como los carbo-  
natos, siendo esto último más notorio siempre que no se ha-  
lle presente gran porcentaje de cloruros. Los sulfatos abier-  
tamente tienen la tendencia a decrecer con la profundidad --  
hasta que llega un momento en que desaparecen. El calcio y --  
el magnesio predominan en muchas de las aguas poco profun-  
das.

MÉTODOS PARA REPORTAR LOS ANÁLISIS. - Entre los métodos

1911 y 1912  
1913 y 1914

en donde se continúan de agua superior en la medida  
de la cantidad de agua de fondo en la medida de 141, 211 y 232  
con los valores correspondientes a los años 1911 y 1912 y  
1913 con los valores correspondientes a los años 1913 y 1914.  
El estudio de los datos de agua superior se resume en la siguiente:

$x = 0.868$        $y = 0.332$

Interpretando los resultados, vemos que el agua que  
aparece en el agua está constituida por las partes que  
son de agua superior y una parte para de agua de fondo  
aproximadamente. También de una especie o evidencia de  
un cierto número de partes de agua superior, se procede  
a la parte superior, aumentando el número de partes de  
agua superior en la medida.

Este estudio de los datos muestra también la importancia  
de los resultados de los años 1911 y 1912 y 1913  
y 1914. Los resultados de los años 1911 y 1912  
muestran que el agua de los años 1911 y 1912, al ser  
y al ser de agua superior, así como los años  
1913 y 1914, muestra una parte de agua superior y una  
parte de agua de fondo. Los resultados de los años 1911  
muestran que el agua superior es la parte superior  
de la parte superior en la medida de la cantidad  
de agua superior en la medida de la cantidad de  
agua superior en la medida de la cantidad de agua superior.

ESTUDIO DE LOS DATOS DE AGUA SUPERIOR

más comunes para reportar los análisis químicos de un agua se encuentran los siguientes:

a.- Sistema de combinaciones hipótéticas; b.- Sistema de "partes por millón"; c.- Sistema Falmer.

El sistema de combinaciones hipotéticas, que se aplica más generalmente a aguas de uso industrial, se funda en cuatro hipótesis (las de F.W. Clarke) sobre las cuales se calculan las combinaciones. Este método no lo trataremos aquí, sino sólo lo citamos, porque es de poco o ningún valor para el ingeniero petrolero, pues con éste sistema en nuestro caso obtendríamos 2, 3 ó 4 diferentes resultados de la misma muestra de agua. Quien quiera profundizar su conocimiento sobre éste sistema deberá consultar los apuntes que de Geoquímica ofrece F.W. Clarke.

El sistema de reportar los análisis en "partes por millón" es el más simple y quizá, el que nosotros recomendaríamos desde luego para su uso. En éste trabajo, la técnica de laboratorio seguida para reconocer las sales disueltas en el agua, se completa reportando sus resultados en "partes por millón" como lo veremos en párrafos posteriores. La manera de como surgió este sistema de reporte fué la siguiente: las cantidades de los elementos que forman el agua, se determinan, como en todos los análisis en gramos y fracciones de gramo por litro de agua analizada; y al expresar los resultados se veía que los números representativos de dichas cantidades se componían de pocas cifras y en cambio muchos ceros después del punto decimal. Entonces viendo el inconveniente, se optó por expresar, no los gramos o fracciones de

El sistema de reportar los análisis químicos de un agua  
de conformidad con las siguientes:

1.- Sistema de combinaciones hipotéticas; 2.- Sistema de  
"partes por millón"; 3.- Sistema de partes por millón.

El sistema de combinaciones hipotéticas, que se aplica  
de ordinario a aguas de uso industrial, se funda en que  
los químicos (los de F.W. Clarke) sobre las bases se defi-  
nieron las combinaciones. Este método no lo tratan aquí,  
sino sólo los citamos, porque es de poca o ningún valor para  
el ingeniero químico, pues con este sistema en nuestro  
sistema de reportar 2, 3 ó 4 diferentes resultados de la misma  
muestrita de agua. Quien quiera profundizar su conocimiento  
sobre este sistema deberá consultar los asuntos que se  
relacionan con F.W. Clarke.

El sistema de reportar los análisis en "partes por mil-  
lón" es el más simple y claro, el que nosotros recomendamos  
por donde mejor, para su uso. En este trabajo, se definen  
los laboratorios para determinar las sales disueltas en  
el agua, se completa reportando sus resultados en "partes  
por millón" como lo vemos en algunos posteriores. La  
base de este método para sistema de reportar es la siguiente:  
los elementos que forman el agua, se  
determinan como en todos los análisis en gramos y por ciento.  
Los datos por litro de agua analizada y al expresar los  
resultados en mil que los números representativos de dichos  
análisis se convierten de pocas otras y en un solo número  
de partes por millón. Este sistema resulta el más  
simple, de fácil comprensión, no los gramos y por ciento de

éstos, sino los miligramos, pero como la relación es de un miligramo a un litro, se creyó también fácil expresarse en "partes por millón" ya que el litro tiene un millón de miligramos. La naturaleza de las sustancias disueltas también antes tenía otro modo de expresión pues los metales se expresaban siempre en óxidos y los ácidos en anhídridos, pero debido al uso general de la teoría de los iones se dan, en la mayoría de los casos, los resultados de los análisis indican las cantidades de los cationes y aniones.

La manera de cómo se hace el cálculo numérico para dar los resultados en "partes por millón" la veremos al indicar los procedimientos que se usan para reconocer cada uno de los principales cuerpos disueltos en el agua.

El sistema Palmer fué aplicado por Chase Palmer a las aguas de los campos petroleros. Este método expresa el análisis en función del poder de reacción de los radicales de las sales disueltas en el agua y del carácter químico de los mismos y nó de la concentración de ellos como en el sistema anterior; además los análisis hechos por este sistema anterior sirven de base, desde luego, para hacer la expresión en el sistema Palmer, es decir, este expresa, cuando aquél ya está elaborado.

El poder de reacción de un radical, se expresa valiéndose de los llamados "coeficientes de reacción". Un "coeficiente de reacción" es el poder reactivo de la unidad de peso del radical de que se trate y siempre se indica como el recíproco del peso equivalente de combinación de dicho radical. El peso equivalente de combinación, es a la vez, el resulta-

... como se refieren a los  
... un libro de poesía  
... un libro de poesía  
... un libro de poesía  
... un libro de poesía

... un libro de poesía  
... un libro de poesía  
... un libro de poesía  
... un libro de poesía

... un libro de poesía  
... un libro de poesía  
... un libro de poesía  
... un libro de poesía

... un libro de poesía  
... un libro de poesía  
... un libro de poesía  
... un libro de poesía

... un libro de poesía  
... un libro de poesía  
... un libro de poesía  
... un libro de poesía

... un libro de poesía  
... un libro de poesía  
... un libro de poesía  
... un libro de poesía



do de dividir el peso atómico o molecular del radical, ya sea positivo o negativo, entre su valencia.

A continuación damos una tabla que hemos elaborado para mayor comprensión de los coeficientes de reacción de los distintos radicales, y nos damos cuenta de cómo se han calculado esos coeficientes:

Radicales Positivos:

Radical.	Peso Atómico	Peso equivalente de combinación	Coef. de reacción
Hidrógeno	1.008	$1.008/1=1.008$	$1/1.008=0.9920$
Sodio	23.000	$23.000/1=23.000$	$1/23.000=0.0435$
Potasio	39.100	$39.100/1=39.100$	$1/39.100=0.0256$
Calcio	40.090	$40.090/2=20.045$	$1/20.045=0.0499$
Magnesio	24.320	$24.320/2=12.160$	$1/12.160=0.0822$
Aluminio	27.100	$27.100/3=9.033$	$1/9.033=0.1107$
Fierro	55.850	$55.850/2=27.925$	$1/27.925=0.0358$

Radicales Negativos:

Radical	Peso Molecular	Peso equivalente de combinación	Coef. de reacción
Hidróxido	17.008	$17.008/1=17.008$	$1/17.008=0.0588$
Sulfato	96.070	$96.070/2=48.035$	$1/48.035=0.0208$
Cloruro	35.460	$35.460/1=35.460$	$1/35.460=0.0282$
Nitrato	62.010	$62.010/1=62.010$	$1/62.010=0.0161$
Carbonato	60.000	$60.000/2=30.000$	$1/30.000=0.0333$
Bicarbonato	61.008	$61.008/1=61.008$	$1/61.008=0.0164$
Sulfuro	32.070	$32.070/2=16.035$	$1/16.035=0.0624$

Para expresar un análisis por este sistema Palmer se vale uno, por fin, de los llamados "valores de reacción" que por lo visto anteriormente, ya podremos definir. "Valor de reacción" de un radical es el producto obtenido de multiplicar su "coeficiente de reacción" por la cantidad de "partes por millón" que tenga, de ese radical, el agua analizada. -

... el estudio de los datos de laboratorio del material y ...  
 ... reactivos a negativo, entre las muestras.  
 ... reactivos en blanco que hablan que hemos observado en ...  
 ... reactivos negativos de los coeficientes de reacción de los ...  
 ... reactivos, y nos damos cuenta de cómo se han ...

Reactivos positivos:

Reactivos positivos	Reactivos positivos	Reactivos positivos
1.000/1.000	1.000/1.000	1.000/1.000
2.000/2.000	2.000/2.000	2.000/2.000
3.000/3.000	3.000/3.000	3.000/3.000
4.000/4.000	4.000/4.000	4.000/4.000
5.000/5.000	5.000/5.000	5.000/5.000
6.000/6.000	6.000/6.000	6.000/6.000
7.000/7.000	7.000/7.000	7.000/7.000
8.000/8.000	8.000/8.000	8.000/8.000
9.000/9.000	9.000/9.000	9.000/9.000
10.000/10.000	10.000/10.000	10.000/10.000

Reactivos negativos:

Reactivos negativos	Reactivos negativos	Reactivos negativos
1.000/1.000	1.000/1.000	1.000/1.000
2.000/2.000	2.000/2.000	2.000/2.000
3.000/3.000	3.000/3.000	3.000/3.000
4.000/4.000	4.000/4.000	4.000/4.000
5.000/5.000	5.000/5.000	5.000/5.000
6.000/6.000	6.000/6.000	6.000/6.000
7.000/7.000	7.000/7.000	7.000/7.000
8.000/8.000	8.000/8.000	8.000/8.000
9.000/9.000	9.000/9.000	9.000/9.000
10.000/10.000	10.000/10.000	10.000/10.000

... reactivos en blanco para estos reactivos ...  
 ... reactivos positivos y reactivos negativos ...  
 ... reactivos positivos y reactivos negativos ...  
 ... reactivos positivos y reactivos negativos ...  
 ... reactivos positivos y reactivos negativos ...

Este "valor de reacción" los químicos acostumbran simbolizar lo por "r".

Se acostumbra también representar los valores de reacción en "porcentajes" que se obtienen dividiendo cada uno de los valores de reacción por el total de los valores representados en el análisis.

En seguida damos un análisis de agua tomado al azar, sólo para explicar, mejor, la manera de interpretar los valores de reacción en sí y por su porcentaje:

Expresión de valores de reacción.

Radicales	Partes por millón.	Coeficiente de reacción.			Valores de reacción.
Sodio	1003.2	x	0.0435	=	43.64
Calcio	17.3	x	0.0499	=	0.86
Magnesio	8.7	x	0.0822	=	0.71
Sulfato	230.4	x	0.0208	=	4.79
Cloruro	54.5	x	0.0282	=	1.54
Carbonato	1067.0	x	0.0333	=	35.53
Sulfuro	51.7	x	0.0624	=	3.23

TOTAL DE VALORES DE REACCION = 90.30

Expresión por "porcentajes" de valores de reacción.

Radical	Valores de reacción	Total de valores de reacción.	% de valores de reacción
Sodio	43.64	div. por 90.30	= 48.3
Calcio	0.86	idem. "	= 0.9
Magnesio	0.71	idem. "	= 0.8
Sulfato	4.79	idem. "	= 5.3
Cloruro	1.54	idem. "	= 1.7
Carbonato	35.53	idem. "	= 39.4
Sulfuro	3.23	idem. "	= 3.6

TOTAL DE % DE VALORES DE REACCION 100.0

Como comprobación, para saber la exactitud de los análisis

Los valores de reacción "los límites de reacción" los límites de reacción establecidos por el autor.

Los resultados también representan los valores de reacción en "porcentaje" que se obtienen dividiendo cada uno de los valores de reacción por el total de los valores representados en el análisis.

En ciertos casos un análisis de agua tomado al azar, se lo puede explicar, mejor, la manera de interpretar los valores de reacción en el y por su porcentaje:

Expresión de valores de reacción.

Medidas	Partes por millón.	Coeficiente de reacción.	Valores de reacción.
Calcio	100.8	0.0435	43.54
Magnesio	17.3	0.0499	0.88
Sulfato	2.7	0.0882	0.24
Cloruro	230.2	0.0208	4.79
Carbonato	84.0	0.0382	3.21
Carbonato	1027.0	0.0222	22.82
Carbonato	21.7	0.0824	1.78

TOTAL DE VALORES DE REACCIÓN = 80.30

Expresión por "porcentaje" de valores de reacción.

Medidas	Valores de reacción	Valores de reacción	% de valores de reacción
Calcio	100.8	43.54	54.10
Magnesio	17.3	0.88	1.10
Sulfato	2.7	0.24	0.30
Cloruro	230.2	4.79	5.96
Carbonato	84.0	3.21	4.01
Carbonato	1027.0	22.82	28.42
Carbonato	21.7	1.78	2.22

TOTAL DE % DE VALORES DE REACCIÓN 100.0

Como comentario, para saber la expresión de los valores...

lis, la suma de los valores de reacción positivos debe ser igual a la suma de los valores de reacción, negativos, y el porcentaje de error tolerable deberá ser:

$$E = 100 \frac{r \text{ Positivos} - r \text{ Negativos}}{r \text{ Positivos} + r \text{ Negativos}}$$

Estos valores de reacción utilizados por Palmer, nos son de gran ayuda para conocer el coeficiente de corrosión "C" de una agua que es tan importante en todo problema de petróleo. Existe la siguiente fórmula para calcular este coeficiente "C" que está en función de esos valores "r":

Para aguas ácidas:

$$C = 1.008 (rH + rAl + rFe + rMg - rCO_3 - rHCO_3)$$

Para aguas alcalinas:

$$C = rMg - rHCO_3$$

Si C es positivo, el agua es corrosiva

Si  $C + 0.0503 \text{ Ca}$  es negativo, el agua no es corrosiva.

Si C es negativo pero  $C - 0.0503 \text{ Ca}$  es positivo, el agua puede o no corroer.

Otra de las formas, que, al lado de los valores de reacción se usan para expresar las propiedades químicas del agua, según Chase Palmer, es, la que se refiere a la salinidad y a la alcalinidad.

La mayoría de las aguas terrestres tienen dos propiedades generales, salinidad o alcalinidad; o alguna otra que dependa de la proporción en que se encuentren una u otra de las dos enumeradas. La salinidad es causada por sales que no son hidrolizadas y la alcalinidad se atribuye a bases al-

... de los valores de los factores de producción...  
... de los valores de los factores de producción...  
... de los valores de los factores de producción...

$$\frac{Y}{L} = \frac{Y}{L} + \frac{Y}{L} + \frac{Y}{L}$$

... de los valores de los factores de producción...  
... de los valores de los factores de producción...  
... de los valores de los factores de producción...

Para estos datos:

$$Y = 1,000 \text{ (en } 10^6 \text{ dólares)} \quad L = 100 \text{ (en } 10^6 \text{ personas)}$$

... de los valores de los factores de producción...

$$Y = 1,000 \text{ (en } 10^6 \text{ dólares)}$$

... de los valores de los factores de producción...

... de los valores de los factores de producción...

... de los valores de los factores de producción...

... de los valores de los factores de producción...

... de los valores de los factores de producción...

... de los valores de los factores de producción...

... de los valores de los factores de producción...

... de los valores de los factores de producción...

... de los valores de los factores de producción...

... de los valores de los factores de producción...

... de los valores de los factores de producción...

calinas libres producidas por la acción hidrolítica del agua sobre soluciones de bicarbonato y sobre soluciones de sales de otros ácidos débiles: Existen, las siguientes propiedades especiales:

Salinidad primaria que resulta de una combinación de ácidos fuertes (sulfatos, cloruros y nitratos) con bases fuertes (sodio y potasio) y es cuando la salinidad no excede dos veces la suma de los valores de reacción de los radicales de los álcalis.

Salinidad secundaria resulta de una combinación de ácidos fuertes con bases débiles (calcio y magnesio). El exceso de salinidad sobre la salinidad primaria, no excede de dos veces la suma de los valores de reacción de los radicales del grupo alcalino-térreo.

Salinidad terciaria, resulta de exceso de salinidad sobre las salinidades primarias y secundarias.

Alcalinidad primaria, que resulta de ácidos débiles (bicarbonatos, carbonatos) y bases fuertes. (Exceso de dos veces la suma de los valores de reacción de los álcalis sobre la salinidad.

Alcalinidad secundaria, resulta de ácidos débiles y bases débiles. Exceso de dos veces la suma de los valores de reacción de los radicales del grupo alcalino-térreo sobre la salinidad secundaria.

El sistema palmer, sin embargo, parece ser de poco valor para el Ingeniero Petrolero, pues éste método no diferencia los caracteres individuales de las aguas cuyas fuentes están últimamente relacionados, aunque aquella sean diferen-

... por la acción de los ácidos...  
... y otros...  
... las siguientes...

... una combinación de...  
... (ácidos, álcalis y sales) con bases...  
... y en cuanto la salinidad no excede...  
... de los valores de reacción de los radicales...

... una combinación de...  
... (ácidos y sales) con bases...  
... no excede de...  
... de los valores de reacción de los radicales...

... una combinación de...  
... y sales...  
... de los valores de reacción de los radicales...

... una combinación de...  
... de los valores de...  
... del grupo...

... una combinación de...  
... de los valores de...  
... de los valores de...



tes.. Se necesitan que esas aguas sean de horizontes o fuentes enteramente distintos, para ser perfectamente satisfactorio. éste método.

TECNICA DE LABORATORIO.- En el curso de la perforación de un pozo, los análisis que se vayan haciendo de las diferentes aguas encontradas en estratos que las contengan, deberán hacerse por el mismo método y con mucha uniformidad, para lograr después una mejor y más fácil comparación de sus resultados cuando ésta se necesite. Desde la toma de la muestra hasta la representación de los resultados, deberá hacerse de la misma manera.

La colección de la muestra debe hacerse con sumo cuidado y ésta puede hacerse de un pozo en perforación por medio de la cuchara y de un pozo en producción ya sea en la línea de descarga o en los tanques de las baterías. El recipiente en que se recoja, deberá ser de vidrio y lavarse de antemano con la misma agua que se va a muestrear, además es conveniente que el tapón de este recipiente sea esmerilado, o si son de corcho, éstos deben de ser nuevos y bien lavados. La cantidad usada varía pero es de aconsejarse de dos a tres litros. Una vez tomada la muestra, se procede a tomarle su gravedad específica, con el hidrómetro, a la temperatura ambiente, no sin antes quitarle las substancias no disueltas en ella, quitarle el aceite que tenga y filtrarla. La gravedad específica obtenida, se convierte a la gravedad específica a 15.6 grados centígrados (60 grados Fahrenheit) -- agregando 0.001 a la densidad obtenida primeramente por cada 5 grados Fahrenheit que sea más alta que 15.6 grados centí-

... de la ... que ... de ...

... en el ... de la ...  
... que se ... de las ...  
... en ... que ...  
... con ... y con ...  
... una ... y ...  
... de la ...  
... de los ...

... de la ...  
... de un ... en ...  
... de un ... en ...  
... de las ...  
... de ... y ...  
... que se ve a ...  
... de este ...  
... de ... y ...  
... de ...  
... con el ...  
... de ...  
... de ... y ...  
... de ...  
... de ...

grados, la temperatura a que se determinó esa densidad y res-  
tándole 0.001 por cada 5 grados Farenheit, que sea menor --  
que 15.6 grados centígrados esa temperatura.

A continuación damos una tabla que nos muestra la canti-  
dad de agua que debe tomarse, según C.E. Reistle Jr., para  
cada gravedad específica. También incluye en esta tabla, un  
factor "D" para convertir el volumen usado al equivalente -  
de un litro de la muestra original.

CANTIDAD DE AGUA PARA USARSE EN LA DETERMINACION DE  
IONES METALICOS. RELACION ENTRE GRAVEDAD Y DILUCION:

Muestra original	Muestra para análisis.			
	Tomar	Diluir	Usar	Factor
Gravedad específica a 15.6° C	c.c.	hasta c.c.	c.c.	"D"
1.000 a 1.003 inclusive	500	--	500	2
1.004 a 1.015 "	100	--	100	10
1.016 a 1.030 "	50	--	50	20
1.031 a 1.070 "	100	500	100	50
1.071 a 1.120 "	100	500	50	100
1.121 a 1.150 "	50	500	50	200
1.150 en adelante	50	1000	50	400

Con todo lo anterior establecido, ya podemos entonces -  
dar los procedimientos del laboratorio necesarios para efec-  
tuar la determinación de cada uno de los cuerpos químicos -  
por investigar en un análisis de agua. Daremos los más im-  
portantes y nos basamos en el sistema seguido por C.E. Reis-  
tle, Jr., y E.C. Lane.

Como separar la Sílice, El Hierro y el Aluminio.- Se--  
gún Reistle y Lane, la Sílice, El Hierro y el Aluminio, --  
pueden ser quitados antes de determinar el calcio y el mag-  
nesio. Se coloca la muestra en una cápsula (140 a 150 C.C.),

The following table shows the results of the tests conducted on the specimens of the material under consideration. The specimens were tested in accordance with the method described in the report of the Committee on the Strength of Materials, and the results are given in the following table.

TABLE OF TESTS MADE FOR THE PURPOSE OF DETERMINING THE STRENGTH OF MATERIALS.

Specimen	Area of Cross-section	Length	Weight	Modulus of Elasticity	Yield Point	Tensile Strength	Elongation at Break
1	1.00	10.00	10.00	29,000,000	10,000	40,000	25%
2	1.00	10.00	10.00	29,000,000	10,000	40,000	25%
3	1.00	10.00	10.00	29,000,000	10,000	40,000	25%
4	1.00	10.00	10.00	29,000,000	10,000	40,000	25%
5	1.00	10.00	10.00	29,000,000	10,000	40,000	25%
6	1.00	10.00	10.00	29,000,000	10,000	40,000	25%
7	1.00	10.00	10.00	29,000,000	10,000	40,000	25%
8	1.00	10.00	10.00	29,000,000	10,000	40,000	25%
9	1.00	10.00	10.00	29,000,000	10,000	40,000	25%
10	1.00	10.00	10.00	29,000,000	10,000	40,000	25%

The results of the tests show that the material under consideration has a modulus of elasticity of 29,000,000 pounds per square inch, a yield point of 10,000 pounds per square inch, and a tensile strength of 40,000 pounds per square inch. The elongation at break is 25%.

It is noted that the results of the tests are in good agreement with the values given in the report of the Committee on the Strength of Materials.

se agrega poco ácido clorhídrico y se calienta a 105°C. hasta sequedad por unas horas. Al contenido del disco se le -- agregan entonces 5 c.c. de ácido clorhídrico concentrado y 50 c.c. de agua destilada hirviendo todo durante 15 a 30 segundos, luego se lleva a un papel filtro de 9 cm. y se lava con agua caliente, recogién<sup>do</sup>se la sílice. Para separar el hierro y el aluminio, al filtrado anterior, se le agregan -- unas gotas de ácido nítrico y se hierve hasta que desaparezca el olor amoniacal, se agregan 10 c.c. de solución de cloruro amónico al 10%, y se añade hidróxido de amonio poco a poco, hasta hacer ligera reacción alcalina, se hierve un momento. El Fe y Al. son separados por filtración y lavado. -- Estos quedan en el filtro.

Determinación del calcio. -- El filtrado obtenido después de separar Fe y Al. se concentra hasta unos 200 c.c. y se -- hace alcalino con hidróxido de amonio, se hierve un tiempo, se agrega poco a poco una solución saturada de oxalato de -- amonio, hasta la completa precipitación, se añaden unos 10 c.c. más de solución de oxalato de amonio, se calienta agitando constantemente, se filtra, con papel filtro sin ceniza, y se lava con agua caliente. El filtrado lo reservamos -- para la investigación del magnesio.

El papel filtro se queda entonces con el oxalato de calcio que se disuelve en caliente con ácido sulfúrico al 10% y una vez hecho esto, la solución se calienta hasta unos -- 70°C y se gradúa con una solución decimo-normal de permanganato potásico, hasta dar un tinte color de rosa.

La concentración de calcio en "partes por millón", se-



rá igual al número de centímetros cúbicos de permanganato potásico (solución décimo-normal) usados para graduar multiplicados por 2.0035 y por el factor D, correspondiente de la tabla anterior según la densidad del agua analizada. 2.0035 es el número de miligramos de calcio a que equivale un centímetro cúbico de solución décimo-normal de permanganato de potasio.

Determinación del magnesio.- El filtrado de la investigación hecha para el calcio, se concentra aproximadamente -- hasta 150 c.c. y se le agregan unos 20 c.c. de fosfato ácido diamónico al 10%, se calienta unos 5 minutos y se enfría, se agita y se agregan 5 c.c. de amonio concentrado poco a poco. El precipitado se deja por unas doce horas y se filtra en -- un papel sin ceniza, se lava con amonio al 3% y por último -- se hace un lavado con "solución para lavado de magnesio" (que se prepara disolviendo 200 gra. de nitrato de amonio en 40 -- c.c. de amoniaco concentrado y completando hasta 1 litro con agua destilada). El precipitado y el papel filtro se llevan a un crisol de porcelana colocado en una parrilla eléctrica y se quema el papel volatilizándose a la vez las sales de -- amonio, hasta quedar una masa blanca de piro-fosfato de magnesio que se enfría y se pesa. La concentración de magnesio en partes por millón es igual al peso del pirofosfato de -- magnesio en miligramos multiplicado por 0.2184 y por el factor de conversión "D" correspondiente. 0.2184 es el número del miligramo de Mg. que contiene un miligramo de pirofosfato de magnesio.

El nivel de agua de los recipientes estudiados de forma general en  
 el laboratorio (normal) se mantuvo constante para todas las  
 pruebas con 2.000 y por el factor 2, correspondiente de la  
 - agua que se usó en la preparación de las muestras. -  
 La temperatura ambiente de agua a que se refiere en con-  
 sideración de la temperatura normal de preparación de

Preparación del material. - El filtrado de la muestra -  
 se hizo para el calcio, se concentro aproximadamente -  
 hasta 100 ml y se le agregaron unos 20 c.c. de ácido nítrico  
 al 10% al 10%, se calentó unos 5 minutos y se enfrió, se  
 agregó 5 c.c. de ácido nítrico concentrado poco a poco  
 hasta que se volvió opaco por unas dos horas y se filtró en -  
 un papel filtro. Se lavó con agua con amoniaco al 5% y por último -  
 se lavó con agua con "solución para lavado de cápsulas" (que  
 se prepara disolviendo 200 mg. de nitrato de amonio en 40 -  
 ml. de agua destilada y completando hasta 1 litro con  
 agua destilada). El precipitado y el papel filtro se lavan  
 con un cristal de potasio colorado en una patilla eléctrica  
 con agua. El papel vegetal utilizado a la vez se lavó de -  
 modo similar. Se usó una muestra de tipo-losido de mag-  
 nesita que se usó y se usó. La concentración de magnesio  
 en el agua por millón es igual al peso del carbonato de -  
 magnesio en el mismo volumen de agua. 0.25% y por el fac-  
 tor de conversión "G" correspondiente. 0.25% es el punto  
 del sistema de agua que contiene un millón de partes



Determinación de hidróxidos, carbonatos y bicarbonatos.-

A 100 c.c. de la muestra de agua original, después de filtrada, se le agregan 3 o 4 gotas de la solución indicadora de fenolftaleína, si hay color rojo se acusa la presencia de carbonato normal. La solución se gradúa con ácido sulfúrico en solución décimo-normal hasta que la coloración roja desaparece. El número de c.c. de ácido sulfúrico usados, lo representaremos por "P" (alcalinidad total con fenolftaleína).

A la misma solución se agregan dos gotas del indicador anaranjado de metilo y la graduación con ácido sulfúrico (décimo normal) se lleva al punto neutral. El número total de c.c. de ácido sulfúrico usado en las dos graduaciones lo llamaremos "T" (alcalinidad total con anaranjado de metilo).

Entonces pasamos a la tabla siguiente que nos muestra la relación entre la alcalinidad a la fenolftaleína y al anaranjado de metilo en presencia de hidróxido, carbonato y bicarbonato:

Resultado de la graduación	Valor del radical expresado en función de c.c. de solución decinormal de H <sub>2</sub> S <sub>4</sub>		
	Hidróxido	Carbonato	Bicarbonato
P = 0	0	0	T
P < 1/2 T	0	2P	T-2P
P = 1/2 T	0	2P	0
P > 1/2 T	2P-T	2(T-P)	0
P = T	T	0	0

La concentración de OH en partes por millón, es igual al número de c.c. de solución decinormal de ácido sulfúrico empleado para graduar, multiplicado por 17, ya que 1.7



es el número de mg. de OH a que corresponde 1 c.c. de solución décimo-normal de ácido sulfúrico. Se toman 17, porque la muestra original fué de 100 c.c.

Por la misma razón la concentración de  $\text{CO}_3$  en partes -- por millón es igual/<sup>al</sup>número de c.c. de solución décimo normal de ácido sulfúrico usada en su graduación, por 30 (1 c.c. de esa solución de ácido sulfúrico equivalen a 3.0 c.c. de  $\text{CO}_3$ )

Y por fin, la concentración de bicarbonatos en partes -- por millón es igual al número de c.c. de solución del ácido ya citado, usado en su graduación, por 61 (6.1 son los mg. de bicarbonato a que corresponde 1 c.c. de solución de  $\text{H}_2\text{SO}_4$ ).

Determinación de cloruros. - Se toman 10 c.c. de la muestra original después de filtrada y se gradúa con solución de cimo-normal de nitrato de plata, usándose 1 c.c. de una solución de cromato potásico como indicador. Hasta que el color-rojizo sea permanente, se deja de poner el nitrato.

La concentración de cloruros en partes por millón es igual al número de c.c. de solución décimo-normal de nitrato de plata empleado en la graduación multiplicado por 354.57. Un c.c. de nitrato de plata requerido en este caso, equivale a 3.5457 mg. de cloruro, pero como se usan 10 c.c. de muestra, el equivalente es 354.57.

Determinación de sulfatos. - Del filtrado de la muestra original se toman 100 c.c. y se evaporan a sequedad en un recipiente de 250 c.c. dejándose unas 12 horas a 105 grados -- centígrados. Al residuo se le agrega una pequeña cantidad de  $\text{HCl}$  concentrado (5 c.c.) disuelto en 100 c.c. de agua destilada. Se calienta, se filtra hasta separar la sílice y mate-

En el momento de la salida de la muestra se observó un color rojo que se debió a la presencia de  $Fe^{2+}$  en la muestra.

La muestra se dejó reposar durante 10 minutos para que se completara la oxidación de  $Fe^{2+}$  a  $Fe^{3+}$ .

Después de este tiempo se añadió un exceso de  $NaOH$  para precipitar los iones de  $Fe^{3+}$  como  $Fe(OH)_3$ .

La precipitación de  $Fe(OH)_3$  se completó al añadir un exceso de  $NaOH$ .

La muestra se dejó reposar durante 10 minutos para que se completara la precipitación de  $Fe(OH)_3$ .

Después de este tiempo se añadió un exceso de  $NaOH$  para precipitar los iones de  $Fe^{3+}$  como  $Fe(OH)_3$ .

La muestra se dejó reposar durante 10 minutos para que se completara la precipitación de  $Fe(OH)_3$ .

riales insolubles y se lava. El filtrado es llevado a ebullición, agregándosele entonces de 20 a 25 c.c. de cloruro de bario al 10%; los primeros 10 c.c. poco a poco y los últimos 10, rápidamente. Poner la solución cuando menos media hora al punto de ebullición y unas doce horas a la temperatura del laboratorio. El precipitado, que es de sulfato de bario, se filtra y se lava con agua caliente, usando filtro de 9 cm. sin ceniza. El residuo se inflama junto con el papel filtro en un crisol colocado en una mufla eléctrica, se enfría y se pesa.

La concentración de sulfatos en partes por millón es igual al número de miligramos que pesó el precipitado de sulfato de bario multiplicado por 4.115. El factor es 4.115 porque un mg. de sulfato de bario representa 0.4115 mg de sulfato, pero como son 100 c.c. de la muestra, el peso de 4.115.

Determinación del sodio.- Se advierte que todos los componentes de las aguas de los campos petroleros son reportados como determinaciones analíticas, excepto el sodio que lo expresaremos aquí en función de los "valores de reacción" utilizados por Palmer.

La concentración del radical sodio, entonces, se calcula cuando ya se han determinado los demás radicales y se hace siguiendo esta regla:

La suma de los valores de reacción de los radicales positivos se resta de la suma de los valores de reacción de los radicales negativos, siendo la diferencia el "valor de reacción" del sodio, que dividido por el coeficiente de reacción de él mismo, que es 0.0435, nos da su concentración en par--

- estas propiedades y se lava. El filtrado se lleva a ebullición  
 - y se filtra. El residuo se lava con agua destilada y se lleva a ebullición  
 - y se filtra. El filtrado se lleva a ebullición y se filtra. El residuo se lava  
 - con agua destilada y se lleva a ebullición y se filtra. El filtrado se lleva a ebullición  
 - y se filtra. El residuo se lava con agua destilada y se lleva a ebullición y se filtra.

- la concentración de sulfato en partes por millón es 1-  
 - y el número de milligramos que pasó el precipitado de sulfato  
 - en partes por millón es 4.116. El factor es 0.4116 por  
 - partes por millón de partes por millón. 0.4116 es el factor  
 - de conversión de partes por millón de sulfato a partes por millón de sulfato.

Exposición del método - Se muestra que todos los  
 - métodos de análisis de las aguas de los cuerpos estancos son muy  
 - laboriosos y de poca exactitud, excepto el método que  
 - se describe aquí en función de los "valores de reacción"

- la concentración del radical sulfato, entonces, se puede  
 - determinar en las aguas de los cuerpos estancos y se puede  
 - determinar en las aguas de los cuerpos estancos y se puede  
 - determinar en las aguas de los cuerpos estancos y se puede  
 - determinar en las aguas de los cuerpos estancos y se puede  
 - determinar en las aguas de los cuerpos estancos y se puede

tes por millón.

Este método de calcular sodio, aunque fácil, quizá no sea muy aceptado, porque según vemos, su cálculo se basa en los resultados de los demás radicales, pero teniéndose mucho cuidado en la determinación de estos últimos, no hay por qué temer.

MÉTODOS GRAFICOS DE REPRESENTACION DE LOS ANALISIS.-Entre los métodos gráficos para representar los análisis de agua podemos citar en primer lugar el método de E.G. Tickell que consiste en llevar a escala conveniente los "porcentajes" de valores de reacción de los metales y radicales ácidos sobre una figura simétrica con seis ejes y que resulta de unir los vértices de un exágono regular (es un sistema de coordenadas exagonales) (Fig.6). Los valores del sodio y el potasio se trazan en el primer eje que es el primero de izquierda a derecha y arriba de la horizontal. Los valores de calcio y magnesio en el segundo eje, los de carbonato y bicarbonato en el tercero, los de sulfato en el cuarto y los de cloruro en el quinto. El sexto no se usa sino para poner allí la clave o número de la muestra.

El otro método gráfico es el de C.E. Reistle Jr. en donde los valores se grafican en papel cuadriculado y en cuya escala vertical se llevan los elementos y radicales en partes por millón en dos líneas paralelas, dando un ancho conveniente en el eje horizontal. Arriba de una línea base cualquiera se llevan los valores de los iones metálicos unos a continuación de los otros y abajo de esa misma línea base, se llevan los valores de los radicales ácidos. (Fig. 7). La separación

Los resultados

Este método de análisis es más exacto que el método de análisis por gravimetría, porque según vemos, en algunos casos se han obtenido resultados de los demás métodos, pero teniendo mucho cuidado en la determinación de estos datos, no hay por qué

tema.

MÉTODOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS ANÁLISIS

Los métodos para la determinación de los análisis de los metales se dividen en dos grandes grupos: los métodos gravimétricos y los métodos volumétricos. Los métodos gravimétricos consisten en la determinación de los metales por medio de la precipitación de sus sales o de sus compuestos, y la pesada de los precipitados. Los métodos volumétricos consisten en la determinación de los metales por medio de la reacción de sus sales con una solución de un agente oxidante o reductor, y la medición del volumen de la solución de agente oxidante o reductor que se consume en la reacción. Los métodos gravimétricos se dividen en métodos de precipitación y métodos de combustión. Los métodos volumétricos se dividen en métodos de oxidación-reducción y métodos de precipitación. Los métodos gravimétricos de precipitación consisten en la precipitación de los metales por medio de una solución de un agente precipitante, y la pesada de los precipitados. Los métodos gravimétricos de combustión consisten en la combustión de los metales por medio de un agente oxidante, y la pesada de los productos de la combustión. Los métodos volumétricos de oxidación-reducción consisten en la reacción de los metales con una solución de un agente oxidante o reductor, y la medición del volumen de la solución de agente oxidante o reductor que se consume en la reacción. Los métodos volumétricos de precipitación consisten en la precipitación de los metales por medio de una solución de un agente precipitante, y la medición del volumen de la solución de agente precipitante que se consume en la precipitación.

El método más exacto para la determinación de los metales es el método gravimétrico de precipitación, cuando se utiliza un agente precipitante que precipita al metal en forma de un compuesto de peso molecular alto, y que es insoluble en agua. Los métodos volumétricos de oxidación-reducción son también muy exactos, cuando se utiliza un agente oxidante o reductor que reacciona con el metal en forma de un compuesto de peso molecular alto, y que es insoluble en agua. Los métodos gravimétricos de combustión son también muy exactos, cuando se utiliza un agente oxidante que reacciona con el metal en forma de un compuesto de peso molecular alto, y que es insoluble en agua. Los métodos volumétricos de precipitación son también muy exactos, cuando se utiliza un agente precipitante que precipita al metal en forma de un compuesto de peso molecular alto, y que es insoluble en agua.



SODIO Y POTASIO

CALCIO Y MAGNESIO

CARBONATO Y BICARBONATO

CLORO

SULFATO

FIG.6 METODO GRAFICO DE TICKELL

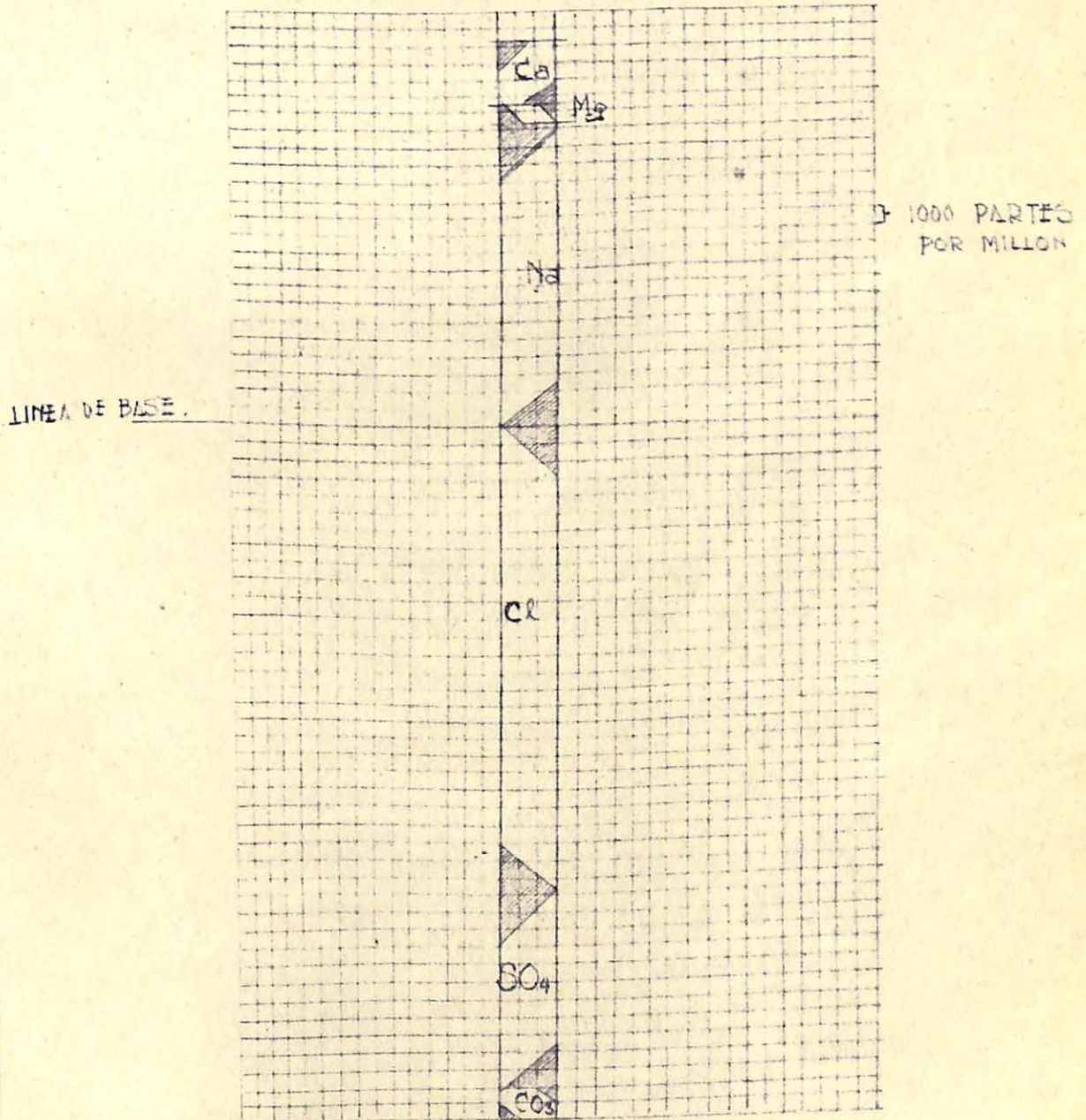


FIG 7 METODO GRAFICO DE REISTLE.



entre los valores de unos y otros iones metálicos o radicales se encuentra en las puntas de los triángulos oscuros. Este método tiene la ventaja de poder representar en una misma hoja, análisis de diferentes aguas.

---

En el presente informe se exponen los resultados de las  
 investigaciones realizadas en el laboratorio de  
 Física de la Universidad de los Andes, durante el  
 mes de agosto de 1964.

---

CAPITULO II.

BREVE ESTUDIO SOBRE LAS EMULSIONES EN  
EL PETROLEO CRUDO.

CONSIDERACIONES TEORICAS SOBRE SU FORMACION.

El estudio de las emulsiones es casi una rama de la Química coloidal y para contribuir a formarnos un concepto sobre ellas, hay que valernos de algunas leyes físicas y químicas.- Debemos analizar, antes de entrar de lleno al estudio de referencia, los siguientes fenómenos:

Recordemos, en primer lugar, que todo líquido está compuesto de moléculas en movimiento constante, movimiento llamado browniano y en el cual, la velocidad de las partículas está en razón directa de la temperatura a que se someta el líquido. De este fenómeno nos podemos dar cuenta examinando al microscopio, por ejemplo, una mezcla de arcilla muy fina y agua, y después de que se hayan asentado las partículas de arcilla más grandes quedando sólo en suspensión las más pequeñas, se verá que éstas tienen un movimiento rápido de zig-zag, movimiento que se cree es debido a una especie de "bombardeo" de las partículas por las moléculas del líquido que las rodea. Esta fuerza de bombardeo se va incrementando a medida que -- las partículas en suspensión van siendo de tamaño mucho más pequeño.

Llegará un momento, entonces, en que esa fuerza sea mayor que la de gravedad, o al menos la contrarreste, fenómeno que se traduciría en que el material disperso permanezca indefinidamente en suspensión.

BREVES NOTICIAS SOBRE LAS MUDANZAS EN

EL PETROLIO CRUDO.

CONDICIONES DE LAS MUDANZAS EN LA FORMACION.

El estudio de las mudanzas en el caso de la quimica  
que se refiere a una sustancia o formacion un concepto sobre  
ellas, hay que tener en cuenta las leyes físicas y químicas.  
En primer lugar, antes de entrar de lleno al estudio de las  
mudanzas, los siguientes fundamentos:

En primer lugar, que todo líquido está en  
estado de equilibrio un movimiento constante, movimiento que  
se produce y en el cual, la velocidad de las partículas es  
de un modo directo de la temperatura y que se llama el li-  
quido. En este líquido por razones de fuerza examinando el  
movimiento, por ejemplo, una escala de escala muy fina y  
debe ser de que se hayan reconocido las partículas de  
esta naturaleza que se encuentran en suspensión en el líquido.  
Hay que tener en cuenta que el movimiento relativo de las  
partículas que se encuentran en un estado de "suspensión"  
de las partículas por las mudanzas del líquido por las razones  
que se refieren a las mudanzas se va incrementando a medida que  
las partículas en suspensión van estado de tamaño más

pequeño.  
En el momento, en que las fuerzas son  
que se refieren a las mudanzas, e incluso la contracción, también  
que se refieren a las mudanzas en que el material disperso permanece en  
suspensión.

Los anteriores hechos, pues, se presentan en el caso especial de las emulsiones, sólo que en este caso, el cuerpo en suspensión también es líquido, y nos explicamos entonces, por qué el movimiento browniano es una de las causas que dan origen a las emulsiones.

Pues bien, toda emulsión es un líquido compuesto de dos fases, una de las cuales está dispersa en la otra; la fase que se dispersa recibe el nombre de "fase interna" y la fase en la que se dispersa "fase externa". Las dos fases son no miscibles o casi no miscibles y la dispersión se efectúa debido a los factores que más adelante veremos.

Para formarnos una idea del lugar que ocupan las emulsiones entre las demás sustancias que están compuestas de un medio disperso o fase interna y otro medio dispersivo o fase externa, damos la siguiente tabla:

Substancias resultantes de la unión de un medio disperso con otro dispersivo:

Medio dispersivo o fase externa.	Medio disperso o fase interna.	Substancia que resulta.
Líquido	Gas	Espuma
Gas	Líquido	Niebla
LIQUIDO	LIQUIDO	EMULSION
Gas	Sólido	Humo
Líquido	Sólido	Coloides
Sólido	Sólido	Vidrio rubí que contiene micelas de oro.

Tratándose de las emulsiones que se presentan en los pozos petroleros, éstas están compuestas, desde luego, de agua y aceite, pues hemos visto que llegan a existir ciertos porcentajes de agua en los pozos, agua que puede provenir de

Los factores físicos, como, se presentan en el caso de  
revelar de las emulsiones, sólo que en este caso, el cuerpo  
en suspensión también es líquido, y por explicamos estos  
casos que el movimiento presentase en una de las caudas que dan  
origen a las emulsiones.

Para probar, toda emulsión es un líquido compuesto de dos  
fases, una de las cuales está dispersa en la otra; la fase y  
que se dispersa recibe el nombre de "fase interna" y la fase  
en la que se dispersa "fase externa". Las diferencias que se presentan  
entre ellas se clasifican en dispersión de sólidos debido a  
los factores que más adelante veremos.

Para formar una fase del lugar que ocupan las emulsiones  
entre las demás substancias que están compuestas de un  
modo disperso o fase interna y otro medio dispersivo o fase  
externa, damos lo siguiente tabla:

Substancias resultantes de la unión de un

medio disperso con otro dispersivo:

Substancia que resulta.	Medio dispersivo / Fase externa / o fase interna	Medio disperso
Gas	Líquido	Líquido
Líquido	Líquido	Líquido
Sólido	Líquido	Sólido
Sólido	Sólido	Sólido
Sólido	Sólido	Sólido
Sólido	Sólido	Sólido
Sólido	Sólido	Sólido
Sólido	Sólido	Sólido
Sólido	Sólido	Sólido
Sólido	Sólido	Sólido

Tratándose de las emulsiones que se presentan en las  
emulsiones petrolíferas, éstas están compuestas, dando lugar, de  
una y otra, pues como visto que tienen a existir ciertos  
componentes de agua en los gases, agua que puede presentarse de



cualquiera de las partes que se mencionan en el capítulo anterior. El agua es la fase interna y el petróleo la fase externa en casi todas las emulsiones presentes en dichos pozos pues muy raras son las emulsiones en que el agua sea la fase externa y el aceite la interna. Es por esto, que en la Industria Petrolera, se dice en la práctica, que hay emulsiones de agua en aceite, si aquella es la fase dispersa y éste la externa y que hay emulsiones de aceite en agua, en el caso contrario. De manera que la causa primordial para que exista una emulsión es, a priori, la presencia de agua.

El agua se presenta en las emulsiones, dispersa en el aceite en forma de partículas muy pequeñas y de diferente tamaño, tendiendo a ser esféricas, a causa de su tensión superficial como más tarde explicamos. El tamaño y número de los glóbulos de agua varían y pueden encontrarse desde un diámetro que se aprecia a simple vista hasta los de diámetro microscópico (0.0001 m.m. es lo menos que se ha medido), siendo más estables entre más pequeños sean. Si son muy grandes, agregándole a esto que la fuerza de gravedad del agua es mayor que el aceite, se asentarán en el fondo del recipiente donde se encuentre la mezcla, efectuándose de esta manera una separación automática del agua y el petróleo. Este es el caso característico de las "emulsiones inestables". En pocas palabras, emulsiones inestables son aquellas que duran poco tiempo después de provocarse la mezcla por medio de la agitación de los dos elementos que la componen.

Cuando estas gotas de agua llegan a ser de un tamaño mu

... de las partes que se mencionan en el capítulo anterior. El agua de la fase interna y el carbón de la fase externa en casi todas las emulsiones presentes en dichos pozos para sus partes con las emulsiones en que el agua sea la fase externa y el aceite la interna. Es por esto, que en la industria fabricada, se dice en la práctica, que hay emulsiones de agua en aceite, al igual que en la fase dispersa y ésta la externa y que hay emulsiones de aceite en agua, en el caso contrario. De manera que la fase primordial para que exista una emulsión es, a priori, la presencia de agua.

El agua se presenta en las emulsiones, dispersa en el aceite en forma de partículas muy pequeñas y de diferentes tamaños, formando a sus espaldas, a causa de su tensión superficial como una capa de explicaciones. El tamaño y número de las partículas de agua varían, pueden encontrarse desde un diámetro que que se aproxima a simple vista hasta los de diámetros microscópicos (0.0001 mm. es la menor que se ha notado), siendo más pequeñas entre más pequeñas sean. Si son muy grandes, se agregan a caso que la fuerza de gravedad del agua en el fondo del aceite, se concentran en el fondo del recipiente donde se encuentran la mezcla, efectuándose de esta manera una separación automática del agua y el petróleo. Esta es el caso característico de las "emulsiones inestables". En pocas palabras, emulsiones inestables son aquellas que deben ser estabilizadas después de provocarse la mezcla por medio de la acción de los dos elementos que la componen.

Cuando estas cosas de agua llegan a ser de un tamaño...

cho muy pequeño, llegará aun momento en que el movimiento -- browniano nulifique la fuerza de la gravedad de las partículas y éstas permanecerán en suspensión, no asentándose por -- consiguiente. Emulsiones de esta clase reciben el nombre de -- "emulsiones estables" y que se pueden definir como aquellas -- que después de provocarse la mezcla de sus componentes median te la agitación continua en este estado hasta que artificial mente se rompe. En este caso, hay que aplicar alguna fuerza -- que sea mayor que la gravedad, para vencer de esa manera a la que se opone a ella, fuerza que puede ser la centrífuga, o -- simplemente hay que provocar que el tamaño de las gotas de -- agua sean más grande para que por su propio peso se asienten -- y para esto habrá necesidad de contribuir con cualquier tra tamiento artificial para hacer que las partículas dispersas -- se unan formando otras de gran tamaño que fácilmente lle uen al fondo. En esto se fundan los principales métodos de dese-- mulificación que existen.

De manera que hay necesidad de emplear un tratamiento -- especial para eliminar las emulsiones del crudo, pero llama todavía nuestra atención las causas que hacen que las parti-- culas de la fase interna estén dispersas y presenten resisten cia a unirse entre sí. Estas causas se encuentran íntimamen te ligadas y las mencionaremos en seguida:

- a).- Causa debida a la diferencia de tensiones superfi-- ciales de los líquidos que constituyen la emulsión
- b).- Causa debida a su tensión interfacial.
- c).- Causa debida a la presencia de una tercera substan-- cia entre las superficies de los dos líquidos y --

que hay pedregales, ligeros son momentos en que el movimiento --  
 movimiento múltiple. La fuerza de la gravedad de las partes --  
 las y otras perturbaciones en suspensión, no es suficiente por --  
 sostenidas. En las clases de esta clase reciben el nombre de --  
 "movimientos estables" y que se pueden definir como aquellos --  
 que dentro de la gravedad invariable de sus componentes según --  
 de la gravedad constante en esta estado hasta que accidental --  
 mente se muevan. En este caso, hay que aplicar alguna fuerza --  
 que sea mayor que la gravedad, para vencer de esa manera a la --  
 que se opone a ella, fuerza que puede ser la centrífuga, o --  
 simplemente hay que hacer que el tamaño de las gotas de --  
 agua sea una granada para que por su propio peso se resquebra --  
 y para que cada gota poseída de contribuir con cualquier par --  
 momento suficiente para hacer que las partículas dispersas --  
 en ellas formen una gran cantidad de pedregales. El viento --  
 de fondo, en caso de truenos, las partículas más pesadas de --  
 movimiento que existen.

En forma que hay necesidad de emplear un tratamiento --  
 especial para eliminar las amplitudes del ruido, para --  
 lograr un nivel estándar las causas que hacen que las parti --  
 culas de la fase sonora están dispersas y poseen un estado --  
 de un nivel más alto. Estas causas se encuentran --  
 en las ondas y las perturbaciones en --  
 que se genera en la diferencia de las ondas --  
 de las ondas que transmiten la energía --  
 de las ondas en un sentido lateral.

En caso de una gran cantidad de ondas de una forma --  
 de las ondas que transmiten la energía --

llamada "agente emulsificante".

- d).- Causa debida a que las partículas del agente emulsificante (substancia coloidal insoluble) forman una capa alrededor de las partículas del líquido disperso y que el mismo agente es más fácilmente mojado por uno de los dos líquidos.
- e).- Causa debida a la agitación de la mezcla.
- f).- Posible causa debida a la carga eléctrica con signos iguales, de las partículas.
- g).- Posible causa debida a la viscosidad del medio dispersivo o fase externa.
- h).- Posible causa debida a la salinidad del agua.

La tensión superficial puede definirse, como la resistencia que ofrece a la ruptura la superficie de un líquido. Se define también como la que resulta de una atracción entre sí de las moléculas componentes del líquido de que se trata y que da por resultado que las partículas de este líquido provoquen una tensión parecida a la que existiera en una membrana tensa. Es entonces explicable, que la superficie libre de los líquidos manifiesten mayor resistencia a romperse, que sus capas interiores, como lo podemos demostrar si tocamos con un alfiler o aguja cuidadosamente la superficie del líquido, y veremos que ésta se deprime sin permitir que la punta del alfiler o aguja penetre, pero una vez que se logra vencer esta resistencia, aguja o alfiler irán al fondo. Las moléculas superficiales del líquido forman una especie de membrana elástica que puede contraerse y llegar a su menor superficie respecto al volumen, razón por la cual las partí-

llamada "granito amfibolítico".

- 4) - Causa debida a que las particulas del agente emulsi-  
ficante (suspension coloidal insoluble) forman  
una capa alrededor de las particulas del liquido  
disueltas y que al mismo agente es más fácilmente  
soportado por una de las dos fases.
- 5) - Causa debida a la relación de la mezcla.  
Ej - posible causa debida a la carga eléctrica con esta  
misma relación de las particulas.
- 6) - posible causa debida a la viscosidad del medio dis-  
persivo a tasa extrema.
- 7) - posible causa debida a la salinidad del agua.  
La tensión superficial puede disminuir, como la tensión  
de vapor a la temperatura la superficial de un liquido. Se  
debe también considerar el efecto de una emulsión entre el  
agua y las moléculas dispersadas del liquido de que se trata y  
que se por resultado que las particulas de este liquido pro-  
ducen una tensión percibida a la que existe en una muestra  
de agua. En algunos experimentos, que se han hecho sobre  
los líquidos emulsionados mayor resistencia a romper, que  
en otros líquidos, como lo podemos demostrar al tratar  
con un liquido o agua emulsionada la superficie del lí-  
quido y tenemos que ésta se rompe sin dificultad que la  
de un liquido o agua pura, pero una vez que se forma  
una emulsión, resulta a veces un líquido más estable.  
Las emulsiones emulsionadas del tipo forman una capa de  
agua en el líquido que puede adherirse y ligar a su vez  
al agente emulsi-  
ficante, dando por lo cual las particulas

culas adquieren la forma esférica. Es por esto que las partículas de agua dispersa en el aceite se presentan en forma esférica y ofrecen su menor superficie al medio externo. De esta manera nos explicamos también las pequeñas e innumerables gotitas que se ven en el instante de hacer caer un líquido. La tensión superficial del agua es mayor que la del aceite y contribuyendo en esta forma a la estabilidad de la emulsificación agua en aceite.

También existe en nuestro caso, la llamada "tensión interfacial" que se explica como la misma tensión superficial, sólo que aplicada entre las superficies de contacto de los líquidos no miscibles. Ya vimos como las gotitas de agua más grandes se asentarán más rápidamente que las pequeñas, pero si estas se hacen más y más pequeñas, el tamaño de la capa interfacial aumentará siendo esto un factor muy importante en la formación y estabilidad de las emulsiones. Debido a esta tensión interfacial el aceite se extiende en una capa delgada sobre la superficie del agua y si queremos hacer difícil la emulsificación tendremos que aumentar esa tensión con cloruros solubles en agua. Por el contrario, si se quiere que las emulsiones se formen más rápidamente tendremos que disminuir la tensión interfacial agregando carbonato de sodio, alumbre u oleato de sodio.

El agente emulsificante actúa en forma de pequeñas partículas que se retienen entre las superficies de contacto del agua y el aceite y es una substancia coloidal soluble, ya sea en agua o en aceite. Las partículas de este agente emulsificante se acumulan entre los dos líquidos debido al proce

En el momento de la redacción de este informe, se han  
 realizado varias visitas a los puntos mencionados en el  
 presente, con el objeto de verificar el estado de  
 conservación de los mismos y de tomar las medidas  
 necesarias para su mantenimiento y conservación.  
 Los resultados de estas visitas se detallan a  
 continuación en el presente informe.

En primer lugar, se ha visitado el punto situado en  
 la zona de... donde se ha observado que el estado  
 de conservación es satisfactorio, aunque se han  
 detectado algunas pequeñas averías que deberán ser  
 reparadas lo antes posible. En segundo lugar, se  
 ha visitado el punto situado en la zona de...  
 donde se ha observado que el estado de conservación  
 es deficiente, debido a la falta de mantenimiento  
 que se ha realizado en este punto. Se han  
 detectado graves daños en la estructura que deberá  
 ser reparada urgentemente. En tercer lugar, se  
 ha visitado el punto situado en la zona de...  
 donde se ha observado que el estado de conservación  
 es bueno, aunque se han detectado algunas  
 pequeñas averías que deberán ser reparadas lo  
 antes posible. En cuarto lugar, se ha visitado  
 el punto situado en la zona de... donde se ha  
 observado que el estado de conservación es  
 satisfactorio, aunque se han detectado algunas  
 pequeñas averías que deberán ser reparadas lo  
 antes posible.



so físico-químico llamado "adsorción". Este proceso consiste en que una sustancia se encuentra presente en la superficie de separación de dos fases a una concentración mayor que ambas fases, disminuyendo la tensión superficial. En este fenómeno de adsorción, el agente emulsificante determina variaciones locales de concentración alterando la uniformidad en el reparto de las partículas de la fase dispersa. En la adsorción, se presentan reacciones en las superficies de los líquidos, algo así como una especie de condensación de moléculas y agregados moleculares sobre las superficies de las sustancias adsorventes. Hay desprendimiento de calor en todo proceso de adsorción.

Cuando el agente emulsificante es soluble en agua, se formará una emulsión aceite en agua, pues naturalmente que el coloide es mojado más rápidamente por el agua que por el aceite y se disuelve, permaneciendo en suspensión en el agua; pero si el coloide es soluble en el aceite se produce una emulsión agua en aceite. Esto lo podemos explicar en otra forma de la siguiente manera:

Si la adsorción del agente emulsificante hace que la tensión superficial del lado del agua sea más baja que del lado del aceite, la sustancia de separación de los dos líquidos tiende a encorvarse hasta hacerse convexa del lado del agua y se presentará, desde este momento, una tendencia a emulsificar el aceite en el agua. Si por el contrario la adsorción del agente emulsificante hace que la tensión superficial del lado del aceite sea más baja que del lado del agua, habiendo tendencia a emulsificar agua en aceite.

en el momento de la separación de las fases. Este proceso consiste en que las partículas se aglomeran y precipitan en la superficie de la fase líquida. La separación de las fases se produce por la acción de la gravedad, que hace que las partículas se aglomeren y precipiten en la superficie de la fase líquida. Este proceso se produce por la acción de la gravedad, que hace que las partículas se aglomeren y precipiten en la superficie de la fase líquida.

El estudio de este fenómeno es importante en la industria química, ya que permite conocer el comportamiento de las partículas en un medio líquido. Este estudio se realiza mediante la observación de la separación de las fases y la medición de la velocidad de precipitación de las partículas. Este estudio se realiza mediante la observación de la separación de las fases y la medición de la velocidad de precipitación de las partículas.

En la industria química, el estudio de la separación de las fases es importante para el diseño de los procesos de separación. Este estudio se realiza mediante la observación de la separación de las fases y la medición de la velocidad de precipitación de las partículas. Este estudio se realiza mediante la observación de la separación de las fases y la medición de la velocidad de precipitación de las partículas.

Como substancias que son mojadas más rápidamente por el agua, podemos citar, la sílice limpia, seca y muy dividida y los jabones de sodio que son más solubles en el agua que en el aceite y forman, por consecuencia, emulsiones de aceite en agua. Como sustancias que son mojadas más rápidamente por el aceite, podemos citar, los ácidos orgánicos y sales solubles en el aceite (ácido nafténico y sus jabones, sustancias resinosas, cuerpos parafinosos, asfaltos y asfaltenos y sólidos orgánicos e inorgánicos finamente divididos); es decir, - estos son los agentes emulsificantes por excelencia, formando emulsiones agua en aceite.

Otro de los factores para la realización de la emulsificación, es desde luego, la agitación, que debe acompañar a las demás causas ennumeradas. Si no hay agitación, es obvio que no habrá emulsión aunque el agente emulsificante esté presente, pero también, si hay agitación del petróleo con el aceite, sin la presencia del agente, no se formarán emulsiones permanentes.

Se ha visto, entonces, que las gotitas de agua en suspensión presentan una tendencia a no unirse, se repelen, como si tuvieran, hemos dicho, una envoltura elástica de aceite y que difícilmente se rompiera. Pues bien, esta resistencia a unirse parece que se debe también a que las partículas se comportan como si estuvieran cargadas eléctricamente y con el mismo signo, siguiendo la ley de Coulomb. En este sentido, unas autoridades han opinado que las emulsiones están cargadas positivamente y otras, que negativamente, no poniéndose de acuerdo.



Se cree también, en la actualidad que la viscosidad del aceite, o sea el medio dispersivo, contribuye a la emulsificación y que está en razón directa de ella, pues cuando tenemos un petróleo de más alta viscosidad que otro, se emulsificará más rápidamente que este último, como se ha demostrado en pruebas hechas en Estados Unidos de Norteamérica. Sin embargo, se cree, que es un factor muy poco importante.

La viscosidad de una emulsión es complicada estudiarla, pero a pesar de eso, se han hecho experimentos en el vecino país del norte para determinarla y se han valido de la "relación de viscosidad" para expresarla, o sea la relación que hay entre la viscosidad de la emulsión a cualquier temperatura y la viscosidad del crudo limpio a la misma temperatura. El tiempo que pasa entre la formación de la emulsión y la determinación de su viscosidad tendrá gran influencia en los resultados que se obtengan.

Citaremos, por último, la salinidad del agua como otro de los factores probables y estabilidad de las emulsiones, pues ciertas sales tienen efecto sobre el agente emulsificante en el crudo. Las sales disueltas tienden a producir emulsiones más estables, bajo ciertas condiciones, a través del emulsificador, pero bajo otras condiciones, la sal tiende a juntar entre sí el agente emulsificante, previniendo o rompiendo las emulsiones.

#### LA EMULSION EN LOS POZOS SEGUN SU SISTEMA DE PRODUCCION Y MANERAS DE REDUCIR SU PORCENTAJE.

Se ha estudiado el problema de que si las emulsiones se presentan desde la formación productora o no, habiéndose dis-

En consecuencia, en la actualidad que la viscosidad del  
 aceite, a los efectos de la dispersión, contribuye a la emulsifi-  
 cación y que está en razón directa de ella, más cuando se  
 trata de aceites de alta viscosidad que otros, se emulsi-  
 ficará más fácilmente que otros. Como se ha demost-  
 rado en trabajos hechos en laboratorios de investigación,  
 esto depende, no sólo, del factor que es importante,  
 la viscosidad de los aceites se explican satisfactoriamente  
 con el factor de peso, no hay que haber experimentado en el campo  
 de la emulsión para corroborarlo y se han verificado la "rela-  
 ción de viscosidad" para expresarla, o sea la relación que  
 hay entre la viscosidad de la emulsión y cualquier tempera-  
 tu- ra y la viscosidad del crudo limpio a la misma temperatura.  
 El tiempo que pasa entre la formación de la emulsión y la de-  
 composición de la emulsión depende con influencia en los  
 factores que se mencionan.

Por último, con respecto a la emulsión del agua con otros  
 líquidos probados y experimentados de las emulsiones,  
 para ciertos casos se han efectuado sobre el agua emulsionada  
 en los ensayos. Las emulsiones también a producir emulsi-  
 ones más estables, bajo ciertas condiciones, a través del  
 emulsificante, pero bajo esas condiciones, la emulsión a  
 producir sobre el agua emulsionada, probablemente a pro-  
 ducir los siguientes:

La emulsión de los gases sobre el líquido y emulsión  
 y emulsión de líquidos en emulsión.  
 Se ha observado el problema de que al emulsificar se  
 produce un tipo de emulsión productora o no, dependiendo de

cutido bastante este tema y llegándose a la conclusión de -- que no hay evidencias de que se produzcan, y menos de que es tén presentes, en la formación productora, sino que es más aceptable la opinión de que las emulsiones se empiezan a pro ducir dentro del pozo mismo o cuando mucho también muy cerca de las paredes del mismo, pero repetimos, no propiamente en el horizonte del cual se produce, ni tampoco, siquiera, le--jos de las paredes del agujero.

Aceptada entonces la opinión de que la formación de -- emulsiones se origina en el pozo mismo, necesitamos analizar brevemente, las condiciones de éstas para cada uno de los -- sistemas de producción usado en los pozos, pues naturalmente que cada sistema tiene distintos aparejos de producción que provocan distintos medios favorables a la emulsificación del crudo.

Pozos fluyentes.- En la primera etapa de su vida, los -- pozos generalmente son fluyentes y no se necesita por lo -- tanto, ningún procedimiento artificial para hacerlos produ--cir. Fluyen, como se sabe, porque aún la presión del gas en la formación productora es bastante grande y puede vencer, -- por consiguiente, el peso de la columna de fluido que se en--cuentra en el pozo mismo. Si la presión ejercida sobre el -- petróleo en el horizonte que lo produce es muy alta, éste -- aceite llegará al pozo y hasta se levantará al nivel de la -- cabeza del mismo y aún más, haciéndolo fluir libremente. El aceite entra al pozo, sin embargo, mezclada íntimamente con el gas pero siempre éste en forma de pequeñas burbujas que -- más tarde se distribuyen por toda la columna de fluido. Sabi

- el sistema de la agricultura y la ganadería de  
 que no hay evidencias de que se produzcan, y menos de que se  
 de la agricultura, en la agricultura productora, sino que es más  
 de la agricultura de las zonas montañosas se ocupan a gran  
 de la agricultura del valle, pero también cuando cuando también hay zonas  
 de la agricultura del valle, pero también cuando cuando también hay zonas  
 de la agricultura del valle, pero también cuando cuando también hay zonas

- el sistema de la agricultura y la ganadería de  
 de la agricultura del valle, pero también cuando cuando también hay zonas  
 de la agricultura del valle, pero también cuando cuando también hay zonas  
 de la agricultura del valle, pero también cuando cuando también hay zonas

- el sistema de la agricultura y la ganadería de  
 de la agricultura del valle, pero también cuando cuando también hay zonas  
 de la agricultura del valle, pero también cuando cuando también hay zonas  
 de la agricultura del valle, pero también cuando cuando también hay zonas



do es también, que se encuentran en estos pozos, aunque sea en pequeñas cantidades, agua, que forma parte en la mezcla de fluidos existentes en ellos.

Las burbujas de gas se elevan entre la columna de líquido que limitan las paredes del pozo, y salen de la solución en que se encuentran causando pérdidas de presión de la columna misma, originando, por consecuencia, una agitación entre los fluidos, logrando de esta manera, hacer que el agua, cualquiera que sea la cantidad presente, se mezcle con el aceite en cierta proporción, provocándose la emulsificación del crudo, pero, naturalmente, en presencia también de los demás factores que hemos enumerado en páginas anteriores como causa de las emulsiones.

Se ha observado, que las emulsiones, en el caso especial de estos pozos, ocurren generalmente en los "estranguladores" colocados en las ramas del "árbol de navidad" que constituye su cabeza, pues se verifica en ese lugar precisamente, un efecto de atomización debido a la reducción del diámetro de la línea de flujo, resultando de esa manera condiciones favorables para la formación de la emulsión. Otra parte donde es muy posible la emulsificación en este sistema de producción, es en sus correspondientes separadores instalados para apartar el gas del aceite, pues se origina una "turbulencia" cuando la mezcla gas-aceite-agua entra a ellos.

Las precauciones que probablemente evitarían un gran porcentaje de emulsión o el remedio aconsejable en el caso de destruir o reducir la ya existente serían: separar el agua del aceite antes de pasar por los estranguladores por medio -

... en la medida que se encuentran en estos casos, cuando sea  
... en algunas condiciones, para que forme parte en la medida  
... en algunas existentes en ellas.

... las personas de que se elevan entre la columna de líquido  
... de las líneas las partes del peso, y sobre de la sección  
... de las personas cuando se elevan de presión de la columna  
... de ellas, especialmente, por consecuencia, una agitación entre  
... de ellas, formando de esta manera, hacer que el agua, con  
... de ellas con la cantidad presente, se mezcla con el aceite  
... de ellas proporción, proporcionando la emulsificación del agua  
... de ellas, naturalmente, un fenómeno similar de los demás que  
... de las personas emulsionadas a algunas emulsiones como ocurre  
... de las emulsiones.

... de las emulsiones, que las emulsiones, en el caso especial  
... de las personas, cuando generalizadas en las "estratificación"  
... de ellas en las partes del "árbol de Navidad" que constituye  
... de ellas, pues se verifica en este lugar precisamente, en  
... de la formación debido a la reducción del número de  
... de ellas, resultando de esa manera condiciones fa-  
... de ellas en la formación de la emulsión. Una parte donde  
... de ellas en emulsión en este sistema de producción  
... de ellas en las condiciones adecuadas para  
... de ellas, que se originan una "estratificación".

... de ellas en las emulsiones que producen en gran  
... de ellas en el sistema de emulsión en el caso de  
... de ellas en el sistema de emulsión, separar el agua  
... de ellas en las emulsiones que producen en gran

de ~~trampas~~ trampas especiales (water traps) o inyectar un compuesto químico deshidratante corriente arriba de esos mismos estranguladores, operación que sería muy económica, desde el punto de vista de la cantidad de deshidratante usado.

Pozos de inyección de gas.- Cuando las fuentes de energía de la formación que produce el petróleo han declinado de tal manera que no son suficientes para expulsar éste hasta la superficie, es necesario aplicar métodos artificiales que -- ayuden o alivien la energía de formación existente. Uno de estos sistemas es el de inyectar gas a presión al pozo, ya sea por la tubería de producción o por el espacio anular entre ésta y la tubería de ademe, y que por el mantenimiento de una presión diferencial dentro del agujero, al expansionarse, desarrolle dicho gas, el trabajo necesario para la expulsión del fluido hacia la superficie. El gas inyectado, pasa a través de la columna líquida del pozo en forma de burbujas, incrementando de este modo el volumen de la masa y aligerando su peso a la vez, a tal grado que la presión de formación todavía existente ya pueda expulsar al exterior la mezcla de fluidos que existen dentro del mismo pozo.

Pues bien, en estas condiciones, la presión del gas inyectado en estos pozos, da origen a una agitación violenta del agua con el aceite, formándose, sin duda, emulsiones a veces muy estables. El gas sufre una especie de "resbalamiento" entre las partículas del líquido, es decir, el gas sale con una velocidad mucho más alta que el mismo líquido, en donde se encuentra, como hemos dicho antes, cierta cantidad de agua salada.

... (text is mirrored and illegible) ...

... (text is mirrored and illegible) ...

... (text is mirrored and illegible) ...

Hay que hacer notar, que la relación gas-aceite no influye en el control de la formación de emulsiones.

Las precauciones que se aconsejan tener en este caso presente de los pozos de inyección de gas, son: separar el agua del aceite tan pronto salgan a la superficie y la inyección de compuesto químico desemulsificante en la cabeza del casing con agua como agente conductor.

Pozos de bombeo.- A este sistema de producción se recurre cuando los dos sistemas anteriores fallan en lo absoluto. La energía de formación no es capaz de levantar a alguna altura el nivel del aceite y ni siquiera con la ayuda de un medio neumático, dentro de la costeabilidad desde luego. Entonces se necesita uno auxiliar de algún procedimiento mecánico para lograr la extracción del preciado líquido aun existente y se echa mano entonces de un dispositivo para "bombearlo" al exterior. En una gran mayoría de los pozos en estas condiciones se usan bombas de pistón, operadas desde la superficie por medio de una varilla.

Dicho dispositivo consiste de un cilindro de acero llamado "cilindro de bomba" (working barrel) que tiene en su extremo inferior una "válvula de pie" consistente en una bola de acero que descansa sobre un asiento dispuesto en una armadura especial. Esta válvula de pie, tiene por objeto dar entrada al aceite que se encuentra en el pozo, y evitar el paso del mismo de arriba a abajo, fuera de la bomba. Existe además, una "válvula viajera" o de "trabajo" construida igual a la de pie, alojada en el cuerpo del pistón que es hueco para permitir la entrada del fluido. El pistón está accionado por una va

... que, en el momento de la formulación de las peticiones, se debe tener en cuenta que la información que se proporciona debe ser clara y precisa, y que se debe evitar el uso de términos técnicos o científicos que no sean necesarios para la comprensión de la información.

La información que se proporciona en este sistema de producción se debe basar en los datos más recientes y precisos que se tengan disponibles. La información que se proporciona debe ser clara y precisa, y debe estar organizada de manera que sea fácil de entender y utilizar. La información que se proporciona debe ser relevante para el propósito de la información.

Este dispositivo consiste de un cilindro de acero inoxidable que contiene un líquido que se calienta a una temperatura constante. El líquido se calienta a una temperatura constante por medio de un calentador que se encuentra en el interior del cilindro. El líquido se calienta a una temperatura constante por medio de un calentador que se encuentra en el interior del cilindro.

rilla, que viene desde la cabeza del pozo, con un movimiento de sube y baja originado por un balancín colocado en la superficie y movido por una máquina de combustión interna. El extremo superior del cilindro de bomba está enroscado al extremo inferior de la tubería de producción y su extremo inferior está enroscado a su vez a una ancla de gas (gas anchor).

En el movimiento del pistón hacia arriba, se admite aceite a través de la válvula de pie llenando el cilindro de la bomba y en el movimiento hacia abajo, la válvula viajera admite ese mismo aceite haciéndolo pasar hacia arriba y cerrándose mientras tanto la de pie. Este es el ciclo de trabajo del bombeo, teniendo en cuenta, que la bomba está sumergida en el líquido.

En este sistema de producción, hay emulsificación del petróleo, debido a la necesaria agitación producida por el movimiento de bombeo y hay, por lo tanto, condiciones más favorables para ello que en los otros sistemas.

Naturalmente que la mayor o menor agitación depende del tipo de bomba usada, de la carrera del pistón y de la velocidad de bombeo, sin perder también de vista, el estado de uso en que se encuentren las válvulas, pues sufren desgastes en los asientos, desgastes que son debidos principalmente a la acción abrasiva de la arena, cuya presencia es a veces inevitable. Luego entonces, la presencia de emulsiones en estos pozos, se debe a la velocidad alta de bombeo, a la longitud excesiva de la carrera del émbolo, a la sumergencia de la bomba también o, aún más, a la ausencia de una ancla de gas. También hay que tomar en consideración, sin embargo que la emulsificación pue-

... que viene desde la parte del ... con un movimiento ...  
 ... y de la ... por un ... colocado en la ...  
 ... y ... por una ... de ... interna. Si ex-  
 ... de ... de ... de ... está ... el ...  
 ... de la ... y su ... inferior ...  
 ... (gas ...).

En el ... del ... se ...  
 ... de la ... el ... de la ...  
 ... y en el ... hacia ... la ...  
 ... hacia ... y ...  
 ... Este es el ... de ...  
 ... que la ... está ... en el ...

En este sistema de ... hay ...  
 ... a la ... por el ...  
 ... y hay ...  
 ... que en los otros sistemas.

Naturalmente que la ...  
 ... de la ... y de la ...  
 ... sin ... el ...  
 ... las ...  
 ... de la ...  
 ... la ...  
 ... a la ...  
 ... de la ...  
 ... a la ...



de tener origen en la tubería misma de producción, ya sea porque durante el bombeo la varilla pegue contra las paredes de dicha tubería agitando todavía más el fluido, o ya sea porque se hagan pequeños agujeros ocasionados por el desgaste y que dan lugar a "fugas" a presión hacia la tubería de ademe, dando por resultado una atomización y más agitación de la mezcla agua-aceite que se bomea.

De manera que para evitar que las condiciones de trabajo sigan siendo favorables a la emulsificación del crudo dentro de un cierto pozo de bombeo que tenga excesiva cantidad de emulsión, debemos tomar las siguientes precauciones:

Disminuir la velocidad de bombeo, disminuir la carrera del émbolo, mantener la sumergencia de la bomba, evitar el golpeo de la varilla contra las paredes de la tubería de producción (por un contrabalanceo adecuado en la superficie) usar una ancla de gas que restrinja la admisión de gas al cilindro de la bomba.

#### LAS EMULSIONES EN LAS INSTALACIONES SUPERFICIALES Y SU PREVENCIÓN.

A veces sucede que muestras del crudo tomadas cerca de las cabezas de los pozos, contienen menos porcentaje de emulsión que las tomadas en los tanques de calibración o antes de entrar a ellos, deduciendo de esto, que deben haber causas favorables a una emulsificación adicional durante el trayecto del aceite desde los pozos mismos. Pensamos, desde luego, en las líneas de conducción usadas y en las condiciones en que se encuentran, y quizá también, en la presión del gas que acompaña al petróleo.

Puede haber, en el curso de la corriente de los fluidos

de tener origen en la tubercia misma de producción, ya sea por  
 que durante el bombeo la válvula pegue contra las paredes de  
 dicha tubería estando talada más al fondo, o ya sea porque  
 se hayan producido algunos ocasionados por el desgaste y que  
 sea origen a "luzes" a presión hacia la tubería de adorno, sea  
 de por tratarse una emulsión y una agitación de la mezcla  
 que se está bombeando.

Se sabe que para evitar que las condiciones de trabajo  
 se vayan dando favorable a la emulsificación del crudo debe  
 que de un lado por el bombeo que tenga excesiva cantidad de  
 emulsión, debemos tener las siguientes precauciones:

1. Mantener la velocidad de bombeo, disminuir la carrera  
 del pistón, mantener la sujeción de la bomba, evitar el golpe  
 de la válvula contra las paredes de la tubería de producción  
 esto (con un contrapunto adecuado en la superficie) para  
 que sea el gas que se produce la admisión de gas al cilindro  
 de la bomba.

LAS EMULSIONES EN LAS INSTALACIONES

SUPERFICIALES Y SU PREVENCIÓN.

A veces sucede que cuando el crudo bombeado en las  
 tuberías de los pozos, contienen mucha cantidad de emulsi-  
 ón que las tuberías en los tanques de separación o en las  
 de origen a ellas, debido a eso, que deben haber estado  
 favorecidas a una emulsificación adicional durante el trayecto  
 del crudo desde los pozos mismos. Entonces, desde luego, en  
 las líneas de conducción caídas y en las condiciones en que  
 se encuentran, la emulsión, en la presión del gas que se  
 está bombeando, en el caso de la separación de las tuberías

por las líneas de conducción y distribución, restricciones en ellas, debidas principalmente a las acumulaciones de parafina, causando una presión excesiva, dando lugar a la formación de emulsiones adicionales. Podría conocerse cuando una línea contiene grandes acumulaciones de parafina, con sólo intercalar un manómetro en el trayecto y cuando empieza a haber un incremento en la presión que se registra, es señal de que la parafina depositada debe ser removida, haciéndolo por los métodos ya conocidos al efecto. Claro que este problema se presenta sólo en los sistemas de conducción de los pozos que producen aceite parafinoso y que estas perturbaciones se presentan generalmente en el invierno. Un remedio para evitar la emulsificación adicional en estas líneas de distribución y conducción sería la inyección continua de un deshidratante químico.

Así también, entre mayor número de codos, válvulas y -- obstáculos o cambios de dirección en general, tengan estas tuberías colectoras, en mayor escala será la formación de emulsión y se reducirá en gran parte ésta, disminuyendo, por consecuencia, el número de válvulas y codos existentes.

El gas en las tuberías conductoras de crudo dentro del campo mismo, también tiene cierto papel en la emulsión, pues contribuye con su agitación a la formación de ella. Mientras actualmente, unos convienen en dejarlo junto con el aceite correr a través de esas tuberías para evitar la acumulación de parafina, otros prefieren separarlo de éste en la misma cabeza del pozo. Sin embargo, pruebas hechas en los Estados Unidos de Norteamérica, han demostrado, que si el gas no se hace pasar junto con el aceite en las tuberías de conducción, se requerirá menos deshidratante químico para inyectar al crudo,

Los sistemas de conducción y distribución, restricciones en  
 líneas, debido principalmente a las acumulaciones de paradas,  
 cuando una parada excesiva, dando lugar a la formación de  
 grandes colas de vehículos, debido a que cuando una línea con  
 una gran acumulación de vehículos, con sólo intervenir  
 un conductor en el trayecto y cuando empieza a haber un flujo  
 de vehículos en la vía, se ve obligado a salir de la parada  
 de forma que, todo sea normal, haciendo por los métodos  
 de conducción al efecto. Una vez que este problema se presenta  
 allí en los sistemas de conducción de los buses que producen  
 grandes paradas y que estas perturbaciones se presentan de  
 forma que el conductor, en un momento para evitar la congestión  
 cuando circula en estas líneas de distribución y conducción  
 sería la inversión constante de un determinado número.

En cambio, cuando mayor número de buses, vehículos y  
 operativos o unidades de distribución en general, tengan estas  
 características, en mayor medida será la formación de auto-  
 ridad y se producirá, en gran parte, disminuyendo, por con-  
 secuencia, el número de vehículos y buses existentes.

El uso en las unidades conductoras de cierto número de  
 buses, cuando se trata de un tipo de examen, para  
 contribuir con la educación a la formación de ella. Mientras  
 se encuentran, una vez concluido el curso de los buses de  
 para la prueba de esta prueba para evitar la acumulación de  
 vehículos, otros tipos de aparatos de éste en la misma cate-  
 goría de buses, sin embargo, pueden tener en los países que  
 los de conducción, los demuestran, que si se no se hace  
 para tanto con el uso de las pruebas de conducción, se  
 producirá una gran disminución de buses para mejorar el tráfico.

que si pasaran juntos los dos fluidos. Pero esta economía -- respecto al volumen de deshidratante usado, quizá no se justificará, pues se necesitaría la construcción de una tubería especial para gas.

Al establecer algún campo petrolero, siempre es de recomendarse la instalación del sistema de líneas conductoras cuyo funcionamiento sea por gravedad, pues así se evita la formación de gran proporción de emulsión, la cual de otra manera, se puede presentar debido al transporte que se haría entonces con bombas, que causan agitación excesiva. Conviene, -- sin embargo, en el caso de usarse bombas dentro del campo, -- inyectar un compuesto químico deshidratante en la succión de las bombas usadas, que sería el lugar más económico para hacer esa inyección.

De todo lo dicho hasta este párrafo deducimos que, en general, la prevención de emulsiones en gran porcentaje se -- efectúa, reduciendo el grado de agitación, produciendo condiciones físico-químicas no convenientes para la formación de -- ellas, y separando el agua del aceite antes de que la agitación tenga lugar.

#### DETERMINACION DEL PORCENTAJE DE AGUA

#### Y EMULSION EN EL PETROLEO CRUDO.

Operación importante en el estudio de un petróleo crudo, para proyectos posteriores relacionados con su mejor deshidratación, es la determinación del porcentaje de agua y -- emulsión que contiene.

En la industria petrolera . . . existen diferentes métodos para verificar esta operación, pero los que más se usan son

... en general, los puntos de los líquidos. Pero esta es una  
... el volumen de los líquidos, que no se  
... la construcción de una tubería  
... las

El principio de este método, siempre es de  
... la transmisión del sistema de líneas conductoras  
... las características de las tuberías, que así se evita la  
... la proporción de empuje, la cual de otra mane-  
... el transporte de los líquidos que se hacen en  
... por causas de empuje excesivo. Conviene  
... en el caso de hacer bombas dentro del campo  
... en la sección de  
... las bombas, que están en el campo de empuje para  
... las

... para este tipo de tuberías se debe  
... la prevención de empujes en gran porcentaje  
... el grado de empuje, produciendo en  
... las tuberías no convenientes para la formación de  
... y evitando el agua del aceite antes de que la  
... las tuberías

### DETERMINACION DEL PORCENTAJE DE AGUA

#### Y EMULSION EN EL PETROLIO CRUDO.

Operación importante en el estudio de un petróleo crudo  
... las relaciones de los componentes con el agua  
... la determinación del porcentaje de agua y  
... las

... la tubería de empuje... existen algunas tuberías  
... las que se usan

los métodos de destilación y centrifugación. El primero de es tos, comprende la destilación de una muestra de aceite en -- presencia de un solvente miscible en el mismo aceite, pero no en el agua. Se usa algunas veces en nuestros campos y es una determinación precisa del contenido de agua. El método de cen trifugación, se vale del uso de centrifugas especiales para el asentamiento del agua que exista en el aceite y este procedimiento se recomienda también para la determinación de a-- gua y sedimento. En este método, el porcentaje de agua obteni do es un poco menor que el real. En nuestros campos se usa -- en mayor escala y en el campo petrolero El Plan, se combina -- con tratamiento químico, como veremos adelante.

Haremos, por lo tanto, una breve reseña de los procedi-- mientos seguidos para cada uno de ellos:

Método de Destilación.- El dispositivo para este método consiste de un matraz de vidrio, donde se pone el petróleo, -- que se calienta por un medio conveniente, y a la vez está uni do a un condensador de reflujo que descarga a un separador -- que sirve para coleccionar y medir el agua condensada. El sepa rador está unido al matraz, para poder devolver el disolven-- te usado.

a).- Matraz.- El matraz usado debe ser esférico, con u-- na capacidad aproximada de 500 c.c. y capaz de soportar ele-- vadas temperaturas. Se une al condensador, por medio de tapo-- nes de hule perforados y debe estar sostenido por un sopor-- te universal.

b).- Calefacción.- Se utiliza, ya sea una lámpara de -- alcohol sistema Barthel, o de petróleo, pudiendo utilizarse --

Los métodos de distribución y centralización. El primero de los  
 métodos, consistente en la distribución de una muestra de datos en  
 un número de grupos iguales en el mismo sentido, pero en  
 un orden que sea lógico en las relaciones de causa y efecto y en  
 un orden que sea lógico en las relaciones de tiempo y espacio. El método de  
 distribución, de tal modo que se centralicen aquellos aspectos que  
 se refieren al mismo grupo que existe en el espacio y en el tiempo.  
 Este método de centralización también para la determinación de la  
 causa y efecto. En este método, el porcentaje de datos que  
 se refieren al mismo grupo que existe en el espacio y en el tiempo.  
 En estos casos y en el campo de la estadística, se utilizan  
 los métodos de distribución y centralización, como veremos adelante.  
 Por lo tanto, una breve reseña de los métodos

de distribución y centralización para cada uno de ellos:  
Método de Distribución - El distributivo para cada método  
 de distribución de datos de un grupo, donde se pone el método  
 de distribución por un medio convencional, y a la vez por un  
 medio convencional de distribución de datos que se refieren a un  
 grupo de datos de un grupo y medio de datos de un grupo. El  
 método de distribución de datos, para poder determinar el  
 método de distribución de datos de un grupo y medio de datos de un  
 grupo. El método de distribución de datos de un grupo y medio de  
 datos de un grupo y medio de datos de un grupo. El método de  
 distribución de datos de un grupo y medio de datos de un grupo.



también un quemador de gas o simplemente una parrilla eléctrica. La velocidad de condensación debe permanecer entre dos y cinco gotas por segundo y por lo tanto hay que poner atención especial en el suministro del calor.

c).- Condensador.- Debe ser un condensador de reflujo y que consta de dos tubos colocados uno dentro del otro y con un eje común. El tubo interior con un diámetro interno de 9.5 mm. a 12.7 mm. La camisa de cristal, o tubo exterior, con una longitud de unos 40 cm.

d).- Separador.- Es de vidrio y capaz también de soportar altas temperaturas. Está graduado hasta 10 c.c. con divisiones de 0.1 c.c.

e).- Disolvente.- El disolvente usado puede ser gasolina libre de agua y debe estar de acuerdo con las especificaciones del método standard de prueba para la destilación de gasolina, nafta, kerosina y productos similares del petróleo de "The American Society for Testing Materials".

f).- Procedimiento.- En el caso de que la muestra de crudo contenga menos de 10% de agua, se utilizan 100 c.c. del material que se colocan en el matraz mezclado íntimamente con igual volumen de disolvente, el cual se agrega en tres partes: una de 50 c.c. primero y después dos de 25 c.c. que se deben mezclar bien con la muestra. Si el crudo contiene más del 10% de agua, entonces el volumen empleado debe reducirse pues sólo se tiene un separador de 10 c.c., pero si no conviene reducir el volumen del petróleo por analizar, entonces se usa un separador de 25 c.c. también graduado en 0.1 c.c.

... un quemador de gas o simplemente una parrilla eléctrica... la velocidad de combustión debe permanecer entre dos y... gases por segundo y por lo tanto hay que poner atención especial en el suministro del calor.

3) - Quemador. - Debe ser un quemador de tipo y con una cámara de los tubos colocados uno dentro del otro y con un eje común. El tubo interior con un diámetro interno de 1.5 cm. a 1.8 cm. la cámara de cristal o tubo exterior, con una longitud de unos 40 cm.

4) - Separador. - Es de vidrio y espar también de vapor... las altas temperaturas. Está graduado hasta 10 c.c. con divisiones de 0.1 c.c.

5) - Disolvente. - El disolvente usado puede ser gasolina... y debe estar de acuerdo con las especificaciones... para la destilación de gas... y productos similares del petróleo de "The American Society for Testing Materials".

6) - Procedimiento. - En el caso de que la muestra de... contenga menos de 10% de agua, se utilizan 100 c.c. de... material que se coloca en el matraz mesclado... con igual volumen de disolvente, el cual se agita en tres... partes: una de 20 c.c. primero y después las de 20 c.c. que... se deben mezclar bien con la muestra. Si el agua contenida... más del 10% de agua, entonces el volumen expuesto debe reducirse... para que sólo se tiene un separador de 10 c.c. pero si no... reducirse y dirigir el volumen del residuo por analizar, en un... con un separador de 20 c.c. también graduado en 0.1 c.c.

Una vez hecha la mezcla, se da calor hasta que empiece la destilación y una vez establecida ésta, se debe hacer que el extremo del condensador quede sumergido cuando más un mm. dentro del líquido. La destilación se continúa hasta que no haya agua visible en el aparato, excepto en el fondo del separador. Si se forma en el condensador un anillo de agua persistente, éste se puede hacer desaparecer aumentando la temperatura un poco más, por un período de unos cuantos minutos.

Toda la operación anterior, se hace generalmente en una hora o menos si es posible.

El volumen de agua condensada en el separador, medido a la temperatura ambiente, se multiplica por 100 y se divide entre el volumen de muestra tomada, y resultará el porcentaje de agua contenido por el crudo. (método A.S.T.M.)

Método de centrifugación.- Se recomienda este método para la determinación del por ciento de agua, y sedimento y también puede determinarse el por ciento de emulsión, con la ayuda de un compuesto químico desemulsificante.

El método consiste en colocar el crudo en probetas graduadas especiales junto con algún disolvente y someter éstas a un movimiento de centrifugación en aparatos que para el efecto existen, llamados "centrífugas".

a).- Centrífuga.- Son de diseño sencillo y construcción sólida y pueden operarse con bastante confianza. Su forma no la describimos por ser muy conocida en la Industria Petrolera. Estas centrífugas tienen una cubierta de protección que eliminan cualquier peligro al operador. Pueden ser accionadas por vapor o eléctricamente y tienen un porta-probetas --

Una vez hecha la mezcla, se da calor hasta que empiezan a condensarse y una vez condensada ésta, se debe hacer que la columna del condensador quede sumergida en agua más o menos hasta el nivel de la destilación se continúe hasta que no haya más vapor en el aparato; cuando en el fondo del aparato se forma un líquido el condensador un minuto de agua por minuto, éste se puede hacer desaparecer aumentando la temperatura un poco más, por un período de unas cuantas minutos.

Toda la operación anterior, se hace generalmente en un baño de agua si es posible.

El volumen de agua condensada en el separador, medida a la temperatura ambiente, se multiplica por 100 y se divide entre el volumen de muestra tomada, y resultará el porcentaje de agua condensado por el tubo. (Ver Anexo A. E. T. M.)

Método de estimación. - Se recomienda este método de la determinación del porcentaje de agua, y sedimento y resaca para determinar el contenido de emulsión, con la ayuda de un compuesto químico fosforado.

El método consiste en colocar el tubo en posición que quede horizontalmente junto con algún líquido y remover éste a un movimiento de oscilación en aparatos que sean de este tipo, llamados "centrifugas".

El Centrifugado. - Son de diseño sencillo y construcción simple y pueden operar con bastante confianza. En forma de la columna con un movimiento en la horizontal. Este tipo de centrifugado tiene una ventaja de protección que permite controlar el líquido al separar. Pueden ser usados de dos tipos: a) para separar y b) para separar y

donde puede haber lugar hasta para cuatro de éstas, colocadas cada noventa grados.

El modelo de centrífuga más usado es el que tiene de -- 38.1 cm. a 43.2 cm. de extremo a extremo de las probetas giratorias y una velocidad mínima de 1500 r.p.m. Pero si se dispone de una centrífuga que no tenga ese diámetro de giración, se debe hacer girar entonces a una velocidad tal, que se provoque la misma fuerza centrífuga en los extremos del porta probetas, que la obtenida con el modelo de centrífuga que -- tiene el diámetro de giración entre los límites arriba citados. Entonces la velocidad que se requiere, se calcula por la siguiente fórmula:

$$\text{r.p.m.} = 1500 \sqrt{\frac{16}{d}}$$

en que d = diámetro de giración de la centrífuga que se usa.

b).- Probetas.- Son recipientes de cristal resistente -- con una capacidad de 125 c.c. y pueden ser en forma de pera o en la forma cónica. Están graduadas de abajo a arriba, y sus dimensiones son especificadas por la American Society -- for Testing Materials.

Damos a continuación dos tablas de la A.S.T.M. que nos indica el valor de las divisiones para cada rango y los errores posibles que pueda haber, tanto de las probetas periformes como de las cónicas:

Rango c.c.	Divisiones c.c.		
	Probetas periformes	Error c.c.	Núm. c.c.
0 a 3	0.1	0.05	1,2,3
3 a 6	0.5	0.2	4,5
6 a 10	1.0	0.5	6,8,10
10 a 25	5.0	1.0	15,20,25
25 a 50	25.0	1.0	50
50 a 100	50.0	1.0	100

... cuando se ha producido un cambio de fase, colapsa...  
 ... en cada momento...  
 ... el modo de comportamiento más usado es el que tiene de...  
 ... en el momento de ruptura a expensas de las propiedades...  
 ... y una velocidad mínima de 1500 r.p.m. Para el caso de...  
 ... que se encuentran que no surge un fenómeno de...  
 ... se debe hacer gran énfasis a una velocidad tal, que se...  
 ... según se viene haciendo en los extremos del...  
 ... en la práctica, se la obtiene con el modo de...  
 ... de diámetro de giro en los límites...  
 ... En consecuencia, la velocidad que se requiere, se calcula por la...  
 ... siguiente fórmula:

$$V.P.M. = 1500 \sqrt{\frac{W}{S}}$$

... en los límites de giro de la centrifuga que se usa...  
 ... Prueba de resistencia - Con resistencia de...  
 ... con un espesor de 1/8" c.c. y pueden ser en forma de...  
 ... de la forma cónica. Estas pruebas se sujetan a...  
 ... sus dimensiones son especificadas por la American Society...  
 ... for Testing Metals...  
 ... como se especifica en las tablas de la A.S.T.M. que son...  
 ... las de las divisiones para cada rango y las...  
 ... con resultados que serán dados, tanto de las pruebas...  
 ... con rango de las...:

Pruebas de... A.S.T.M. 2.2.		Pruebas de... A.S.T.M. 2.2.	
...	...	...	...
1.0	1.0	1.0	1.0
1.5	1.5	1.5	1.5
2.0	2.0	2.0	2.0
3.0	3.0	3.0	3.0
4.0	4.0	4.0	4.0
5.0	5.0	5.0	5.0
6.0	6.0	6.0	6.0
8.0	8.0	8.0	8.0
10.0	10.0	10.0	10.0
15.0	15.0	15.0	15.0
20.0	20.0	20.0	20.0
30.0	30.0	30.0	30.0
40.0	40.0	40.0	40.0
50.0	50.0	50.0	50.0

Rango c.c.		Divisiones c.c. Probetas cónicas		Error c.c.	Núm. c. c.
0.0 a	0.1	0.05		0.02	
0.1 a	0.3	0.05		0.03	
0.3 a	0.5	0.05		0.05	1/2
0.5 a	1.0	0.1		0.05	1
1 a	3	0.1		0.1	2,3
3 a	5	0.5		0.2	4,5
5 a	10	1.0		0.5	6,8,10
10 a	25	5.0		1.0	15,20,25
25 a	100	25.0		1.0	50,75,100

Procedimiento.- Si es una sola muestra la que se va a -- analizar, se toman dos probetas y en cada una de ellas se colocan 50 c.c. de benzol al 90 % y en seguida 50 c.c. de la -- muestra del crudo, agitándose fuertemente y colocándolas en -- el porta-probetas de la centrífuga diametralmente opuestas. -- Si son dos muestras, se tomarán cuatro probetas, dos para cada una y también se ponen diametralmente opuestas. A veces -- se presenta el caso de determinar el porcentaje de agua de cuatro muestras a la vez, por la urgencia del caso y entonces hay necesidad de tomar una probeta para cada muestra. Una vez colocadas las probetas en su lugar, se cierra la tapa de protección de la centrífuga y se hace girar con una velocidad -- de 1400 a 1500 r.p.m., o su equivalente, durante un período de 15 minutos, al cabo de los cuales se sacan las probetas -- y se lee en ellas los porcentajes de agua directamente o de agua y sedimento, si es que existe este último en el fondo del recipiente.

Para conocer el porcentaje de emulsión contenido en el crudo de que se trata, después de haber hecho la lectura anterior, se agregan unas tres gotas del compuesto químico -- deshidratante (en el Plan, compuesto "C"), se agitan las pro

Wm. n. o.	Error e. s.	Proporcion eñchida	Wm. n. o.
	0.08	0.08	0.08
	0.05	0.05	0.05
1/2	0.05	0.05	0.05
1	0.05	0.1	0.1
2	0.1	0.1	0.1
3	0.1	0.1	0.1
4	0.2	0.2	0.2
5	0.2	0.2	0.2
6	0.2	0.2	0.2
7	0.2	0.2	0.2
8	0.2	0.2	0.2
9	0.2	0.2	0.2
10	0.2	0.2	0.2
11	0.2	0.2	0.2
12	0.2	0.2	0.2
13	0.2	0.2	0.2
14	0.2	0.2	0.2
15	0.2	0.2	0.2
16	0.2	0.2	0.2
17	0.2	0.2	0.2
18	0.2	0.2	0.2
19	0.2	0.2	0.2
20	0.2	0.2	0.2

Procedimiento. - Si se una sola muestra la que se va a analizar, se toman dos probetas y en cada una de ellas se colocan 50 c.c. de bencol al 20 % y en seguida 50 c.c. de la muestra del grupo, agitándose fuertemente y colocándose en el porta-probeta de la centrífuga diametralmente opuestas. Si son dos muestras, se tomarán cuatro probetas, dos para cada una y también se ponen diametralmente opuestas. A veces se presenta el caso de determinar el porcentaje de agua de que las muestras a la vez, por la urgencia del caso y entonces hay necesidad de hacer una probeta para cada muestra. Una vez colocadas las probetas en su lugar, se cierra la tapa de protección de la centrífuga y se hace girar con una velocidad de 1500 r.p.m., o su equivalente, durante un período de 15 minutos, al cabo de los cuales se sacan las probetas y se lee en ellas los porcentajes de agua directamente a la luz y naturalmente, si se quisiera este último se el fondo de la centrífuga.

Para obtener el porcentaje de anhídrido carbonato en el caso de que se trate, después de haber hecho la lectura de la probeta, se agregan unas pocas gotas del compuesto químico de hidróxido de sodio (10 al 15%), se agitan las probetas y se lee en ellas los porcentajes de agua directamente a la luz y naturalmente, si se quisiera este último se el fondo de la centrífuga.



betas y se vuelven a introducir a la centrífuga y haciéndola girar a la misma velocidad otros 15 minutos. Al cabo de este tiempo, se sacan y se lee: otra vez el porcentaje que marcan.

La diferencia entre el porcentaje leído en esta última -- operación y el leído en la primera, es el porcentaje de emulsión que contiene el crudo analizado.

---

debe y se vuelva a introducir a la cavitación y la velocidad  
de la misma velocidad otros 15 minutos. Al cabo de este  
tiempo, se saca y se lava otra vez el porcentaje que muestra.  
La diferencia entre el porcentaje leído en esta última  
operación y el leído en la primera, es el porcentaje de  
agua que contiene el cuerpo analizado.

---

CAPITULO III.

LOS DIFERENTES SISTEMAS DE DESHIDRATAACION

DEL PETROLEO CRUDO. SUS VENTAJAS Y SUS

DESVENTAJAS.

GENERALIDADES.-

Durante los primeros meses de producción en un campo petrolero, la presencia de agua en él, no es un problema que pida una intervención inmediata, pero a medida que el tiempo pasa, debe ponerse atención y dictar las medidas necesarias para resolverlo.

La presencia de aceite emulsionado, fué considerada primero, como un mal necesario en la Industria Petrolera y se sabe que antes se acostubraba trarlo de la misma manera que el agua salada drenada. Más tarde, se prohibió esto, pues toda corriente de agua que pasaba por algún campo petrolero, se veía irremediabilmente contaminada de aceite, evitando el posible aprovechamiento de las aguas de dicha corriente. Entonces se pensó un poco más en el problema de aceite emulsionado, y conforme aumentaba la presencia de él, se fueron intentando varios procedimientos para sacar el mejor provecho de dicho aceite, es decir, para sacarle la mayor cantidad de aceite, libre de toda emulsión.

El agua libre de un pozo, es separada inmediatamente mediante drenaje, de trampas, tanques u otros recipientes de almacenamiento, pero el agua emulsificada y aún más, las partículas muy finas de sólidos en suspensión, no habrá necesidad de excluirla inmediatamente, sino que es mejor remitirla junto con el crudo producido a un lugar común, dentro del campo

CAPITULO III.

LOS SISTEMAS DE DESHIDRATACION

DEL TIPO DE FILTRO DE BARRAS Y SUS

DESVENTAJAS.

El tipo de filtro de barras es el más antiguo y simple de los sistemas de deshidratación. Consiste en un conjunto de barras horizontales que se apoyan sobre un eje central. El agua de suspensión se introduce por un extremo y al salir por el otro, el agua es retenida en los espacios entre las barras. Este tipo de filtro tiene varias desventajas: requiere un gran espacio, el agua que se filtra es muy turbida y el sistema necesita un mantenimiento constante.

El tipo de filtro de barras es el más antiguo y simple de los sistemas de deshidratación. Consiste en un conjunto de barras horizontales que se apoyan sobre un eje central. El agua de suspensión se introduce por un extremo y al salir por el otro, el agua es retenida en los espacios entre las barras. Este tipo de filtro tiene varias desventajas: requiere un gran espacio, el agua que se filtra es muy turbida y el sistema necesita un mantenimiento constante.

El tipo de filtro de barras es el más antiguo y simple de los sistemas de deshidratación. Consiste en un conjunto de barras horizontales que se apoyan sobre un eje central. El agua de suspensión se introduce por un extremo y al salir por el otro, el agua es retenida en los espacios entre las barras. Este tipo de filtro tiene varias desventajas: requiere un gran espacio, el agua que se filtra es muy turbida y el sistema necesita un mantenimiento constante.

mismo, donde llegará toda la producción, y eliminarla mediante sistemas convenientes. Estos sistemas, son los llamados "Sistemas de Deshidratación del Crudo". El problema ha sido atacado por muy diferentes maneras y en la mayor parte de éstas ha habido necesidad de usar equipos especiales. Estos sistemas de deshidratación, que los analizaremos someramente en seguida, son unos más eficaces que otros, técnicamente hablando, pero también unos más convenientes que otros, desde el punto de vista económico.

Al escoger el sistema de deshidratación aconsejable para el caso de un campo cualquiera, se debe tener presente, -- desde luego, la clase de petróleo crudo por tratar, la producción total del campo, el porcentaje de emulsión, el porcentaje de agua libre, las propiedades de la emulsión y en seguida, estudiar el costo de instalación, mantenimiento y operación del sistema escogido o por escoger, sin perder de vista la importancia capital que tiene el tiempo necesario para el tratamiento del crudo por deshidratar.

Los diferentes sistemas de deshidratación existentes, -- empezando por el más simple, son:

- a.- Sistema de asentamiento por gravedad.
- b.- " " por calentamiento.
- c.- " " filtración.
- d.- " " centrifugación.
- e.- " de tratamiento eléctrico.
- f.- " de tratamiento químico.

De estos seis métodos, los menos usados en la Industria son el de filtración y el de centrifugación, aunque el de filtración casi se usa, solamente en pruebas experimentales. A veces hay necesidad de combinar dos o más sistemas para ha

... donde se ha producido, y eliminando mediante  
 algunos convenientes. Estos sistemas, son los llamados "Sistemas  
 de distribución del agua". El problema ha sido resuelto  
 en los últimos años en la mayor parte de las  
 ciudades mediante el uso de equipos especiales. Estos sistemas  
 de distribución, que los analizamos someramente en su  
 conjunto, son uno de los otros, técnicamente hablando,  
 que existen uno más convenientes que otros, desde el punto  
 de vista económico.

Al escoger el sistema de distribución apropiado para  
 un caso de un caso cualquiera, se debe tener presente,  
 desde luego, la clase de terreno sobre el que se  
 construye, el costo, el porcentaje de aumento, el terreno  
 que se requiere, las propiedades de la ciudad y en  
 particular, estudiar el costo de instalación, mantenimiento y  
 operación del sistema escogido o por escoger, sin perder de vista  
 la importancia capital que tiene el tiempo necesario para  
 el tratamiento del agua por distribuir.

Los diferentes sistemas de distribución existentes,  
 cuando son de los tipos, son:

1.- Sistema de distribución por gravedad.	1.00
" " " " " " " "	2.00
" " " " " " " "	3.00
" " " " " " " "	4.00
" " " " " " " "	5.00
" " " " " " " "	6.00
" " " " " " " "	7.00

De estos seis métodos, los cuatro primeros son los más  
 comunes en la práctica y el de distribución, cuando el  
 terreno es de uso, solamente en pruebas experimentales,  
 a veces hay necesidad de cambiarlos con otros sistemas para

cerlos funcionar a la vez, obteniéndose tal vez resultados -- más aceptables que si fuera uno sólo, aunque habrá necesidad de ir a profundos estudios técnicos y económicos para discutir la costeabilidad de esa operación combinada.

#### SISTEMA DE ASENTAMIENTO POR GRAVEDAD.

Este sistema está basado en la mayor gravedad del agua respecto al aceite y el dispositivo más simple y sencillo para lograr nuestro propósito, es un gran recipiente, tanque o receptáculo hecho en tierra (represa), mismo donde se envía el crudo para reposar por un tiempo conveniente para que el agua, por su misma gravedad, pueda ocupar la parte más inferior de este recipiente.

En la Fig. No. 8, ofrecemos un esquema del dispositivo tan sencillo como primitivo, es un receptáculo en el terreno mismo, una fosa o represa mejor dicho, donde llega el aceite por deshidratar, lo que se hace por el tubo dedrenaje D que está unido a un sifón S, por donde se da la salida al agua asentada, mientras que la bomba B, se encarga de extraer el aceite ya sin agua que queda en la parte superior. Como se ve, este procedimiento, aunque fácil y económico, presenta el inconveniente de tener excesiva evaporación del crudo y más -- cuando éste es de baja gravedad específica, por estar sin -- protección alguna de la intemperie y por eso hay casi la necesidad de usar recipientes cerrados e instalar una purga cerca del fondo para drenar el agua que se asiente.

La evaporación, depende de la temperatura atmosférica, de la velocidad del viento, de la humedad y de la lluvia.

... a la vez, operándose así los resultados ...  
... que si fuera una sola, cuando había necesidad ...  
... en el momento de las ... y ... para ...  
... en la ... de la ...

... DE ...

... en la ... en la ... del agua ...  
... y al ... y ...  
... es un gran ...  
... en ...  
... para un ...  
... puede ...

... en la ...  
... es un ...  
... debe ...  
... lo que se ...  
... por ...  
... se ...  
... en la ...  
... se ...  
... y ...  
... de ...  
... y ...  
... de ...  
... y ...  
... de ...

... de la ...  
... de la ...



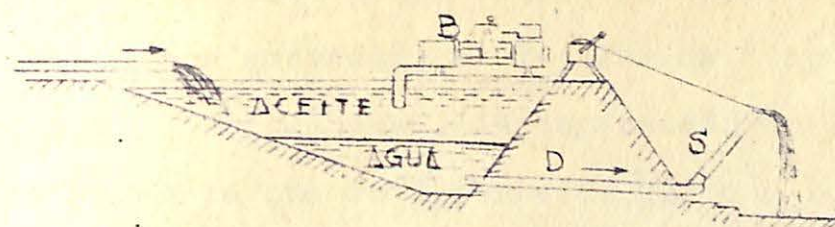


FIG. 8 REPRESA PARA DESMIXTAR CRUDO POR GRAVEDAD. -

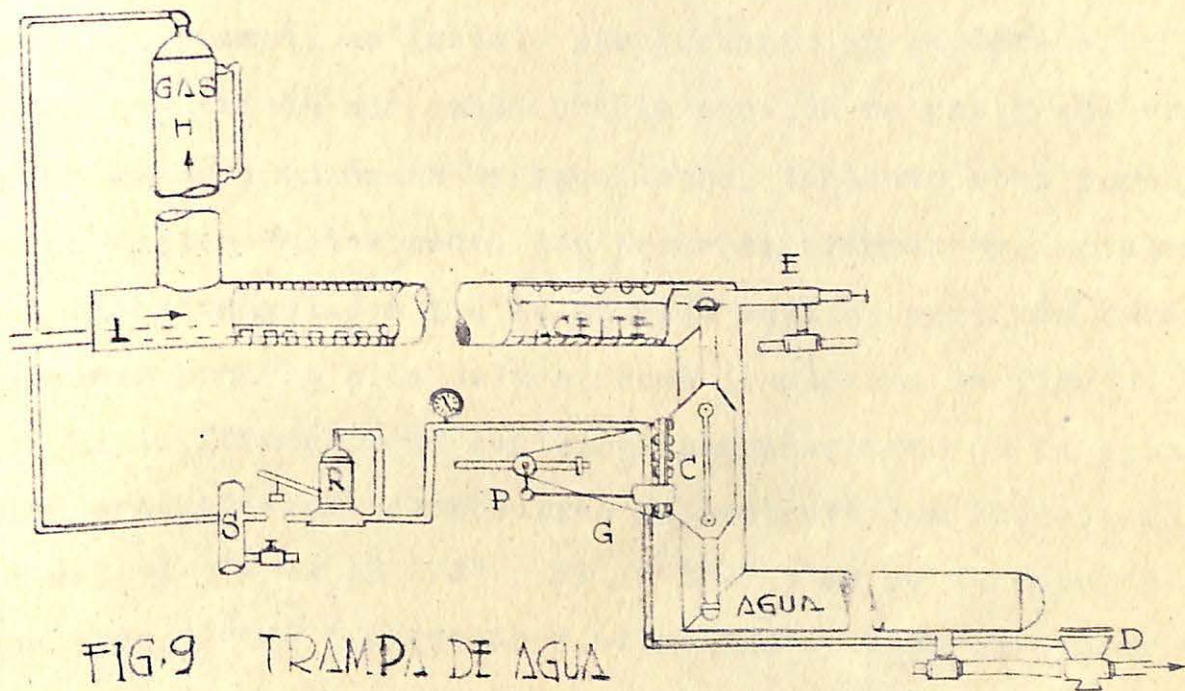


FIG. 9 TRAMPA DE AGUA

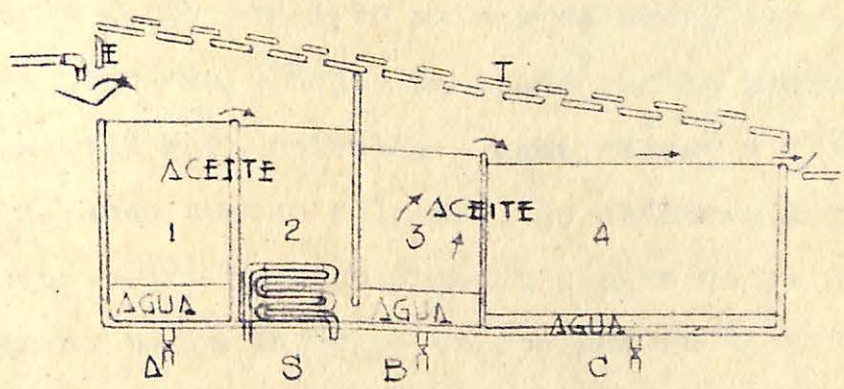


FIG. 10 TANQUE DE CONCRETO PARA DESMIXTAR ACEITE POR CALENTAMIENTO Y GRAVEDAD. -



Otro dispositivo que existe para la separación del agua del aceite por gravedad, es la llamada "trampa de agua" (water trap) Fig. 9, en el cual, la separación de los fluidos se verifica antes de que se liberte el gas que los acompaña, es decir, antes de que los fluidos pasen por el estrangulador colocado en la cabeza del pozo. De esta manera el porcentaje de emulsión en el estrangulador se reducirá sin duda a un mínimo. Esta trampa, se instala por supuesto en la cabeza de los pozos que tienen una considerable presión de gas y que producen grandes volúmenes de agua libre, teniendo poco porcentaje de aceite emulsionado. Las primeras trampas se instalaron con el estrangulador E a la entrada de ella, pero más tarde -- se pensó ponerlo a la salida, como lo muestra la figura, porque había formación de emulsión como resultado de la agitación producida. El dispositivo se contruyó con tubería de ademe, ya sea de 12 1/2" o de 15 1/2" o en su defecto de algún otro diámetro parecido y el conjunto tiene alrededor de 5 metros de largo por 4.50 metros de alto, con una pendiente ligera de poco más o menos un grado con la horizontal.

La mezcla gas, petróleo y agua, llega a través de una tubería de unas cuatro pulgadas de diámetro L y se introduce hasta un metro o metro y medio dentro de la de ademe teniendo en su parte inferior cierto número de hendeduras por las cuales la mezcla entra a la trampa, pues su extremo está tapado. Debido al cambio de diámetro de tuberías, la velocidad de flujo se reduce, haciendo que el agua se asiente en el fondo. El petróleo, junto con el gas, pasan a través del estrangulador E para seguir al separador especial de gas. -

Este dispositivo que existe para la separación del agua  
del aceite por gravedad, es la llamada "trampa de agua" (water  
trap) que, en el caso, la separación de los líquidos se ve-  
rifica antes de que se libere el gas que los acompaña, es de-  
cir, antes de que éstos pasen por el estrangulador co-  
locado en la cabeza del pozo. De este modo el porcentaje de  
contaminación del estrangulador se reduce sin duda a un míni-  
mo. Para lograr, se instala por supuesto en la cabeza de los  
pozos que tienen una considerable presión de gas y que pro-  
ducen grandes volúmenes de agua libre, también poco presurizada  
de aceite emulsionado. Las primeras trampas se instalaron  
en el estrangulador E a la entrada de agua, pero más tarde  
se colocó también a la salida, como lo muestra la figura, por-  
que había formación de emulsión como resultado de la agita-  
ción producida. El dispositivo se construyó con tubería de  
acero, de un diámetro de 1 1/2" a 2 1/2" y en su interior se  
colocó una cámara de separación y el conjunto tiene alrededor de  
2 metros de largo por 4,50 metros de alto, con una capacidad  
de 1000 litros o más o menos un grado con la horizontal.  
La mezcla gas, petróleo y agua, llega a través de una  
tubería de una parte superior de diámetro 1 y se introduce  
de hasta un metro o metro y medio dentro de la cámara. En  
ningún momento se parte inferior el nivel de emulsión por  
que cuando la mezcla entra a la cámara, pasa su extremo más  
bajo. Debido al cambio de diámetro de tuberías, la veloci-  
dad de flujo se reduce, pasando que el agua se acumula en  
el fondo. El petróleo, agua con el gas, pasan y se ven en  
el estrangulador E para seguir el siguiente proceso de flujo.

Existe una válvula de control C del nivel del líquido, la --  
cual opera una válvula de gas G por medio de las palancas P;  
la válvula de gas G, controla el diafragma de la válvula de  
descarga D, por la presión de gas de una línea de 1/4" que --  
conecta la válvula y el diafragma. El gas se suministra al --  
sistema desde el domo H, a través de una línea de 1/2". El se  
parador de condensación S, colecta cualquier aceite que entre  
a la tubería antes de actuar el regulador de gas R, el cual --  
reduce la presión hasta cerca de 2 Kg/cm<sup>2</sup>. La válvula que con  
trola el nivel del líquido está ajustada de tal manera que el  
nivel del agua en la trampa esté en el punto medio del cami-  
no entre el sube y baja del flotador.

Cuando la cantidad de agua en la trampa, excede del ni-  
vel ajustado, el flotador levanta la válvula, las palancas --  
conectadas abren la válvula de gas, escapando de este modo la  
presión del gas sobre el diafragma de la válvula de descarga  
hasta que esta válvula se abre y escapa el agua.

Cuando el agua alcanza un determinado nivel, el flota--  
dor en la válvula C, baja hasta que se ~~cierra~~ la válvula de --  
gas, que permite a su vez que éste levante presión sobre el --  
diafragma de la válvula de descarga, para cerrar esta misma.

La presión usada en la operación debe ser controlada por  
el estrangulador E y la contrapresión que debe ser puesta en  
el pozo mismo y en la trampa, se determina por la cantidad --  
de agua que produce el pozo, por la calidad del crudo y por  
la cantidad del crudo que se admita producir bajo restricción.

Se ha hallado que una presión de 70 Kg/cm<sup>2</sup> poco más o  
menos, da la mejor separación de agua y aceite en todas las

Existen dos válvulas de control B del nivel del líquido, las cuales operan una válvula de gas B por medio de las palancas P; la válvula de gas B, controla el escape de la válvula de gas A, por la presión de gas de una línea de 1/4" que conduce la válvula y el diafragma. El gas se suministra al sistema desde el punto H, a través de una línea de 1/2". El factor de condensación B, efectúa cualquier acción que ocurre a la tubería antes de actuar el regulador de gas R, el cual reduce la presión hasta cerca de 2 Kg/cm<sup>2</sup>. La válvula que controla el nivel del líquido está ajustada de tal manera que el nivel del agua en la trampa esté en el punto medio del centro de agua y caja del flotador.

Cuando la cantidad de agua en la trampa, excede del nivel ajustado, el flotador levanta la válvula, las palancas P, controladas según la válvula de gas, escapando de este modo la presión del gas sobre el diafragma de la válvula de escape, hasta que esta válvula se abre y escape el agua.

Cuando el agua alcanza un determinado nivel, el flotador en la válvula C, baja hasta que se cierre la válvula de gas, que permite a su vez que éste levante presión sobre el diafragma de la válvula de escape, para cerrar esta misma.

La presión usada en la operación debe ser controlada por el estrangulador E y la contrapresión que debe ser puesta en el punto F y en la trampa, se determina por la cantidad de agua que produce el flujo, por la cantidad del agua y por la cantidad del agua que se admite por el punto de escape. En la línea que una presión de 10 Kg/cm<sup>2</sup> debe ser mantenida en la línea separación de agua y aceite en los puntos

trampas aunque muchas operan a menos y que la presión mínima a la cual las trampas pudieran operar fácilmente sería de -- cerca de dos Kg.cm<sup>2</sup>. Estos dispositivos, repito, se usan en pozos de gran presión, pues cuando no la hay, habrá necesidad de aplicar cualquier otro método.

Las ventajas de este procedimiento son las de no tener costo ni de operación ni de mantenimiento, y la de no haber condiciones favorables a la emulsificación pues la separación se efectúa antes de pasar por el estrangulador. Lo que sí se tendrá en cuenta por el lado contrario, será el costo de instalación, pues sería un poco más alto, aunque relativamente, pues podría usarse, en nuestro concepto, tubería de ademe, - de segunda mano.

Existe todavía más, un dispositivo para deshidratar el - crudo, donde están combinados el sistema de gravedad y el de calentamiento, como se ve en la Fig. 10, y que se usa en algunas plantas deshidratadoras. Consiste de un tanque de concreto de forma rectangular (27 m.x 4.80 m.x 4.50 m.) y dividido en cuatro compartimentos, y su techo T, está dispuesto a manera de evitar la excesiva evaporación. El aceite por deshi dratar entra por E al compartimento 1, el agua sentada a su - paso puede drenarse por A; de 1 pasa al compartimento 2 donde hay un serpentín de vapor S que calienta el líquido hasta una temperatura de 50 a 80 grados centígrados, pasando luego al compartimento 3, donde se efectúa la mayor parte de la separación por B. Por último, el crudo pasa al compartimento - 4 que es más grande, donde se acaba por completo de deshidra tar a través de la purga C. El crudo libre de agua D, es bom

trabaja siempre en un estado de reposo y que la presión mínima  
de las bombas de aspiración es de 100 mm. Hg. En el caso de las bombas  
de aspiración, el agua de las bombas de aspiración, se usa en  
el agua de la bomba de aspiración, pues cuando no la hay, habrá necesi-

dad de utilizar cualquier otro método.  
Las ventajas de este procedimiento son las de no tener  
que recurrir al uso de la bomba de aspiración, y de no haber  
condiciones favorables a la contaminación por la aspiración  
de la bomba de aspiración de agua por el aspirador. En que el  
agua de la bomba de aspiración por el lado contrario, será el caso de las  
bombas de aspiración, pues sería un poco más alta, aunque relativamente  
de la bomba de aspiración, en nuestro concepto, tubo de aspiración,  
de la bomba de aspiración.

El agua de la bomba de aspiración para deshidratar el  
agua, donde está ubicada el sistema de gravedad y el de  
aspiración, como se ve en la Fig. 10, y que se usa en la  
gran planta de deshidratación. Consiste de un grupo de com-  
partimentos de 100 m. x 4.50 m. x 4.50 m. y otros  
de 100 m. x 4.50 m. x 4.50 m. y un grupo de 100 m. x 4.50 m. x 4.50 m.  
El agua de la bomba de aspiración, y en la bomba de aspiración  
se extrae la excesiva evaporación. El agua por debajo  
de la bomba de aspiración, el agua de la bomba de aspiración  
se extrae por el compartimento I, el agua de la bomba de aspiración  
se extrae por el compartimento I para el compartimento B como  
por un sistema de vapor y por el sistema de líquido para un  
compartimento de 60 m. x 4.50 m. x 4.50 m., cuando llega  
al compartimento B, donde se eleva la vapor hacia la  
parte superior por el sistema de vapor para el deshidratado  
de que se usa el agua, donde se acaba con el sistema de deshidratación  
por el sistema de la bomba de aspiración. El agua de la bomba de aspiración



beado rumbo a los tanques de almacenamiento.

La eficiencia de este sistema probablemente dependerá de la naturaleza del crudo, de la temperatura a la que se calienta y del tiempo que tarda en atravesar el tanque. El aceite entra con baja temperatura y alta viscosidad, asentándose en 1 sólo las partículas de agua más grandes, pero al calentarlo en 2, la viscosidad baja y se separan por consecuencia las partículas de agua más pequeñas. El tanque tiene un alto costo inicial, por ser de concreto y además tiene un costo de operación, que es el de calentamiento, cosa que no sucede con el dispositivo anterior. Otra desventaja es que el drenado no es automático como en el caso anterior. En contraste con las anteriores desventajas, el dispositivo tiene la ventaja de evitar la excesiva evaporación debido a la disposición de su techo a la vez que presenta gran superficie de asentamiento, asentamiento que es facilitado por el calor.

#### SISTEMA POR CALENTAMIENTO.

Este sistema está basado, en que, el calor, al actuar sobre el aceite emulsionado, tiende a juntar entre sí las partículas pequeñísimas de agua en suspensión, para formar gotas más grandes que puedan asentarse por gravedad fácilmente. El calor disminuye la viscosidad del aceite, dando origen, como hemos dicho en el Capítulo II, a la reducción del porcentaje de emulsión, pues varían en razón directa. Con tal motivo, las películas de aceite que rodean a las gotitas de agua, se rompen, liberando éstas, para ir al fondo del recipiente.

El calor se aplica ya sea pasando el aceite emulsionado



a través de una capa de agua caliente, ya sea inyectando directamente a éste, vapor o aire comprimido caliente para que se difunda en toda la masa, ya sea por medio de un serpentín de vapor, o por medio de un cambiador de calor. La práctica común, es usar el agua salada como transmisora del calor.

En la Fig. 11 el aceite emulsionado entra al tanque (Gun Barrel) por C a través del flume B, llegando al fondo, donde es calentada la mezcla por el serpentín de vapor S. El aceite emulsionado libera gran porcentaje de agua libre y de agua en suspensión, que se drenan por medio del sifón H y el aceite casi puro pasa por G al tanque de asentamiento donde todavía hay más separación de agua que es drenada por M. Más tarde el crudo es bombeado a los tanques de almacenamiento por K.

Este método tiene la ventaja de ser de fácil manejo y requerir poco equipo, pero en cambio su costo es alto en comparación con otros que tienen bajo consumo de combustible y pocas pérdidas por evaporación. Pueden usarse en este sistema de desemulsificación, los llamados "cambiadores de calor" y los serpentines de enfriamiento, para que el aceite llegue a los tanques de almacenamiento casi con la misma temperatura de entrada al cambiador; de esta manera se evitarían las pérdidas por evaporación que sería una ventaja ya conocida, pero habría necesidad de tener muy en cuenta el costo del enfriamiento y del equipo adicional que sería un poco alto.

El sistema de calentamiento, para romper emulsiones de crudos que las poseen, ha dado margen a que se utilice, para el mismo fin, el calentador llamado "termo-sifón" y que se puede aplicar ya sea en los separadores, en los gun-barrels

...través de un tubo de agua caliente, ya sea instalado di-  
 rectamente a la boca, vapor o aire comprimido caliente para que  
 se dilata en todo el caso, ya sea por medio de un serpentín  
 de vapor, o por medio de un cambiador de calor. La práctica  
 usual es usar el agua caliente como transmisor del calor.

En la fig. 11 el efecto emulsionado entre el tanque  
 central por G a través del tubo B, llegando al fondo, donde  
 se introduce la mezcla por el serpentín de vapor S. El efecto  
 emulsionado libera gran porcentaje de agua libre y de agua  
 emulsionada, que se drenan por medio del sifón H y el efecto  
 tal para que por G al tanque se acumule el agua libre  
 que se evaporará de agua que es drenada por M. Más tarde  
 el agua se bombea a los tanques de almacenamiento por N.  
 Este sistema tiene la ventaja de ser de fácil manejo y  
 requiere poco equipo, pero en cambio su costo es alto en com-  
 paración con otros que tienen bajo consumo de combustible y  
 poca pérdida por evaporación. Pueden usarse en este caso  
 en la emulsionación, los llamados "cambiadores de calor"  
 y los serpentines de calentamiento, para que el agua libre  
 a los tanques de almacenamiento está en la misma temperatu-  
 ra de la emulsión al cambiador; de esta manera se evita la  
 pérdida por evaporación que sería una ventaja ya conocida,  
 pero indeseable. El tener muy en cuenta el costo del ma-  
 terial y del equipo adicional que sería un poco alto.  
 El sistema de calentamiento, para formar emulsiones de  
 agua con los sólidos, se hace mejor si que se utiliza, por  
 lo al mismo fin, el serpentín llamado "serpentín" y que  
 es mucho mejor que los serpentines, en los que se

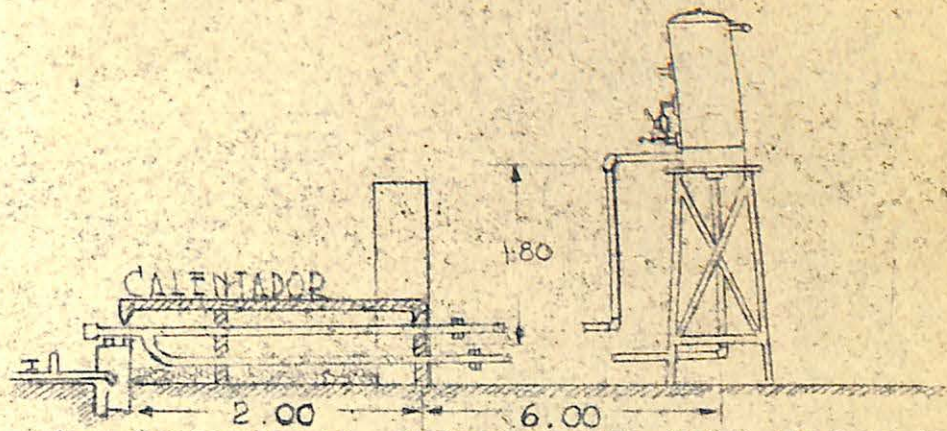
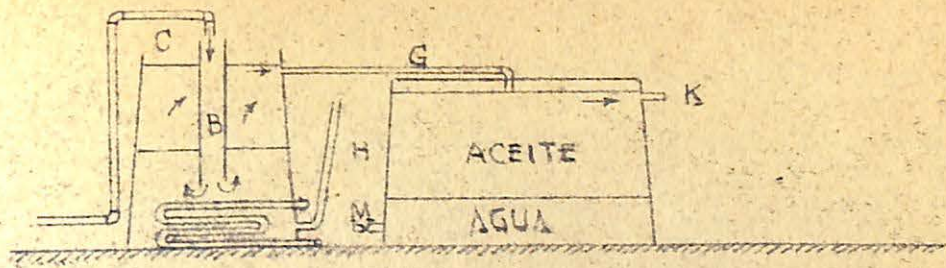


FIG. 12. CALENTADOR TERMO-SIFON TIPO HORIZONTAL.

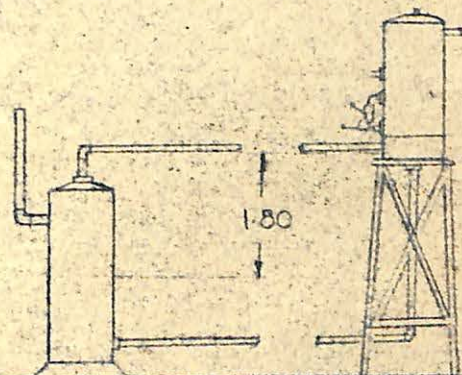
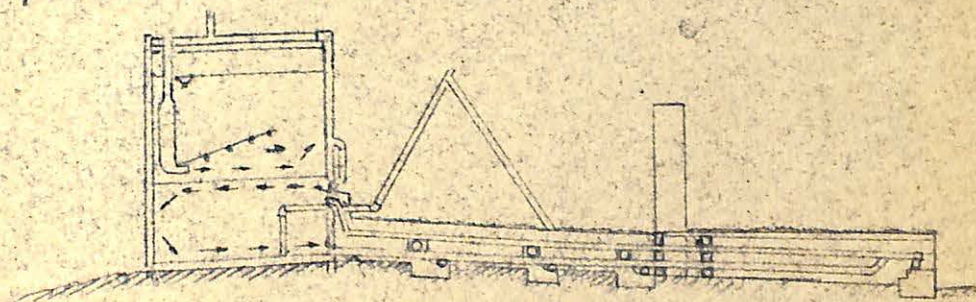
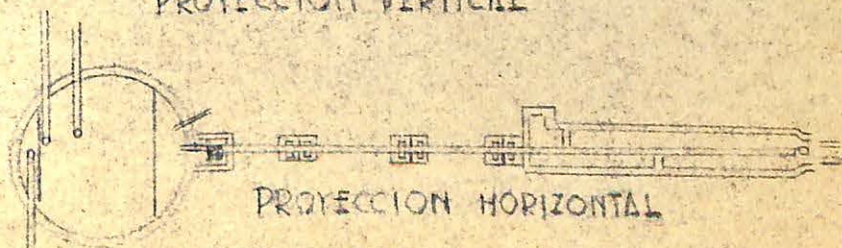


FIG. 13. CALENTADOR TERMO SIFON TIPO VERTICAL.



PROYECCION VERTICAL



PROYECCION HORIZONTAL

FIG. 14. CALENTADOR DE TERMO SIFON APLICADO A LA INSTALACION DE UN GUN-BARREL.



o en los tanques de calibración. Este "termo-sifón" se basa en la circulación por gravedad de agua caliente, debido a la diferencia en peso por unidad de volumen entre el agua fría y el agua caliente. Su aplicación más simple y sencilla es -- en los separadores de gas y pueden ser de tipo horizontal y de tipo vertical. La eficiencia de la transmisión del calor, está influenciada, por la mayor o menor superficie de contacto, por la naturaleza del material a través del cual se transmite el calor por la turbulencia y por la diferencia de temperatura entre los materiales fríos y calientes.

Las instalaciones típicas de termo-sifones usadas son -- como la que se muestra en la Fig. 12, que es de tipo horizontal. Consta de tubería de una pulgada de diámetro en toda su longitud, 4.00 m. aproximadamente corresponden al calentador propiamente dicho, 12.00 m. que existen, repartidos en dos ramas, como se ve, desde el calentador, hasta la estructura que sostiene el separador que se encuentra a unos 6 metros de distancia, y por fin dos líneas verticales de poco más o menos 1.80 m. de altura que llegan hasta el propia separador. La distancia de los puntos medios, es la distancia que hay, entre el punto medio de la entrada y salida del agua en el -- separador y del punto medio de la entrada y salida del calentador.

El por qué de la circulación de agua es el siguiente: la temperatura a la entrada del calentador se supone en esas -- instalaciones de 60°C y la de salida de unos 88°C; el agua a 88°C, pesa 966.870 Kg. por metro cúbico y a 60°C, pesa -- 983.209 Kg. por metro cúbico también, de manera que la pre--

o en los tanques de calificación. Este "termo-sifón" se basa en la circulación por gravedad de agua caliente, debido a la diferencia en peso por unidad de volumen entre el agua fría y el agua caliente. Su aplicación más simple y sencilla es en los separadores de gas y pueden ser de tipo horizontal y de tipo vertical. La eficiencia de la transmisión del calor está influenciada, por la mayor o menor superficie de contacto, por la naturaleza del material a través del cual se transmite el calor por la turbulencia y por la diferencia de temperatura entre los materiales fríos y calientes.

Las instalaciones típicas de termo-sifones usadas son como la que se muestra en la Fig. 12, que es de tipo horizontal. Consiste de tubería de una pulgada de diámetro en toda su longitud, 4.00 m. aproximadamente corresponden al calentador y 12.00 m. que existen, repartidos en dos tramos, como se ve, desde el calentador, hasta la estructura que sostiene el separador que se encuentra a unos 3 metros de distancia, y por fin las líneas verticales de poco más o menos 1.80 m. de altura que llegan hasta el propio separador. La distancia de los puntos medios, es la distancia que hay entre el punto medio de la entrada y salida del agua en el calentador y del punto medio de la entrada y salida del agua en el separador.

El por qué de la circulación de agua es el siguiente: la temperatura a la entrada del calentador se supone en esas instalaciones de 60°C y la salida de unos 88°C; el agua a 88°C, pesa 988.870 Kg. por metro cúbico y a 60°C, pesa 988.209 Kg. por metro cúbico también, de manera que la pre-



si3n ejercida a la entrada del calentador es decir, con el agua a 60°C es:

$$983.209 \times \frac{1.80}{1\ 0000} = 0.177 \text{ Kg/cm}^2$$

en que 1.80 es la altura de la columna de agua desde el separador hasta el calentador. Y ahora, la presi3n en la salida del calentador es:

$$966.870 \times \frac{1.80}{1\ 0000} = 0.174 \text{ Kg/cm}^2.$$

Como se ve, la presi3n que hace circular el agua a trav3s del calentador es de  $0.177 - 0.174 = 0.003 \text{ Kg/cm}^2$ .

En la Fig. se ve el agua en la parte inferior del separador, la cual comunica el calor al aceite mismo, quebrando hasta donde le es posible, la emulsi3n que est3 presente.

En este tipo de calentador, los tubos del agua son calentados m3s bien por radiaci3n de las paredes y cortinas de la c3mara de fuego que es de ladrillo refractario, que por el contacto de la llama misma, producida por el combustible. Un dato de importancia, es el de hacer colocar todo termo-sif3n con una ligera pendiente, con su punto m3s alto en el lugar que ocupa la chimenea.

La Fig. 13, muestra una instalaci3n de calentador termo-sif3n del tipo vertical y la Fig. 14, representa el caso en que se usa para un gun-barrel, o tanque lavador. En este 3ltimo caso, el 3rea de contacto, es el 3rea de la secci3n transversal del tanque que contiene los dos l3quidos.

Si se quiere aumentar la superficie de contacto, se puede instalar un "precalentador de emulsi3n" que consiste de un serpent3n muy parecido a los serpentines de vapor usados

algun elevación a la entrada del calentador es de 0.177 kg/cm<sup>2</sup>, con el agua a 80°C es:

$$202.209 \times \frac{1.80}{10000} = 0.177 \text{ kg/cm}^2$$

en que 1.80 es la altura de la columna de agua desde el parador hasta el calentador. Y ahora, la presión en la salida del calentador es:

$$202.209 \times \frac{1.80}{10000} = 0.177 \text{ kg/cm}^2$$

Como se ve, la presión que hace circular el agua a través del calentador es de 0.177 + 0.003 kg/cm<sup>2</sup>. En la Fig. 13 se ve el agua en la parte inferior del calentador, la cual comunica el calor al aceite mismo, procurando para donde la es posible, la emulsión que está presente.

En este tipo de calentador, los tipos del agua son lentos más bien por radiación de las paredes y corrientes de la cámara de fuego que es de labrillo refractario, por el contacto de la llama misma, producido por el combustible. Un dato de importancia, es el de hacer colocar todo el calentador con una ligera pendiente, con su punto más alto en el lugar que ocupa la chimenea.

La Fig. 13, muestra una instalación de calentador con algún tipo vertical y la Fig. 14, representa el caso en que se usa para un gran-barrel, o tanque lavador. En este tipo caso, el área de contacto, es el área de la sección

transversal del tanque que contacta los dos líquidos. Si se quiere aumentar la superficie de contacto, se puede instalar un "precalentador de emulsión" que consiste de un serpentín muy parecido a los serpentines de vapor usados

para calentar el petróleo. El aceite del pozo pasa por el serpentín, que, desde luego, está cubierto de agua caliente, y descarga en un ensanchamiento que tiene el tubo mismo del serpentín, ensanchamiento que se encuentra en el seno del propio aceite. Con estos precalentadores de emulsión, se aumentará por consiguiente la capacidad calorífica de la instalación.

Este sistema de calentamiento por termo-sifón tiene la ventaja de que la fuente de energía o calentador puede estar a cierta distancia del lugar donde se necesita el calor y quizá también tenga la de poseer un bajo costo inicial. Entre las desventajas, están, las pérdidas de calor que sufre el sistema, pues el calor real que se da al separador o cualquier otro tanque, donde se encuentra el aceite emulsionado es igual al calor generado en el calentador, menos el calor perdido en el calentador, menos el calor perdido en las tuberías, menos el calor perdido en la superficie del tanque. Para evitar estas pérdidas se necesitan aislar las tuberías entre el calentador y el lugar donde se use el calor. Generalmente es de aconsejarse en este caso, cubrir las líneas con tierra seca y capas de asfalto. Se aconseja también equipar los tanques donde se hace el calentamiento, con precalentadores de emulsión. Otra de las desventajas es la pérdida del calor sufrida de los tanques a la atmósfera y se ha logrado saber que la pérdida de calor de los lados de un tanque, llegan casi al 90 o 96 % de la pérdida de calor total del tanque, ya sea de madera o de acero; es por donde pierde más calor el tanque.

para calentar el petróleo. El aceite del pozo pasa por el serpentín que, desde luego, está cubierto de agua caliente y descansa en un ensanchamiento que tiene el tubo mismo del serpentín, ensanchamiento que se encuentra en el seno del propio aceite. Con estos precalentadores de emulsión, se aumentará por consiguiente la capacidad calorífica de la inyección.

Este sistema de calentamiento por termo-sión tiene la ventaja de que la fuente de energía o calentador puede estar a cierta distancia del lugar donde se necesita el calor y así también tiene la de poseer un bajo costo inicial. Entre las desventajas, están, las pérdidas de calor entre el sistema, pues el calor real que se da al separador o evaporador no todo va a donde se encuentra el aceite emulsionado es igual al calor generado en el calentador, menos el calor perdido en el calentador, menos el calor perdido en las tuberías, menos el calor perdido en la superficie del tanque. Para evitar estas pérdidas se necesitan aislar las tuberías entre el calentador y el lugar donde se usa el calor. Generalmente se aconseja en este caso, cubrir las líneas con tierra seca y capas de asfalto. Se aconseja también equipar los tanques donde se hace el calentamiento, con precalentadores de emulsión. Otra de las desventajas es la pérdida del calor en forma de los tanques e la atmósfera y se ha logrado saber que la pérdida de calor de los lados de un tanque, tienen casi el 90 % de la pérdida de calor total del tanque, ya sea de manera o de acuerdo por donde pierde más calor el tanque.

### SISTEMA POR FILTRACION.

Este sistema, que casi siempre es usado como método de -- experimentación, fué inventado por los señores Winters y Mc Cowan. Su principio como su nombre lo indica, es el de hacer pasar el aceite emulsionado a presión y previamente calentado o no a través de un medio de propiedades filtrantes. Este medio filtrante, se dispone en un tanque especial, como se -- muestra en la Fig. 15 en la cual también puede apreciarse el re corrido que sigue el aceite. Como sustancias filtrantes se -- usan la que se llama generalmente excelsior ( y no es más que madera en hebras y virutas delgadas), arena, tierra de diatomeas, lana de vidrio y otras de menor importancia.

El fenómeno que se experimenta en la sustancia filtro, es el que sigue: las pequeñas partículas de agua emulsificada, al pasar por el filtro debido a la presión con que entran al tanque, se distorsionan y se alargan, pues se les fuerza a pasar por poros pequeñísimos, y llega un momento en que, los globulitos de agua emulsionada, ya deformados, hasta presentarse casi como delgados hilos, llegan a su límite de elasticidad y se rompen, liberándose el agua, que cae por gravedad y el aceite, pasa a través del filtro, ya con un menor porcentaje de aquella. Es de creerse, sin embargo, que el fenómeno tal vez no solamente se deba a la filtración sino también a la tendencia, ya discutida en el capítulo anterior, de que el material usado como filtro, sea más rápidamente mojado por un líquido que por el otro. Esto, lo podemos comprender más bien, haciendo el conocido experimento, de poner una poca de emulsión, en un pedazo de madera de pino blanda, y ve-

SISTEMA DE FILTRACION.

Este sistema, que casi siempre se usaba como método de experimentación, fué inventado por los señores Winters y Mc-Cowan. Su principio como su nombre lo indica, es el de hacer pasar el aceite emulsionado a presión y previamente calentado a través de un medio de propiedades filitrantes. Este medio filitrante, se dispone en un tanque especial, como se muestra en la Fig. 15 en la cual también puede apreciarse el contacto que sigue el aceite. Como sustancias filitrantes se usan la que se llama generalmente excelator (y no es más que madera en hebras y virutas delgadas), arena, tierra de diatomeas, lana de vidrio y otras de menor importancia.

El fenómeno que se experimenta en la sustancia filitrosa es el que sigue: las pequeñas partículas de agua emulsionada al pasar por el filtro debido a la presión con que entran al tanque, se distorsionan y se alargan, pues se les fuerza a pasar por poros pedunculados, y llega un momento en que los globulitos de agua emulsionada, ya deformados, hasta presionarse casi como delgadas hilos, llegan a su límite de elasticidad y se rompen, liberándose el agua, que por gravedad y el aceite, pasa a través del filtro, ya con un menor porcentaje de agua. Es de creerse, sin embargo, que el fenómeno tal vez no solamente se deba a la filitración sino también a la formación, ya discutida en el capítulo anterior, de que el material usado como filtro, sea más rápidamente mojado por un líquido que por el otro. Esto, lo podemos comprender más bien, haciendo el conocido experimento de poner una gota de emulsión, en un pedazo de madera de pino blanda, y ver

remos como el aceite parece ser absorbido por la madera, mientras que el agua, permanece en gotas grandes en la superficie de la misma.

El dispositivo más usado en este sistema de deshidratación por filtración, y que es, desde luego, el más satisfactoriamente aceptado entre los demás dispositivos, consiste de un tanque, ya sea de acero o de madera, Figs. 15 y 16, cuyas medidas, generalmente son aproximadamente de 7 metros de altura, por 4 de diámetro y con una capacidad de 120 metros cúbicos, poco más o menos, estando dividido interiormente en 5 secciones, cuatro inferiores de 1.15 m. de altura y una superior de cerca de 2.30 m., también de altura. Cada sección está separada por cortinas haciendo cada una de aquellas, independientes. Los primeros tanques fueron construidos de acero, (Fig. 15), pero debido a la corrosión que sufrían, más tarde se construyeron de madera (Fig. 16), madera que era debidamente creosotada.

En los tanques de acero, todas sus juntas son apertadas. La primera y la tercera cortinas, de abajo a arriba, tienen en su periferia tres hileras de perforaciones de 1/2" y las cortinas segunda y cuarta, tienen en su centro un agujero de 20" de diámetro donde se encuentra una malla de 1/2" (Fig. 15). Las secciones II, III y IV, están llenas con la substancia filtro, en este caso, excelsior; alrededor de 40 pacas de esa substancia se usan en cada sección o un total de 120 pacas para un tanque de 120 metros cúbicos. Estos tanques tienen una escalera de acero que va desde el fondo hasta el techo y que sirve para soportar, las cuatro cortinas, la

... para que la acción pueda ser absorbida por la madera, más  
... para que el agua, formada en gotas grandes en la superficie  
... de la madera.

El dispositivo más usado en este sistema de distribución  
... con un diámetro, y que es, desde luego, el más satisfactorio  
... formado aceptado entre los demás dispositivos, consiste de  
... un tanque, ya sea de acero o de madera, Fig. 15 y 16, en  
... las medidas, generalmente son aproximadamente de 7 metros de  
... altura, por 4 de diámetro y con una capacidad de 150 metros  
... cúbicos, poco más o menos, estando dividido interiormente en  
... 5 secciones, cuatro inferiores de 1.15 m. de altura y una su-  
... perior de cerca de 2.30 m., también de altura. Cada sección  
... está separada por cortinas horizontales cada una de espaldas, in-  
... dependientes. Las primeras cortinas fueron construidas de ac-  
... ro, (Fig. 15), pero debido a la corrosión que sufrían, más  
... tarde se construyeron de madera (Fig. 16), madera que era de-  
... bidamente escogida.

En los tanques de acero, todas sus juntas son apor-  
... tadas. La primera y la tercera cortinas, de espaldas a arriba, tie-  
... nen en su parte superior tres hilos de perforaciones de 1/2" y  
... las cortinas segunda y cuarta, tienen en su centro un agujero  
... de 20" de diámetro donde se encuentran una manija de 1/2"  
... (Fig. 15). Las secciones II, III y IV, están llenas con la  
... subestancia lítica, en este caso, oxalato; alrededor de 40  
... partes de esa subestancia se usan en cada sección o un total  
... de 150 partes para un tanque de 150 metros cúbicos. Estos tan-  
... ques tienen una escalera de acero que va desde el fondo hasta  
... el techo y que sirve para reportar, las cuatro cortinas, la



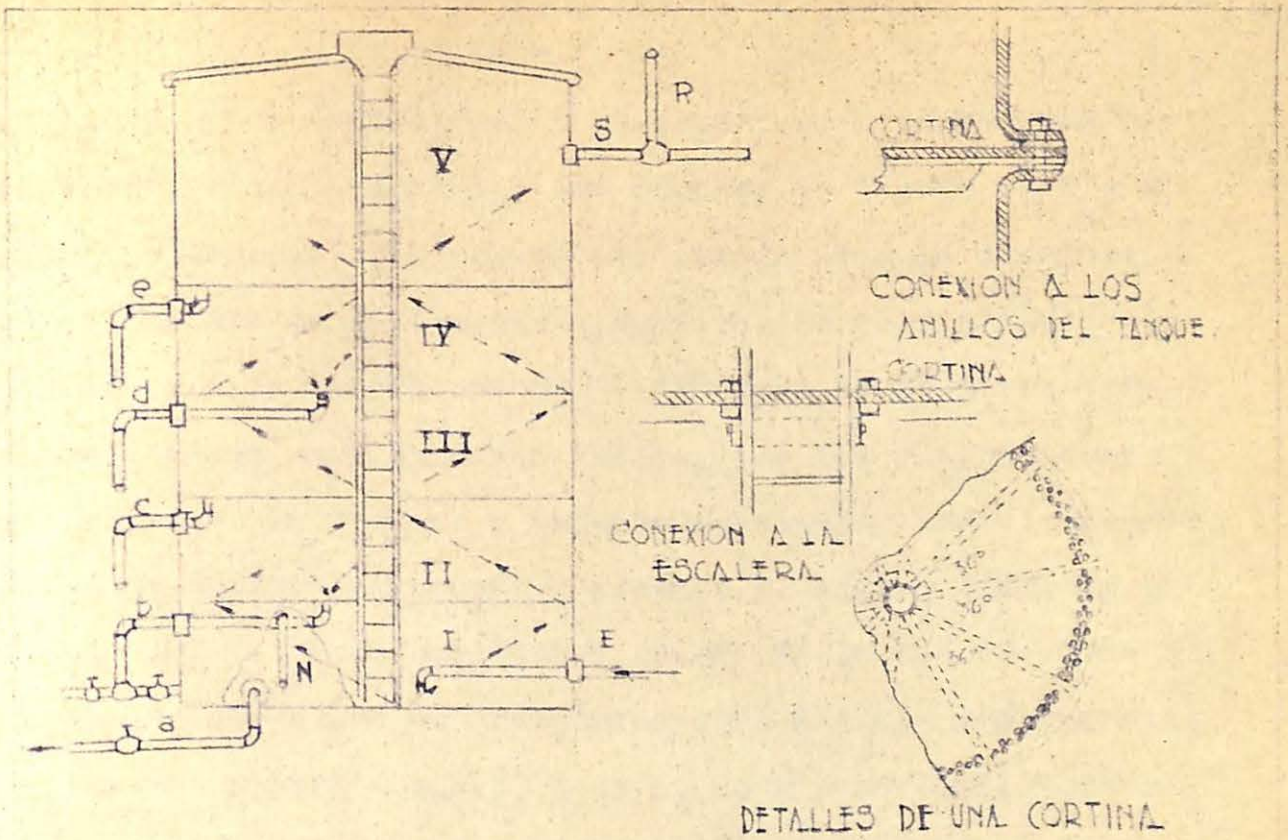


FIG. 15 TANQUE DE ACERO PARA DESHIDRATAR EL CRUDO, POR EL SISTEMA DE FILTRACION

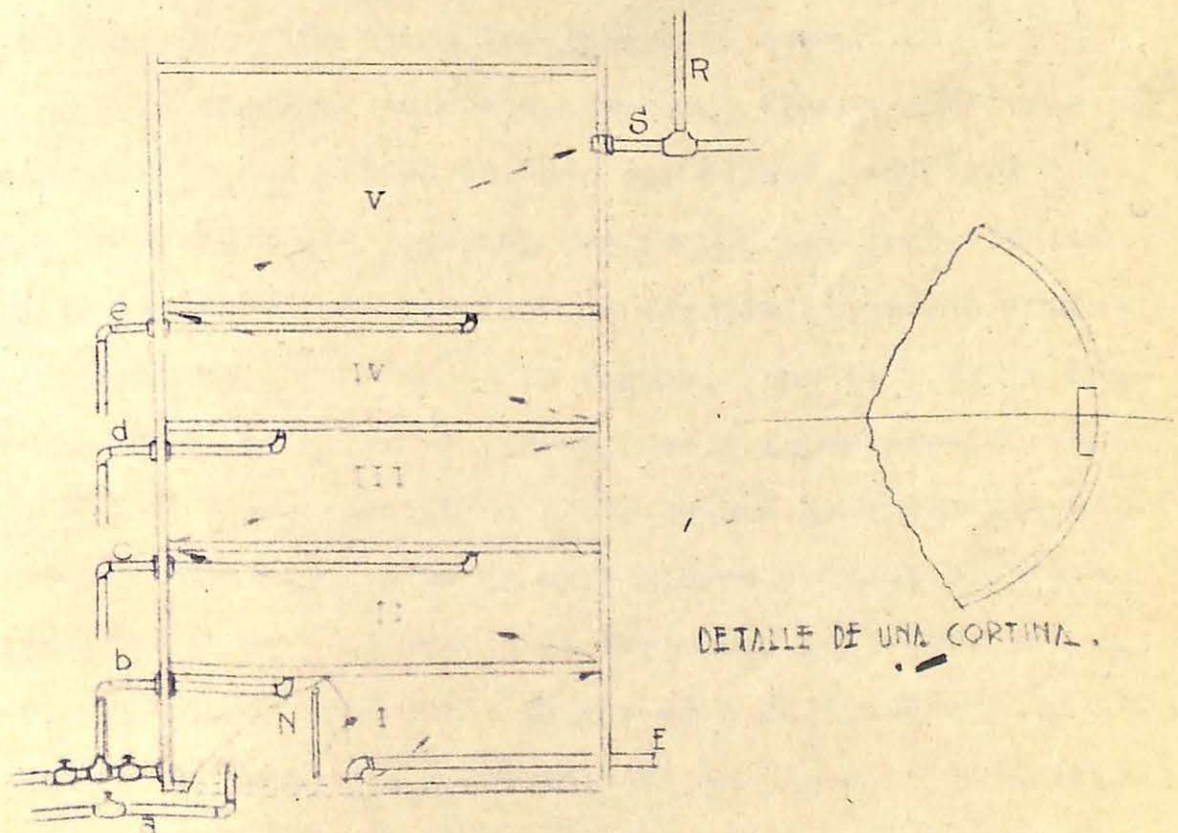


FIG. 16 TANQUE DE MADERA PARA DESHIDRATACION POR FILTRACION.



substancia usada como filtro y el techo. La primera cortina y el techo, están reforzados por ángulos de fierro de 2 x 2 x 3/16" apernados a la coraza del tanque y a la escalera - como se muestra en la figura respectiva. El aceite emulsionado, entra por la tubería de 6" de diámetro en la parte inferior del tanque, y pasa hacia arriba, por las perforaciones - periféricas de la primera y tercera cortinas y por el agujero central de 20" de la segunda y cuarta. El aceite libre de agua sale por la parte superior a través de la tubería S de 4" de diámetro que tiene un respiradero de R y el agua separada sale por las tuberías a, b, c, d, y e, de 2" cada una, correspondientes a las purgas de cada sección. Todo tanque, tiene un ligador de nivel N.

Los tanques de madera, se ilustran en la Fig. 16 y están contruidos con duela de 2" y asegurada con bandas de acero. El diseño es parecido al de los tanque se acero. Las cortinas primera y tercera, de abajo a arriba, tienen aberturas de alrededor de 6 x 24" de un lado del tanque, mientras que las cortinas segunda y cuarta, las tienen del lado opuesto a las otras, aberturas, por las que circula el aceite emulsionado, como se puede ver en la figura. Todo el peso de las cortinas, substancia filtro y techo, está sopontado por vigas de 4 x 4" o por vigas de 6 x 6". Se usa generalmente madera de ciprés aunque se puede usar madera de pino blanco -- también, ya sea para el fono o la cubierta. Las cortinas pueden construirse de entarimado de 1 x 4" o de 1 x 8".

Respecto a ventajas y desventajas en el costo de instalación podemos decir, que tanto el tanque de acero como el

abastancias usadas como filtro y el techo. La primera cortina  
 y el techo, están reforzados por ángulos de fierro de 2 x 2  
 x 3/16" separados a la altura del techo y a la escalera  
 como se muestra en la figura respectiva. El resto a empujones  
 de, entre por la tubería de 6" de diámetro en la parte infe-  
 rior del tanque, y pasa hacia arriba, por las perforaciones  
 perforadas de la primera y tercera cortinas y por el agujero  
 central de 20" de la segunda y cuarta. El resto libre de 2"  
 que sale por la parte superior a través de la tubería de 4"  
 de diámetro que tiene un respiradero de B y el agua separada  
 sale por las tuberías A, B, C, D, E, de 2" cada una, corres-  
 pondientes a las purgas de cada sección. Todo tanque, tiene  
 un nivel de nivel N.

Los tanques de madera, se ilustran en la Fig. 16 y están  
 construidos con dúlar de 2" y asegurados con bandas de acero.  
 El diseño es parecido al de los tanques de acero. Las corti-  
 nas primera y tercera, de abajo a arriba, tienen aberturas  
 de alrededor de 6 x 24" de un lado del tanque, mientras que  
 las cortinas segunda y cuarta, las tienen del lado opuesto  
 a las otras aberturas, por las que circula el aceite empu-  
 jado, como se puede ver en la figura. Todo el peso de las  
 cortinas, abastancias filtro y techo, está soportado por vi-  
 bras de 4 x 4" o por vinas de 2 x 6". Se usa generalmente ma-  
 dera de ciprés o pino para madera de pino blanco.  
 También, se usa para el fondo o la cubierta. Las cortinas que  
 son construidas de entarimado de 1 x 4" o de 1 x 8".  
 Respeto a ventajas y desventajas en el costo de instala-  
 ción pueden decir, que tanto el tanque de acero como el

de madera vendrían costando aproximadamente lo mismo, incluyendo la substancia filtro y demás accesorios. Pero el uso de cortinas de madera, tiene la ventaja de poder quitar la substancia filtro cuando se necesite cambiar, sin necesidad de desmantelar el tanque, como tal vez pueda ocurrir en el caso de las cortinas metálicas. Otra ventaja del tanque de madera, es la que se tiene debido a la ausencia de corrosión, que de otra manera perturbaría en alto grado el funcionamiento del sistema.

Resultados un poco mejores se han obtenido, combinando estos tanques con tanques lavadores, donde previamente se dreña gran porcentaje de agua. También se utiliza el sistema de filtración en combinación con el de calentamiento y a veces con el de tratamiento químico, calentando el crudo o inyectándole algún compuesto químico deshidratante antes de pasar por los tanques de filtración, con lo que se logra más satisfactoriamente el fin que se persigue. En algunos campos el dispositivo usado es el filtros-prensas.

En lo que respecta a las substancias utilizadas como filtros, podemos decir, que es preferible usar la arena que excelsior o tierra de diatomeas, pues para esta última se necesitaría una presión muy alta y en el caso de excelsior se necesita cambiarla muy a menudo, pues se tapan sus poros muy rápidamente con el sedimento que inevitablemente lleva consigo el aceite. Mientras que usando arena, quizá, sus porosidades no disminuyan tan rápidamente como la substancia anterior.

de madera vendrían costando aproximadamente lo mismo, inclu-  
 yendo la subestancia filtro y demás accesorios. Pero el uso de  
 cortinas de madera, tiene la ventaja de poder quitar la sub-  
 stancia filtro cuando se necesite cambiar, sin necesidad de  
 desmantelar el tanque, como tal vez pueda ocurrir en el caso  
 de las cortinas metálicas. Otra ventaja del tanque de madera,  
 es la que se tiene debido a la ausencia de corrosión, que de  
 otra manera perturbaría en alto grado el funcionamiento del  
 sistema.

Resultados un poco mejores se han obtenido, comparando  
 estos tanques con tanques lavadores, donde previamente se des-  
 pués se gran porcentaje de agua. También se utilizó el sistema  
 de filtración en combinación con el calentamiento y a ver-  
 ces con el de tratamiento químico, calentando el crudo o in-  
 vertiendo algún compuesto químico deshidratante antes de pa-  
 sar por los tanques de filtración, con lo que se logra más  
 satisfactoriamente el fin que se persigue. En algunos campos  
 el dispositivo usado es el filtro-press.

En lo que respecta a las subestancias utilizadas como  
 filtros, podemos decir, que es preferible usar la arena que  
 excelsior o tierra de diatomas, pues para esta última se ne-  
 cesitaría una presión muy alta y en el caso de excelsior se  
 necesita cambiarla muy a menudo, pues se tapan sus poros  
 muy rápidamente con el sedimento que inevitablemente lleva  
 consigo el aceite. Mientras que usando arena, puede, sus po-  
 ros no disminuir tan rápidamente como la subestancia  
 anterior.

### SISTEMA POR CENTRIFUGACION.

El procedimiento consiste en aplicar al petróleo emulsionado, una fuerza que sea superior a la gravedad para permitir que se verifique la separación de agua y aceite. La rápida rotación de los aparatos utilizados en ello (centrifugas), incrementa la fuerza de la gravedad a miles de veces. Esta fuerza centrífuga se aplica generalmente en emulsiones muy estables que es donde las partículas dispersas de agua son muy pequeñas y que no es bastante la fuerza de gravedad como auxiliar a cualquier otro método para que se verifique el asentamiento. La centrifugación tiene dos funciones en este caso; (1) vencer la tensión superficial y la interfacial para que se logre la unión de las partículas de agua, y (2), lograr una perfecta sumersión hasta el fondo de dichas partículas, sumersión que está en razón directa de la fuerza aplicada.

En esta separación por centrifugación naturalmente que juega un papel importante la gravedad específica del aceite, pues debe haber una bien marcada diferencia entre ella y la del agua y hay que poner mucha atención en ello, pues existen aceites cuya gravedad tiene un valor muy cercano a la del agua (en México, existen aceites de esta clase). Otro factor de importancia en este sistema de deshidratación es la viscosidad, pues se ha probado que a mayor viscosidad corresponde mayor resistencia a la separación y por esto se ha visto la necesidad de ayudar a la fuerza centrífuga con un previo calentamiento del crudo emulsionado. El contenido de parafina influye también, pues tiende a diseminarse en gotas fuera del

SISTEMA POR CENTRIFUGACION.

El procedimiento consiste en aplicar al líquido emulsi-  
 onado, una fuerza que sea superior a la gravedad para per-  
 mitir que se verifique la separación de agua y aceite. La rá-  
 zida rotación de los aparatos utilizados en ello (centrifuga-  
 das), incrementa la fuerza de la gravedad a miles de veces.  
 Esta fuerza centrífuga se aplica generalmente en emulsiones  
 muy espesas que se forman las partículas dispersas de agua  
 son muy pequeñas y que no es bastante la fuerza de gravedad  
 como auxiliar a cualquier otro método para que se verifique  
 el asentamiento. La centrifugación tiene dos funciones en es-  
 te caso; (1) vencer la tensión superficial y la interfacial  
 para que se forme la unión de las partículas de agua y (2),  
 lograr una perfecta separación hasta el fondo de dichas parti-  
 culas, separación que está en razón directa de la fuerza apli-  
 ca.

En esta separación por centrifugación naturalmente que  
 juega un papel importante la gravedad específica del aceite,  
 pues debe haber una gran diferencia entre ella y la  
 del agua y así que poder mucha atención en ello, pues existen  
 aceites cuya gravedad tiene un valor muy cercano a la del a-  
 gua (en México, existen aceites de esta clase). Otro factor  
 de importancia en este sistema de deshidratación es la viscosi-  
 dad, pues se ha probado que a mayor viscosidad corresponde  
 mayor resistencia a la separación y por esto se ha visto la  
 necesidad de reducir a la fuerza centrífuga con un previo ca-  
 lentamiento del crudo emulsionado. El contenido de parafina  
 influye también, pues tiende a disminuirse en gases formados



aceite mismo, cuando éste se centrifuga a la temperatura ambiente. Unas veces se va al fondo junto con el sedimento -- produciendo una mezcla y otras veces esta mezcla se deposita en las paredes interiores de la centrifuga, dando lugar a que muy seguido se tengan que limpiar, lo que origina una atención exagerada de los operadores así como un gran número de pruebas para determinar el contenido de sedimento en la descarga del aceite. También se podría ocasionar por esta causa una disminución en la capacidad de las centrifugas. Todas estas molestias ocasionadas por la parafina se evitarían, haciendo una separación efectiva de ella y el sedimento de manera que no se forme la mezcla de los dos. Para esto, se recurre al calentamiento haciendo de esta manera que la parafina se mantenga en solución en el aceite. Por último, en la eficiencia de la centrifugación entran como factores importantes, el por ciento de emulsión y el carácter de la misma, pues si esta es de naturaleza casi inestable, puede muy bien hacerse desaparecer centrifugando nada más, pero si es de una naturaleza muy estable, habrá necesidad de ayudar a la operación con algún otro método.

Las máquinas usadas en este sistema de desemeulsificación llamadas centrifugas, consisten de una coraza de fierro colado en forma de taza en donde se encuentra el aceite y la cual está montada en el extremo superior de un eje vertical al que se le da un rápido movimiento de rotación por medio de una turbina de vapor o de un motor eléctrico. Existen tres clases de centrifugas: De Laval, Sharples y Westphalia siendo esta última la menos usada.

aceite mismo, cuando éste se centrifuga a la temperatura am-  
 biente. Una vez se ve al fondo junto con el sedimento --  
 produciendo una mezcla y otras veces esta mezcla se deposita  
 en las paredes interiores de la centrifuga, dando lugar a que  
 muy seguido se tengan que limpiar, lo que origina una aten-  
 ción exagerada de los operadores así como un gran número de  
 pruebas para determinar el contenido de sedimento en la des-  
 carga del aceite. También se podría ocasionar por estas causas  
 una disminución en la capacidad de las centrifugas. Todas es-  
 tas molestias ocasionadas por la parafina se evitarían, ha-  
 ciendo una separación efectiva de ella y el sedimento de ma-  
 nera que no se forme la mezcla de los dos. Para esto, se re-  
 corre al calentamiento haciendo de esta manera que la parafi-  
 na se mantenga en solución en el aceite. Por último, en la  
 eficiencia de la centrifugación entran como factores impor-  
 tante, el por ciento de emulsión y el carácter de la misma,  
 pues si ésta es de naturaleza casi inestable, puede muy bien  
 hacerse desaparecer centrifugando nada más, pero si es de na-  
 turaleza muy estable, habrá necesidad de acudir a la ce-  
 ntrifugación con algún otro método.

Las máquinas usadas en este sistema de desemulsificación --  
 que llamadas centrifugas, consisten de una cámara de hierro  
 colada en forma de taza en donde se encuentra el aceite y la  
 cual está montada en el extremo superior de un eje vertical  
 el que se le da un rápido movimiento de rotación por medio  
 de una turbina de vapor o de un motor eléctrico. Existen tres  
 clases de centrifugas: De Laval, Sharples y Westphalia sien-  
 do esta última la mejor usada.

En el caso de las De Laval (Figl 17) el recipiente tiene una serie de conos de metal anticorrosivo (Krupp steel), de poco espesor y montados uno sobre otro sobre el eje de tal manera que dejan entre sí un reducido espacio entre ellos. El aceite emulsionado, previamente calentado, por razones expuestas ya, se introduce al recipiente giratorio por la parte superior, a través de un tubo que lo descarga cerca del fondo, de donde pasa hacia arriba, por los agujeros que para ese objeto tienen los conos y se distribuye entre los espacios libres entre ellos, originándose en estos espacios reducidos, la separación del aceite y el agua, con la ayuda de la alta velocidad con que gira y que da por resultado una gran fuerza centrífuga. El agua, por ser más pesada que el petróleo, es arrojada a la periferia de la centrífuga, y pasa a través de las orillas de los conos que conducen a una descarga. El sedimento también se va a la periferia, yéndose parte con el agua y parte se queda en las vasijas para sedimento de que están provistas las centrífugas, para después poderse sacar. El petróleo, ya limpio de impurezas, pues las que tenía se le han separado al pasar por los conos, llega al espacio anular central, de donde sale al exterior por la descarga más superior. Estas centrífugas giran con una velocidad de cerca de 6000 r.p.m. y requieren para moverse un poco menos de dos H.P.

La centrífuga Sharples es una máquina de tipo parecido al de De Laval y desarrolla una velocidad de 17000 r.p.m. y la Westphalia da 5 900 r.p.m. aproximadamente.

La Fig. 18, nos muestra una instalación típica de una

En el caso de las Fo Lavel (Fig. 17) el recipiente tiene una serie de conos de metal anticorrosivo (Krupp steel), de poco espesor y montados uno sobre otro sobre el eje de tal manera que dejan entre sí un reducido espacio entre ellos. El aceite emulsionado, previamente calentado, por razones expuestas ya, se introduce al recipiente giratorio por la parte superior, a través de un tubo que lo descarga cerca del fondo de donde pasa hacia arriba, por los agujeros que para ese efecto tienen los conos y se distribuye entre los espacios libres entre ellos, originándose en estos espacios reducidos, la emulsión del aceite y el agua, con la ayuda de la alta velocidad con que gira y que da por resultado una gran fuerza centrífuga. El agua, con una pesada carga de petróleo, es proyectada a la periferia de la centrífuga, y pasa a través de las orillas de los conos que conducen a una descarga. El momento también se va a la periferia, yéndose parte con el agua y parte se queda en las vasijas para sedimentación de donde están provistas las centrífugas, para después poderse sacar el petróleo. Ya tanto de impurezas, pues las que son más pesadas se han separado al pasar por los conos, llega al espacio superior control, de donde sale al exterior por la descarga más superior. Estas centrífugas giran con una velocidad de conos de 8000 r.p.m. y funcionan para moverse un poco menos de 6000 r.p.m.

H.P.

La centrífuga Sharples es una máquina de tipo parecido al de Fo Lavel y desarrolla una velocidad de 17000 r.p.m. y la velocidad de 5000 r.p.m. aproximadamente. La Fig. 18, nos muestra una instalación típica de una

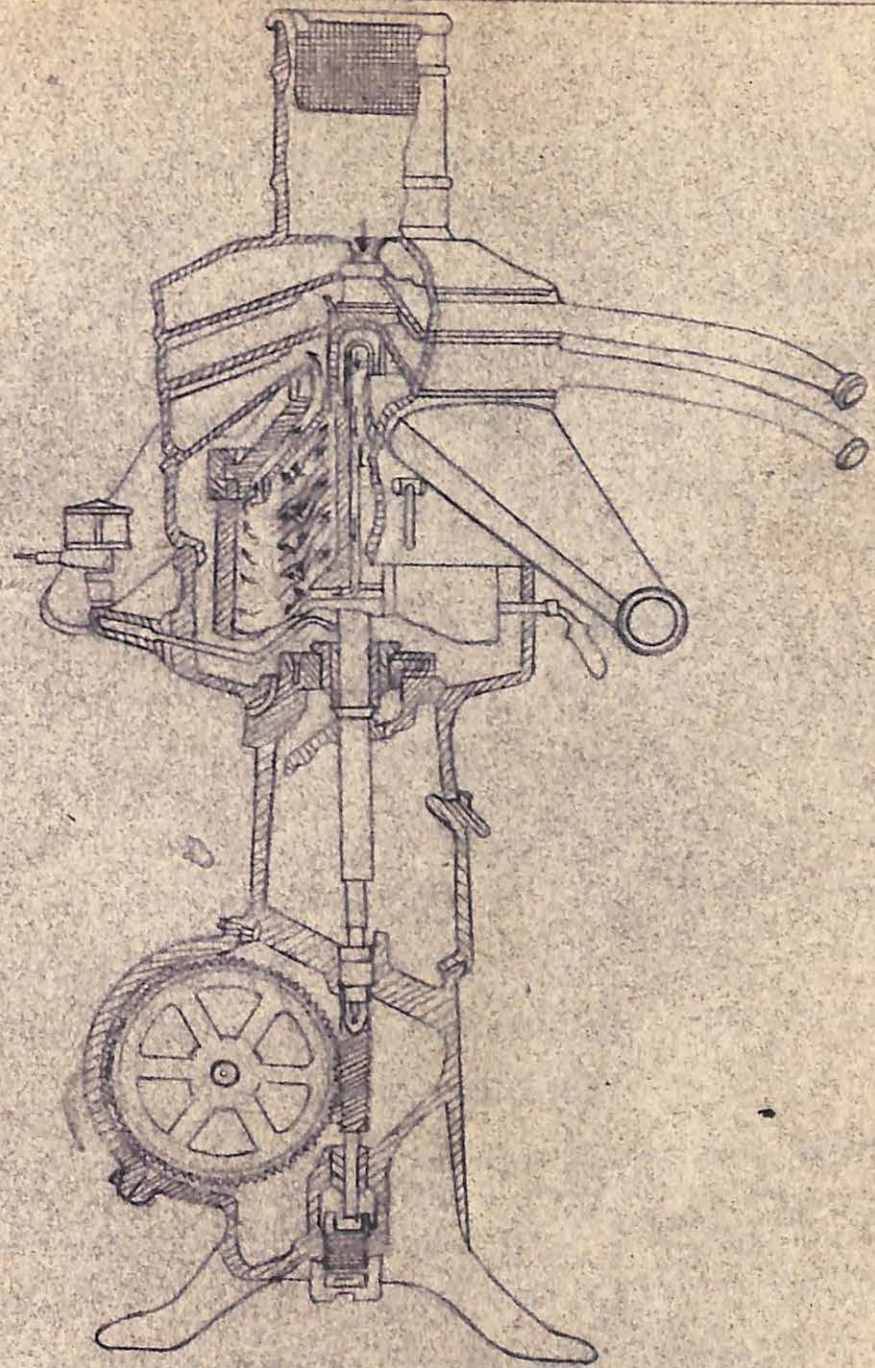


FIG. 17 SECCION TRANSVERSAL DE UNA CENTRIFUGA DE LAVAL

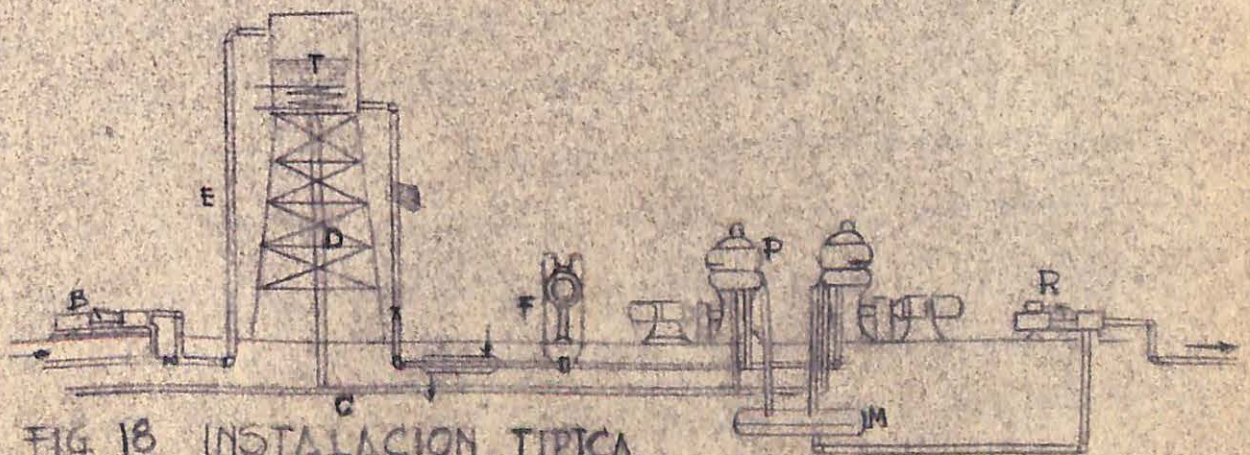


FIG 18 INSTALACION TIPICA DE UN SISTEMA DE CENTRIFUGACION -



planta de deshidratación por centrifugación. En esta instalación, el crudo y el emulsionado llega por la tubería E, debido al impulso de la bomba B, al tanque T que sirve para satisfacer las necesidades de la planta de centrifugas, tanque que tiene un serpentín de vapor S para precalentar el crudo y poder drenar, algún porcentaje de agua libre por D, que se envía a una tubería colectora C. Del tanque, el aceite emulsificado va, por gravedad, a la planta de Centrifugas P, no sin antes pasar por un calentador H y un medidor de flujo F, para saber la cantidad de crudo que se trata. De las centrifugas, agua y aceite limpio, salen por sendos conductos, para ir más tarde a la tubería colectora y a los tanques de almacenamiento respectivamente. A veces se utiliza un tanque de balanceo M, de donde lo toma la bomba R, para enviarlo a los tanques de almacenamiento o de calibración.

Entre las ventajas alcanzadas por este sistema de deshidratación citaremos, las siguientes: las centrifugas son portátiles y por lo tanto, se pueden mover con facilidad de un lugar a otro o de un campo a otro; hay rapidez de acción en el tratamiento; hay pocas pérdidas por evaporación debido a que permanecen cerradas; se puede reducir en poco tiempo, el porcentaje de agua contenido en el aceite, y que la capacidad de una planta de centrifugación es variable, pues se puede aumentar, agregando unidades, o se puede disminuir quitando unidades. Entre las desventajas se encuentran, las serias perturbaciones ocasionadas por la parafina en el mecanismo de las máquinas, lo mismo que debido a la arena o sólidos en suspensión en general existentes en el aceite por tratar,

planta de deshidratación por centrifugación. En esta instalación  
 el crudo y el amulador de leche por la tubería E, debe  
 de ir a la tubería de la bomba B, al tanque T que sirve para ac-  
 cionar las necesidades de la planta de centrifugas, tanque  
 que tiene un serpentín de vapor S para precalentar el crudo  
 y poder tener, algún porcentaje de agua libre por D, que  
 se envía a una tubería colectora C. El tanque, el aceite --  
 amulador va, por gravedad, a la planta de centrifugas F,  
 no sin antes pasar por un calentador H y un medidor de flujo  
 R, para saber la cantidad de crudo que se trata. De las cen-  
 trifugas, agua y aceite limpio, salen por serdos conductos,  
 que irán a las tuberías colectora y a los tanques de  
 almacenamiento respectivamente. A veces se utiliza un tanque  
 de balanceo M, de donde se toma la bomba R, para enviarlo a  
 los tanques de almacenamiento o de salinidad.

Entre las ventajas alcanzadas por este sistema de deshi-  
 dración citamos, las siguientes: las centrifugas son por  
 sí mismas y por lo tanto, se pueden mover con facilidad de un  
 lugar a otro o de un campo a otro; hay rapidez de acción en  
 el tratamiento; hay pocas pérdidas por evaporación debido a  
 que se producen cortadas; se puede reducir en poco tiempo, el  
 porcentaje de agua contenido en el aceite, y que la capacidad  
 de una planta de centrifugación es variable, pues se puede  
 aumentar, retirando unidades, o se puede disminuir quitando  
 unidades. Entre las desventajas se encuentran, las serias  
 perturbaciones ocasionadas por la parafina en el mecanismo  
 de las máquinas, lo mismo que debido a la arena o sólidos en  
 suspensión en general existentes en el aceite por tratar.



y los frecuentes paros que sufre el sistema por las causas - mismas, disminuyendo la capacidad a veces y aumentando el trabajo manual. Respecto al asunto económico, es casi seguro - que tengan todas las diferentes clases de centrífugas un precio parecido y tanto su costo de instalación como de mantenimiento y operación sean semejantes, tal vez un poco menor -- que para los otros sistemas de deshidratación.

#### SISTEMA DE TRATAMIENTO ELECTRICO.

La deshidratación del petróleo crudo aplicando energía eléctrica, se debe a F. G. Cottrell, como resultado de un estudio que hizo sobre la precipitación eléctrica de los sólidos finamente divididos, suspendidos en gas. La primera aplicación comercial de este método fué hecha por la compañía - - Lucile Oil en el campo de Coalinga, California en 1909, y -- más tarde se extendió su uso en otros muchos campos. Las patentes de F. C. Cottrell, fueron adquiridas por The Petroleum Rectifying Co., de los Angeles, California (PETRECO), y ahora tiene posesión, el control exclusivo de este método y de los aparatos usados en él. Esta compañía, instala Plantas de esta índole con deshidratadores PETRECO, bajo la supervisión de sus ingenieros siendo entregadas más tarde a sus propietarios, y cuando hay dificultades en su operación, la misma compañía envía otra vez a sus ingenieros para remediarlas.

El fenómeno experimentado cuando a un aceite emulsionado se le hace pasar una corriente alterna de alto potencial, es el siguiente: las pequeñas partículas esféricas de agua que se encuentran en suspensión en el aceite, se cargan eléctricamente.

y los problemas que se surten al sistema por las causas  
 mismas, disminuyendo la capacidad a veces y aumentando el tra-  
 bajo manual. Respecto al asunto económico, es casi seguro  
 que tendrán todas las diferentes clases de contri-  
 bución y tanto su costo de instalación como de manteni-  
 miento y operación serán semejantes, tal vez un poco menor  
 que para los otros sistemas de deshidratación.

SISTEMA DE TRATAMIENTO ELECTRICO.

La deshidratación del petróleo crudo aplicando energía  
 eléctrica, se debe a H. G. Cottrell, como resultado de un es-  
 tudio que hizo sobre la precipitación eléctrica de los sólidos  
 de los líquidos viscosos, expuestos en gas. La primera apli-  
 cación comercial de este método fue hecha por la compañía  
 Lucite Oil en el campo de Coalinga, California en 1909, y  
 más tarde se extendió su uso en otros muchos campos. Las pa-  
 tentes de H. G. Cottrell, fueron adquiridas por The Petroleum  
 Refining Co., de Los Angeles, California (PETRECO), y más  
 tarde la explotación, el control exclusivo de este método y de  
 los aparatos usados en él, esta compañía, instaló plantas de  
 esta índole con deshidratadores PETRECO, bajo la supervi-  
 sión de sus ingenieros siendo entregadas más tarde a sus pro-  
 pietarios, y cuando las dificultades en su operación, la mis-  
 ma compañía envió otra vez a sus ingenieros para remediarlas.  
 El método experimentalmente cuando aún existe emulsionado  
 se le hace pasar una corriente alterna de alto potencial, es  
 el siguiente: las pequeñas partículas esféricas de agua que  
 se encuentran en suspensión en el aceite, se cargan eléctri-

camente debido al campo existente en esos momentos y un lado de cada gota se carga negativamente y el otro positivamente, empezando a tener la tendencia a unirse, pues cuerpos cargados eléctricamente con el mismo signo, se repelen, mientras que cuerpos cargados con signo contrario, se atraen. Esto da origen a un movimiento de atracción y repulsión dando por resultado que se rompan las películas de aceite que rodean a los glóbulos de agua y que se traduce en la unión de gotitas pequeñas, formando hileras de uno a otro polo del campo eléctrico, que más tarde se transforman en masas de agua de regular tamaño y que tienen ya bastante fuerza de gravedad para asentarse en el fondo del aparato o recipiente.

Factores de importancia, desde luego son, la gravedad específica, pues debe haber una gran diferencia entre la del aceite y la del agua, la viscosidad del aceite mismo, que debe ser baja, la tensión interfacial entre los dos líquidos, que también debe ser baja, cosas que se logran aplicando calor hasta una temperatura en que se obtengan estos propósitos. Otros factores son también, la naturaleza y el porcentaje de emulsión contenida en el aceite por tratar, así como la cantidad de arena o materiales extraños presentes en él.

La corriente usada en la operación de este método se hace pasar de un electrodo exterior o "vivo" que se encuentra encajado en el mismo aparato deshidratador usado, a un electrodo en "tierra", proviniendo esta corriente de un transformador de alto potencial que es excitado por un circuito alterno a través de una bobina de regulación y un tablero de conmutadores eléctricos. Los voltajes usados son generalmen-

como debido al campo existente en esos momentos y un lado  
 de este lado se carga positivamente y el otro positivamente,  
 experimentando a tener la tendencia a unirse, pues cuerpos carga-  
 dos eléctricamente con el mismo signo, se repelen, mientras  
 que cuerpos cargados con signo contrario, se atraen. Esto de  
 orden a un movimiento de atracción y repulsión dando por re-  
 sultado que se rompan las moléculas de aceite que rodean a los  
 glóbulos de agua y que se produce en la unión de gotitas de-  
 cuadas, formando hilos de uno a otro polo del campo eléc-  
 trico, que más tarde se transforman en masas de agua de repu-  
 lsiamento y que tienen ya bastante fuerza de gravedad para  
 caer sobre el fondo del aparato o recipiente.  
 Factores de importancia, desde luego son, la gravedad  
 específica, pues debe haber una gran diferencia entre la del  
 aceite y la del agua, la viscosidad del aceite mismo, que de-  
 be ser baja, la tensión interfacial entre los dos líquidos,  
 que también debe ser baja, cosas que se logran aplicando ca-  
 lor hasta una temperatura en que se obtengan estos efectos.  
 Los otros factores son también, la naturaleza y el porcen-  
 tuaje de emulsión contenida en el aceite por tratar, así como  
 la cantidad de agua o materiales extraños presentes en él.  
 La corriente usada en la operación de este método se ha-  
 ce pasar de un electrodo exterior o "vivo" que se encuentra  
 conectado con el mismo aparato de aislamiento usado, a un elec-  
 trodo en "tierra", previniendo esta corriente de un transfor-  
 mador de alto potencial que es excitado por un circuito de  
 termo a través de una bobina de regulación y un tablero de  
 controladores eléctricos. Los voltajes usados son generados

te de 5000 a 10000 volts por pulgada lineal entre los electrodos, pero en tipos de deshidratadores PETRECO más modernos se usan hasta de 100 000 volts por pulgada.

Los deshidratadores usados en este método, son cilíndricos metálicos dispuestos verticalmente. Los tipos de estos deshidratadores que se han usado, son, empezando por el más primitivo y sencillo, los siguientes: Tipo Cottrell, Tipo Seibert-Brady, Tipo National, Tipo H.F. (de Flujo Horizontal) Tipo C. F. (de Campo Concentrado) y Tipo C. R. (de Anillos Concéntricos).

Deshidratador Tipo Cottrell.-(Fig. 19) Tiene aproximadamente un metro de diámetro y tres de alto, hecho de hierro galvanizado, la coraza C de él, constituye en electrodo en tierra y el electrodo vivo D, consiste de una serie de discos montados en un eje vertical E, que gira lentamente debido a que está conectado con un motor M. A. es el eje que da movimiento a la cruceta Z. El electrodo vivo lleva un voltaje de cerca de 11000 volts que le manda un transformador T que se excita por un circuito comercial de 220 volts. El aceite se calienta con vapor a través del serpentín V. El recorrido del fluido es el siguiente: entra por B y pasa al campo eléctrico formado en el espacio anular S, entre los dos electrodos, efectuándose en este lugar la separación del agua y del aceite. Aquella es drenada junto con el sedimento existente, mientras que el aceite libre de agua, sale a los tanques de almacenamiento. Su capacidad es de unos 32 metros cúbicos a unos 150.

Deshidratador Tipo Seibert-Brady.- Este tipo de deshi-

in de 5000 a 10000 voltos por pulgada lineal entre los electros, para un sistema de condensadores de tipo de placas paralelas, con una capa de 100-200 voltos por pulgada.

Los dispositivos de unidos en este modo, son cilindricos con metálicos diámetros verticales. Los tipos de electros de condensadores que se han usado, son, empezando por el más primitivo y sencillo, los siguientes: Tipo Cottrell, Tipo Solovoy-Hardy, Tipo National, Tipo H.F. (de tipo horizontal) Tipo C. (de campo condensado) y Tipo C.R. (de Anillos con corrientes).

Dispositivo Tipo Cottrell. (Fig. 19) Tiene aproximadamente un radio de diámetro y tres de alto, hecho de hierro galvanizado, la corona C de él, constituye un electrodo en tierra y el electrodo vivo D, consiste de una serie de discos montados en un eje vertical E, que gira lentamente debido a que está conectado con un motor M. A. es el eje que da movimiento a la cruzeta V. El electrodo vivo lleva un voltaje de cerca de 10000 voltos que le manda un transformador T que se excita por un circuito comercial de 220 voltos. El aceite se calienta con vapor a través del serpentín V. El recorrido del fluido es el siguiente: entra por H y pasa al campo eléctrico formado en el espacio entre E, entre los dos electrodos, efectuándose en este lugar la separación del agua y del aceite. Aquí la es grande junto con el sedimento existente mientras que el aceite libre de agua, sale a los tanques de almacenamiento. Se separa en unos 25 centímetros cúbicos a unos 150.

Dispositivo Tipo Solovoy-Hardy. Este tipo de dispositi-

EVOLUCION DE LOS DESHIDRATADORES ELECTRICOS.

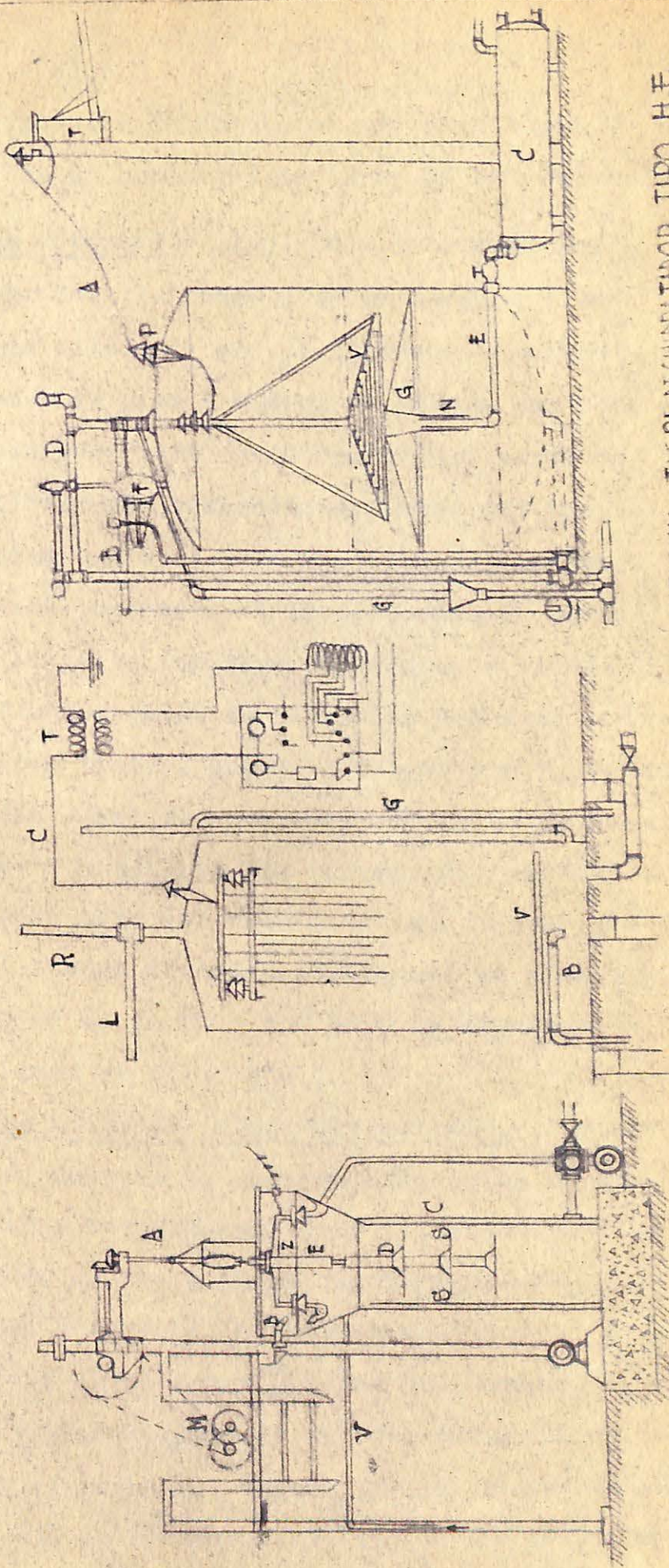


FIG 19 DESHIDRATADOR TIPO COTRELL.- FIG 20 DESHIDRATADOR TIPO NATIONAL.- FIG 21 DESHIDRATADOR TIPO H.F.





dratador, difiere del Cottrell solamente en que se utiliza una corriente directa con un potencial de cerca de 500 volts.

Deshidratador Tipo National.- (Fig. 20). Fabricado por The Petroleum Rectifying Co. (Petreco) y se ha llegado a la conclusión de que es mas eficiente que el Cottrell. Construido de fierro de caldera y de unos 5 metros de altura por 2.50 m. de diámetro. El electrodo "vivo" lo componen una serie de láminas de fierro verticalmente suspendidas dentro del tanque. Un juego de estas láminas o placas está conéctado al tanque, mientras que el otro está conéctado al transformador T por un cable C que entra por la parte superior del tanque a través de un buje aislador. Tiene también su sistema de calentamiento por vapor V. El crudo por tratar, entra al tanque por B, cerca del fondo, y el aceite libre de agua pasa por L, donde también hay un respiradero R y se va a los tanques de almacenamiento. El sifón G, sirve para dar salida al agua y para prevenir en parte, que el tanque se vacíe, eliminando un riesgo de incendio. Su capacidad es de 80 a 800 M3 y la corriente usada es la misma que para el Cottrell.

Deshidratador Tipo H. F. (de flujo horizontal).- (Fig. 21) Es un tipo más moderno y en su construcción están reunidas características tanto del Cottrell como del National. Sus dimensiones son de 3.00 m. por 3.75 m. aproximadamente, los electrodos son de forma cónica, el electrodo en "tierra" G, que es el inferior, está unido a las paredes del tanque, mientras que el otro V está colgado de un eje, debidamente aislado que atraviesa el techo del tanque por un prensa-estopa y que tiene una serie de láminas de fierro en su parte in-



ferior concéntricas con él. El eje tiene un movimiento de su-  
be y baja que se lo comunica a un balancín B, que a su vez es  
tá accionado por un motor o bomba de vapor. Los electrodos -  
están separados una distancia media de 6 pulgadas, que se pue-  
de variar, según la clase de crudo que se trate y la corrien-  
te llega del transformador T por el alambre A y entra al tan-  
que por su parte superior a través de un buje de porcelana R.  
P. Un circuito automático accionado por un flotador F mantie-  
ne el circuito abierto, al menos que el tanque esté completa-  
mente lleno con aceite, y previene, de esta manera, las chis-  
pas que se originarían debido a la ignición de vapores del --  
aceite cuando el tanque esté parcialmente lleno. El petróleo  
emulsionado se calienta previamente por el calentador C y en-  
tra al deshidratador por el tubo E, que se conecta con el tu-  
bo N dispuesto verticalmente en el eje y va a dar entre los  
dos electrodos, siguiendo un movimiento hacia la periferia de  
los mismos en el propio campo eléctrico ocasionando la sepa-  
ración de agua y aceite.

El agua se drena por el sifón G, el aceite puro sale -  
para los tanques de almacenamiento por D. Este tipo de deshi-  
dratador está provisto de una válvula de seguridad, por si la  
presión en el tanque durante la operación excede de 1.5 Kg/  
cm<sup>2</sup> y también tiene conexiones para muestrear el aceite a la  
entrada y a la salida del mismo tanque. Tiene una capacidad  
diaria de unos 190 M3 y una corriente que usa de más volta--  
je que los otros dos tipos anteriores.

Deshidratador Tipo C. F. ( o de campo concentrado.- Es-  
te tanque es de la misma construcción que el de H.F. y tiene

torcer convenientemente con él. El eje tiene un movimiento de su-  
 ba y baja que se lo comunica a un balanceo B, que a su vez se  
 le acciona por un motor o bomba de vapor. Los electrodos  
 están separados una distancia media de 6 pulgadas, que se puede  
 variar, según la clase de ardo que se trate y la corriente  
 de línea del transformador T por el alambre A y entre el tan-  
 que por su parte superior a través de un tubo de porcelana R.  
 T. Un circuito automático accionado por un flotador F mantiene  
 en el circuito abierto, al menos que el tanque esté completa-  
 mente lleno con aceite, y previene, de esta manera, las chis-  
 pas que se originarían debido a la ignición de vapores del  
 aceite cuando el tanque está parcialmente lleno. El petróleo  
 circulando se calienta previamente por el calentador G y en-  
 tra al deshidratador por el tubo E, que se conecta con el tan-  
 que H después de verticalmente en el eje y va a dar entre los  
 dos electrodos, siguiendo un movimiento hacia la periferia de  
 los mismos en el propio campo eléctrico ocasionando la sepa-  
 ración de agua y aceite.

El agua se drena por el alfiler G, el aceite puro sale  
 para los tanques de almacenamiento por D. Este tipo de deshi-  
 dratador está provisto de una válvula de seguridad, por la se  
 presiona en el tanque durante la operación excede de 1.5 kg.  
 cm2 y también tiene conexiones para mostrar el aceite a la  
 entrada y a la salida del mismo tanque. Tiene una capacidad  
 diaria de unos 150 MS y un corriente que una de más volte-  
 ra que los otros dos tipos anteriores.

Deshidratador Tipo G. P. (o de campo concentrado). Este  
 se tanque se de la misma construcción que el de M.P. y tiene

los mismos accesorios y solo difiere de él en que sus electrodos son estacionarios y por lo tanto no existe el mecanismo que hace mover uno de ellos en el tipo anterior. El electrodo "vivo" es una varilla de acero y el electrodo en tierra un tubo de 3 a 7" de diámetro que rodea al otro y concéntrico, por lo tanto con él, y además unido al tanque. Están dispuestos en un plano horizontal y pueden haber varios juegos de electrodos en esta forma. El aceite emulsionado entra por un tubo vertical en el eje del tanque y se distribuye entre los diferentes electrodos a través de los espacios anulares entre ellos. El voltaje usado llega hasta 16500 volts. N<sup>o</sup> adjuntamos alguna figura ilustrativa de este deshidratador por tener la misma disposición que el anterior salvo los electrodos, no móviles, de los cuales se puede comprender fácilmente su arreglo.

Este tipo de deshidratador, tiene una variedad, que es la que utilizan dos transformadores y por lo tanto, aportan más altos potenciales. En esta variedad de C. F. el aceite emulsionado se envía bajo presión al tanque, a través de un chiflón que está colocado dentro de él y arroja el aceite directamente sobre el extremo de la varilla de acero que constituye el electrodo vivo colocada frente a dicho chiflón. La tierra lo constituye una malla metálica colocada alrededor de esa varilla-electrodo.

Deshidratador Tipo C. R. ( de anillos concéntricos. ) En este tipo, cada electrodo consiste de una serie de anillos concéntricos hechos de tubos y dispuestos en un plano horizontal, con una separación aproximada de 5". Varios juegos

los mismos accesorios y solo difiere de él en que sus electros  
 son estacionarios y por lo tanto no existe el mecanismo  
 que hace mover uno de ellos en el tipo anterior. El electrodo  
 "vivo" es una varilla de acero y el electrodo en tierra un  
 tubo de 3 a 7" de diámetro que rodea al otro y concéntrico,  
 por lo tanto con él, y además unido al tanque. Están dispues-  
 tos en un plano horizontal y pueden haber varios lugares de  
 electodos en esta forma. El aceite empujado entra por un  
 tubo vertical en el eje del tanque y se distribuye entre los  
 diferentes electodos a través de los espacios anulares entre  
 ellos. El voltaje usado llega hasta 16500 volts. W. adjunta  
 una figura ilustrativa de este deshidratador por te-  
 ner la misma disposición que el anterior salvo los electodos,  
 no móviles, de los cuales se puede comprender fácilmente su  
 arreglo.

Este tipo de deshidratador, tiene una variedad, que es  
 la que utilizan los transformadores y por lo tanto, apartan  
 más altas potencias. En esta variedad de C. R. el aceite  
 empujado se envía bajo presión al tanque, a través de un  
 orificio que está colocado dentro de él y arroja el aceite al  
 resaca sobre el extremo de la varilla de acero que cons-  
 tituye el electrodo vivo colocado frente a éste orificio. La  
 tierra lo constituye una malla metálica colocada alrededor  
 de las varillas-electodos.

Deshidratador Tipo C. R. (de anillos concéntricos). En  
 este tipo, cada electrodo consiste de una serie de anillos  
 concéntricos hechos de tubos y dispuestos en un plano hori-  
 zontal, con una separación aproximada de 8". Varios tubos

de electrodos se pueden usar, poniendo unos abajo de otros. - El aceite emulsionado es arrojado hacia arriba a los electrodos, desde una cruceta de distribución. No adjuntamos tampoco figura alguna porque su construcción y disposición en general es igual a la del H. F., así como los demás accesorios diferenciando sólo en la construcción de sus electrodos que muy bien puede comprenderse sin necesidad de una figura.

Económicamente, los deshidratadores modernos H. F., C.F. y C.R. son más desventajosos que el Cottrell en lo que respecta a costo de instalación pues aquellos lo tienen un poco más alto que este, pero estamos imposibilitados en la actualidad para poder asentar, en este trabajo, el costo exacto requerido. El costo de instalación, depende del número de unidades por usar, (que depende a la vez del porciento de la naturaleza de la emulsión), de la fuerza eléctrica usada y de la proximidad al lugar de instalación de las líneas de corriente eléctrica disponibles, del número de transformadores requeridos en la operación, del número de calderas de vapor, del número de tableros de conmutadores que se necesiten y de la cantidad de postes por levantar. Cuando no hay cerca líneas de corriente eléctrica, habrá necesidad de instalar un generador.

Este fuerte costo de instalación para los modernos equipos se ve compensado con su costo de operación que es sin embargo, un poco menor que el de Cottrell y National, pero que tampoco indicamos el monto total por ser imposible siquiera aventurar. Sólo diremos que los factores que debemos tomar en consideración para el cálculo de este costo, son: el costo de

de electores se pueden usar, poniendo unos abajo de otros. El costo de instalación es arrojado hacia arriba a los electores, pero, desde una perspectiva de distribución, no adjuntamos tampoco figura alguna porque la construcción y gastos están en general en línea con la del N. F., así como los demás aspectos diferentes a la construcción de sus electores que muy bien puede comprenderse sin necesidad de una figura.

Según lo mencionado, los gastos de instalación de los N. F., C. F. y C. R. son más desventajosos que el Control en lo que respecta a costo de instalación pues aquellos lo tienen un poco más alto que este, pero estamos imposibilitados en la actualidad para poder levantar, en este trabajo, el costo exacto respectivo. El costo de instalación, depende del número de unidades por usar, (que depende a la vez del porcentaje de la instalación de la emisión), de la fuerza eléctrica usada y de la proximidad al lugar de instalación de las líneas de corriente eléctrica disponibles, del número de transformadores requeridos en la operación, del número de cables de vapor, del número de tableros de conmutadores que se necesitan y de la cantidad de partes por levantar. Cuando no hay cables líneas de corriente eléctrica, habrá necesidad de instalar un sistema de cables.

Este fuerte costo de instalación entre los modelos aquí descritos es un inconveniente con el costo de operación que es sin embargo, un poco menor que el de Control y Nacional, pero que tampoco influyen al monto total por ser imposible adquirirlos. Los datos que los lectores que desean tomar en consideración para el cálculo de este costo, son: el costo de



la fuerza eléctrica, la cual variará en los diferentes campos y zonas petroleras, el costo del vapor para el calentamiento, el del bombeo, el de los salarios de los operadores que se necesiten, el del combustible, los intereses del capital invertido y la depreciación del equipo, variando ésta según la resistencia que oponga el mismo a la corrosión del agua salada.

En lo que respecta al funcionamiento y eficiencia técnica los deshidratadores modernos Petreco, tienen las ventajas siguientes sobre los otros tipos primitivos: poseer un mayor capacidad de tratamiento, tener un porcentaje de evaporación mínimo, no hay peligro de que se incendien los vapores de aceite formados cuando el tanque está parcialmente lleno, pues no hay aire presente en estos aparatos deshidratadores que es también causa de ello y además tiene su flotador de seguridad, no hay partes móviles dentro de los tanques y por último, usan pre-calentadores para el mejor manejo del aceite que se trata.

El tipo H.F. está adaptado para tratar emulsiones inestables de alta viscosidad, el tipo C.F. para emulsiones estables de una viscosidad relativamente baja y alta conductividad eléctrica y el tipo C.R. está adaptado para emulsiones estables de baja viscosidad y alta conductibilidad.

#### SISTEMA DE TRATAMIENTO QUIMICO.

La base sobre la que descansa el principio de este sistema de deshidratación consiste en neutralizar la acción que sobre la mezcla de fluidos ejerce el agente emulsificante y que para neutralizarla se necesita otra substancia química preparada especialmente y cuya composición es variada.

la forma eléctrica, la cual varía en los diferentes campos y como resultado, el costo del vapor para el calentamiento, el del bombeo, el de los salarios de los operarios que se no costan, el del combustible, los intereses del capital invertido y la depreciación del equipo, variando ésta según la resistencia que oponga el mismo a la corrosión del agua salada.

En lo que respecta al funcionamiento y eficiencia térmica de los deshidratadores rotatorios, tienen las ventajas siguientes sobre los otros tipos primitivos: poseer un mayor grado de tratamiento, tener un porcentaje de evaporación mínimo, no hay peligro de que se incendien los vapores de agua formados cuando el tanque está parcialmente lleno, pues no hay aire presente en estos aparatos deshidratadores que se también causa de olor y además tiene su flujador de seguridad, no hay partes móviles dentro de los tanques y por último, usan pre-calentadores para el mejor manejo del aceite que se trata.

El tipo H.F. está adaptado para tratar emulsiones acuosas de alta viscosidad, el tipo G.F. para emulsiones de alta de una viscosidad relativamente baja y alta conductividad eléctrica y el tipo G.E. está adaptado para emulsiones de alta viscosidad y alta conductividad.

**SISTEMA DE TRATAMIENTO QUÍMICO.**

La base sobre la que descansa el principio de este sistema de deshidratación consiste en neutralizar la acción que sobre la mezcla de líquidos ejerce el agua emulsionante y de esta neutralización se resaca otro subproducto que más tarde se separa y cuya composición es variable.

Se han hecho gran cantidad de experimentos con ciertos compuestos químicos para dar con la substancia más efectiva como deshidratante del aceite. Ya hemos explicado en el capítulo II, la manera como acciona el agente emulsificante y ahora toca conocer la acción de la substancia química desemulsificante. Esta acción del compuesto elaborado con fines deshidratantes, se dirige contra la interface del agua emulsionada y aceite que la rodea, usándose cuerpos químicos que rompan, coagulen o disuelvan la película de aceite que rodea a las gotitas de agua en suspensión. Algunas substancias tienen una doble acción, aunque solo una sea la más importante y que es la primera que verifican.

Vamos a citar algunas de las substancias químicas que tienen algunas de las propiedades desemulsificantes de que hablamos en el párrafo anterior:

Cloruro de calcio, que forma con el agua un nuevo cuerpo que se asienta, convirtiendo el agua emulsionada en agua libre pero su acción es hasta hoy dudosa y por eso su uso se limita.

Cloruro de Sodio, Sulfato ferroso y sulfato de sodio, que tienen por objeto provocar floculación de la película de aceite que rodea al agua. Reúne el agente emulsificante en grandes grupos, causando la ruptura de la emulsión. Estos compuestos químicos, tienen la desventaja de no ser eficientes, para las emulsiones estables.

Hidróxido de sodio, Bicarbonato de Sodio y Oxido de Calcio, que reaccionan con algunas sales en el agua y producen precipitados que tienden a romper la emulsión, aunque tienen

En las hechas experiencias con ciertos com-  
 puestos químicos para dar con la substancia más efectiva como  
 desinfectante del agua. Ya hemos explicado en el capítulo  
 II, la manera como se forma el agente emulsificante y ahora to-  
 ca conocer la acción de la substancia química desinfectante.  
 Esta acción del compuesto elaborado con fines desinfecta-  
 ntos, se dirige contra la materia del agua emulsionada  
 y actúa que la rotan, formando cuerpos químicos que rompen  
 coagulan e disminuyen la película de aceite de agua y las  
 gotitas de agua en suspensión. Algunas substancias tienen un  
 modo de acción, cuando solo una sea la más importante y que  
 en la mayoría de los casos.

Vamos a citar algunas de las substancias químicas que  
 tienen algunas de las propiedades desinfectantes de que ha-  
 blamos en el capítulo anterior:

Cloruro de calcio, que forma con el agua un nuevo compo-  
 sto que se llama, convirtiéndose el agua emulsionada en agua  
 libre pero su acción es hasta hoy dudosa y por eso se usa se-  
 llamente.

Cloruro de sodio, sulfato ferrico y sulfato de sodio,  
 que tienen por objeto provocar flocculación de la película de  
 aceite que rodea al agua. Hecho el agente emulsificante en  
 grandes proporciones, causando la ruptura de la emulsión. Hemos  
 comprobado que algunas, tienen la desventaja de no ser efica-  
 ces, para las emulsiones estables.

Hipoclorito de sodio, bicarbonato de sodio y oxido de cal  
 que reaccionan con algunas sales en el agua y producen  
 precipitados que tienen a romper la emulsión, cuando tienen

el inconveniente de que un exceso de álcali tendería a formar emulsión. Estas sustancias reaccionan con los ácidos nafténicos, destruyendo a la película de aceite alrededor de las esferitas de agua emulsionada.

Acido Sulfúrico, Acido acético, Cloruro férrico y Nitrato férrico, que son electrolitos químicos. Usados, si se acepta la teoría de que las gotas de agua de la emulsión están -- cargadas eléctricamente y tienen por objeto, entonces, neutralizar esta carga. Pero parece que no son buenos para aplicarse en la deshidratación de cantidades comerciales de aceite.

Bisulfuro de carbono, benzol, acetona, alcohol, éter, - tetracloruro de carbono y gasolina que tienen una acción a -- biertamente disolvente. Tienen el inconveniente de tener una baja eficiencia económica, pues puede suceder que el costo -- del volumen del solvente requerido para tratar un metro cúbico de aceite emulsionado, sea mayor que el que tenga el aceite ya desemulsificado obtenido de ese metro cúbico. Es por -- eso, que no se usan comercialmente estos solventes para el -- tratamiento de deshidratación.

Oxido de fierro, sílice y arcilla finamente divididas, - jabones de sodio, resina y jabones resinosos, material albu -- minoso, gomas, almidón y sulfonatos de ciertos ácidos orgá -- nicos, que tienen una eficaz acción físico-química, que se -- basa en gran parte en la tensión superficial de los dos lí -- quidos por separar. La explicación de las reacciones que se verifican, está dentro del campo de la Química Coloidal, que no compete a este trabajo, pero sin embargo, diremos que es -- tas sustancias, son las que han sido aceptadas satisfacto --

de inmovilizantes de un exceso de álcali tendiendo a formar emulsión. Estas emulsiones reaccionan con los ácidos orgánicos, destruyéndose la película de aceite alrededor de las esferas de agua emulsionada.

Acido Guárico, Acido Acético, Cloruro Férrico y Nitro-  
to Férrico, que son electrolitos débiles. Usados, si se agrega la teoría de que las gotas de agua de la emulsión están cargadas eléctricamente y tienen por objeto, entonces, neutralizar esta carga. Pero parece que no son buenos para aplicarlos en la deshidratación de emulsiones complejas de aceites.

Resulfuro de carbono, bencol, acetona, alcohol, éter,  
tetracloreto de carbono y acetona que tienen una acción astringente débil. Tienen el inconveniente de tener una baja eficiencia económica, pues puede suceder que el costo del volumen del solvente requerido para tratar un metro cúbico de aceite emulsionado, sea mayor que el que tenga el aceite en descomulgado obtenido de ese metro cúbico. En consecuencia, que no se usan generalmente estos solventes para el tratamiento de deshidratación.

Oxido de hierro, alúmina y arcillas finamente divididas,  
óxido de sodio, resina y jabones resinosos, material aluminoso, óxido de aluminio y sulfonatos de ciertos ácidos orgánicos, que tienen una acción física débil, que se debe en gran parte en la formación superficial de las gotas de aceite por coagular. La explicación de las reacciones que se verifican, está dentro del campo de la Química Coloidal, que no compete a este trabajo, pero sin embargo, diremos que las emulsiones, son las que han sido aceptadas satisfactoriamente.

riamente en los modernos tratamientos de emulsiones. Se han hecho compuesto químicos combinados de algunas sustancias - de este último grupo citado, y de ellos ha salido uno que ha tenido gran aplicación tanto en el extranjero como en México. A este compuesto deshidratante se le ha dado el nombre de - - TRET-O-LITE, y su fórmula correspondiente es, según Ralph R. Matthews y Philip A. Crosby en su trabajo titulado "Recovering petroleum from emulsions by chemical treatment", la siguiente:

Fórmula de Tret-O-Lite

Oleato de sodio .....	83.00	%
Resinato de sodio.....	5.50	"
Silicato de sodio .....	5.00	"
Fenol.....	4.00	"
Parafina.....	1.50	"
Agua.....	1.00	"

W. S. Barnickel en su trabajo titulado "Sulphamates for Dehydration" considera al Tret-O-Lite como un "ácido craso - modificado, producido por la sulfonación de un ácido craso - con subsecuente neutralización en la formación de sales y - - ésteres.

Dentro del Tret-O-Lite, existen varios grados según su manera de actuar, siendo algunos grados, líquidos y otros sólidos y también pueden ser solubles en agua o en aceite. El producto se vende en el mercado en tambores de 50 galones.

Conviene hacer notar en estas líneas que en México se elabora en la actualidad un compuesto deshidratante en la - - Refinería de Minatitlán, llamado compuesto "C" y que ha sido el sustituto del Tret-O-Lite para la deshidratación de los aceites de la Zona Sur desde hace unos 10 años y del cual ha-

planteo en los modernos tratamientos de emulsiones. Se han hecho compuesto químico compuestos de algunas sustancias de este último grupo citados, y de ellos ha salido uno que ha tenido gran aplicación tanto en el extranjero como en México. A este compuesto deshidratante se le ha dado el nombre de TRET-O-LITE, y su fórmula correspondiente es, según Ralph R. Matthews y Philip A. Crosby en su trabajo titulado "Recovering Petroleum from emulsions by chemical treatment", la siguiente:

Fórmula de TRET-O-LITE

83.00	kg	Cloruro de sodio
5.50	"	Resorcina de sodio
5.00	"	Sulfato de sodio
4.00	"	Fenol
1.50	"	Parafina
1.00	"	Agua

W. R. Barnickel en su trabajo titulado "Sulphamates for Dehydration" considera al TRET-O-Lite como un "ácido grasoso" neutralizado, producido por la sulfonación de un ácido grasoso con subsecuente neutralización en la formación de sales y ésteres.

Dentro del TRET-O-Lite, existen varios grados según su manera de actuar, siendo algunos grasos, líquidos y otros sólidos y también pueden ser solubles en agua o en aceites. El producto se vende en el mercado en tambores de 50 galones. Conviene hacer notar en estas líneas que en México se elabora en la actualidad un compuesto deshidratante en la Refinería de Mineralía, llamado compuesto "C" y que ha sido el sustituto del TRET-O-Lite para la deshidratación de los aceites de la Zona Sur desde hace unos 10 años y del cual ha-



blaromos extensamente en el capítulo siguiente.

Sea cual fuere el cuerpo químico usado en la desemulsificación del crudo, la eficiencia de ésta depende de la naturaleza del aceite y de la temperatura del tratamiento. Dentro de la naturaleza del aceite podemos incluir, la gravedad específica, la viscosidad, el porcentaje de sedimento y la estabilidad o inestabilidad de la emulsión. Los aceites de alta gravedad específica y de alta viscosidad, tienen siempre más dificultad para deshidratarse por el método químico que los de baja gravedad y baja viscosidad. Entre mayor sea el porcentaje de agua y sedimento, mayor será la cantidad de compuesto químico usado. Entre mayor sea la resistencia que opone el agente emulsificante, es decir, entre mayor sea la estabilidad de la emulsión, menos eficiente es el compuesto químico usado. La temperatura de tratamiento debe ser tal, que el aceite sea deshidratado lo más económicamente posible, y para esto, debemos tomar en cuenta el combustible y cantidad de él que se necesita para producir el calentamiento, y por otro lado debemos tomar en cuenta la evaporación sufrida. Si crece la temperatura, crece la evaporación también, así como la cantidad de combustible, pero en cambio disminuye la cantidad de compuesto químico usado y por lo tanto es un ahorro. Si disminuimos la temperatura claro que disminuye la evaporación y la cantidad de combustible usado, pero aumentará el consumo de compuesto químico.

Los métodos utilizados en el sistema de deshidratación por tratamiento químico, para inyectar el deshidratante en la masa del aceite, son diferentes, pues puede inyectarse al

planteo en los modernos procedimientos de emulsiones. Se han hecho compuestos químicos combinados de algunas sustancias de este último grupo citados, y de ellos se sabe que también gran aplicación tanto en el extranjero como en México. A este compuesto deshidratante se le ha dado el nombre de TRET-O-LITE, y su fórmula correspondiente es, según Ralph R. Matthews y Philip A. Crosby en su trabajo titulado "Recovering Petroleum from emulsions by chemical treatment", la siguiente:

Fórmula de Tret-O-Lite

1.00	"	Agua.....
1.50	"	Parafina.....
4.00	"	Fenol.....
5.00	"	Sulfato de sodio.....
5.50	"	Resina de sodio.....
55.00	¢	Cleato de sodio.....

W. E. Barnickel en su trabajo titulado "Sulphamates for Dehydration" considera al Tret-O-Lite como un "sólido grueso" moleculoso, producido por la sulfonación de un ácido grueso con subsecuente neutralización en la formación de sales y sales.

Dentro del Tret-O-Lite, existen varios grados según su manera de actuar, siendo algunos gruesos, líquidos y otros sólidos y también pueden ser solubles en agua o en aceite. El producto se vende en el mercado en tambores de 50 galones. Conviene hacer notar en estas líneas que en México se elabora en la actualidad un compuesto deshidratante en la Refinería de Mineralía, llamado compuesto "C" y que ha sido el sustituto del Tret-O-Lite para la deshidratación de los aceites de la Zona Sur desde hace unos 10 años y del cual ha-

blaromos extensamente en el capítulo siguiente.

Sea cual fuere el cuerpo químico usado en la desemulsificación del crudo, la eficiencia de ésta depende de la naturaleza del aceite y de la temperatura del tratamiento. Dentro de la naturaleza del aceite podemos incluir, la gravedad específica, la viscosidad, el porcentaje de sedimento y la estabilidad o inestabilidad de la emulsión. Los aceites de alta gravedad específica y de alta viscosidad, tienen siempre más dificultad para deshidratarse por el método químico que los de baja gravedad y baja viscosidad. Entre mayor sea el porcentaje de agua y sedimento, mayor será la cantidad de compuesto químico usado. Entre mayor sea la resistencia que opone el agente emulsificante, es decir, entre mayor sea la estabilidad de la emulsión, menos eficiente es el compuesto químico usado. La temperatura de tratamiento debe ser tal, que el aceite sea deshidratado lo más económicamente posible, y para esto, debemos tomar en cuenta el combustible y cantidad de él que se necesita para producir el calentamiento, y por otro lado debemos tomar en cuenta la evaporación sufrida. Si crece la temperatura, crece la evaporación también, así como la cantidad de combustible, pero en cambio disminuye la cantidad de compuesto químico usado y por lo tanto es un ahorro. Si disminuimos la temperatura claro que disminuye la evaporación y la cantidad de combustible usado, pero aumentará el consumo de compuesto químico.

Los métodos utilizados en el sistema de deshidratación por tratamiento químico, para inyectar el deshidratante en la masa del aceite, son diferentes, pues puede inyectarse al

firmos extensamente en el capítulo siguiente.

En cual parte de cuerpo químico usado en la deshidratación del crudo, la eficiencia de ésta depende de la naturaleza del aceite y de la temperatura del tratamiento. Dentro de la naturaleza del aceite podemos incluir, la gravedad específica, la viscosidad, el porcentaje de sedimento y la cantidad o inestabilidad de la emulsión. Los aceites de alta gravedad específica y de alta viscosidad, tienen algunas más dificultades para deshidratarse por el método químico que los de baja gravedad y baja viscosidad. Entre mayor sea el porcentaje de agua y sedimento, mayor será la cantidad de compuesto químico usado. Entre mayor sea la resistencia que opere el agente emulsificante, es decir, entre mayor sea la estabilidad de la emulsión, menor eficiencia es el compuesto químico usado. La temperatura de tratamiento debe ser tal, que el aceite sea deshidratado lo más económicamente posible, y para esto, debemos tomar en cuenta el combustible y cantidad de él que se necesita para producir el calentamiento, y por otro lado debemos tomar en cuenta la evaporación sufrida. Si crece la temperatura, crece la evaporación también, así como la cantidad de compuesto químico, pero en cambio disminuye la cantidad de compuesto químico usado y por lo tanto es un ahorro. Si disminuimos la temperatura para disminuir la evaporación y la cantidad de combustible usado, pero aumentará el consumo de compuesto químico.

Los métodos utilizados en el sistema de deshidratación por tratamiento químico, para mejorar el deshidratante en la masa del aceite, son diferentes, pues puede introducirse el

pozo mismo, puede inyectarse a la salida de éste, o puede inyectarse a toda la producción del campo en una planta central de deshidratación. A veces también se trata el aceite emulsionado, al salir del campo productor, inyectando el deshidratante en el oleoducto, para que se verifique la desemulsificación en el recorrido del campo a su destino cuando se bombea la producción, caso en el cual la deshidratación es deficiente.

En el primer método, o sea el de inyectar el deshidratante dentro del pozo mismo, existe la ventaja de que aquel actúa como un preventivo en la formación de la emulsión, y que en otros casos actúa aún cuando ésta está muy fresca, es decir, cuando se acaba de formar, además de que se obtiene una mejor mezcla del aceite emulsionado y el deshidratante. Pero tiene la gran desventaja de tener un alto costo de distribución, del deshidratante, pues ésta se hace a cada pozo, y se necesitaría entonces un trabajo extra y un sistema de conducción especial para el compuesto químico usado. Respecto al segundo método, o sea el de inyección en la boca del pozo, para que la desemulsificación se verifique en el recorrido hacia las baterías, podemos decir que tiene un no menos elevado costo de distribución que en el anterior caso. De lo anterior deducimos entonces, que la mejor manera de efectuar la deshidratación es centralizándola para toda la producción del campo, cosa que se logra instalando una planta central deshidratadora. En esta planta la mezcla del deshidratante y el aceite se efectúa en tanques y la inyección se puede hacer también en éstos o en las líneas de conducción antes de

como mismo, puede inyectarse a la salida de éste, o puede in-  
 yectarse a toda la producción del campo en una planta central  
 de deshidratación. A veces también se trata el aceite emulsi-  
 nado, al salir del campo productor, inyectando el deshidrata-  
 dor en el oleoducto, para que se verifique la desemulsifica-  
 ción en el recorrido del campo a su destino cuando se bombea  
 la producción, caso en el cual la deshidratación es deficiente.

En el primer método, o sea el de inyectar el deshidratador  
 al centro del pozo mismo, existe la ventaja de que se evita  
 que como un preventivo en la formación de la emulsión, y que  
 en otros casos se está aún cuando ésta está muy fresca, es de-  
 cir, cuando se acaba de formar, además de que se obtiene una  
 mejor mezcla del aceite emulsionado y el deshidratante. Pero  
 tiene la gran desventaja de tener un alto costo de distribu-  
 ción, del deshidratante, pues éste se hace a cada pozo, y se  
 necesitan entonces un trabajo extra y un sistema de con-  
 ductos especiales para el compuesto químico usado. Respecto al  
 segundo método, o sea el de inyección en la boca del pozo,  
 para que la desemulsificación se verifique en el recorrido  
 hacia las baterías, podemos decir que tiene un no menor al-  
 to costo de distribución que en el anterior caso. De lo an-  
 terior debemos entonces afirmar, que la mejor manera de efectuar  
 la deshidratación es centralizándola para toda la producción  
 del campo, cosa que se logra instalando una planta central  
 de deshidratación. En esta planta la mezcla del deshidratante  
 y el aceite se efectúa en tanques y la inyección se realiza  
 con también en éstos o en las líneas de conducción antes de

entrar a estos. Las figuras 22 y 23 muestran instalaciones típicas de deshidratación por tratamiento químico usadas en EE.UU. y que tienen cierta semejanza con las usadas en México, de las cuales nos ocuparemos en el capítulo siguiente con todo detalle.

La Fig. 22 muestra la inyección del deshidratante en la cabeza del pozo, mientras que la Fig. 23 muestra el método cuando la inyección se hace a toda la producción del campo en una Planta Central. Refiriéndonos a la primera de estas figuras, diremos, que el petróleo crudo emulsionado, sale del pozo a través de la tubería F y en el punto I, es inyectado con compuesto químico (Tret-O-Lite) que llega a ese lugar por gravedad debido a que intencionalmente el recipiente de Tret-O-Lite está colocado a una altura de metro o metro y medio sobre la línea de descarga del pozo. El crudo ya inyectado, pasa al tanque de tratamiento A, al cual entra por la parte inferior y se dispersa hacia arriba en una especie de atomización. La mezcla se verifica allí de una manera íntima y eficaz, drenándose el agua libertada por M y pasando el aceite puro o casi puro al tanque de calibración B. En la segunda de esas figuras, el tanque R, recibe la producción del campo, que se envía a una fosa, de donde la toma la bomba D, la que por un dispositivo sencillo también succiona el deshidratante almacenado en C, al mismo tiempo que succiona S verificándose la mezcla antes de llegar al calentador E de donde pasa al tanque central de tratamiento M, en el cual se drena el agua libertada por O, y el aceite puro pasa al tanque de almacenamiento N. Las Plantas de Deshidratación química usa-

entre otros, las figuras 22 y 23 muestran instalaciones tí-  
 - - - - -  
 pias de distribución por tratamiento químico y en -  
 M.U. y que tienen otras semejanzas con las hechas en México,  
 de las cuales nos ocuparemos en el capítulo siguiente con todo  
 detalle.

La Fig. 22 muestra la instalación del deshidratante en la  
 cámara del pozo, mientras que la Fig. 23 muestra el método --  
 nuevo de la instalación de la cámara de producción del campo -  
 en una planta central. Refiriéndonos a la primera de estas fi-  
 guras, diremos, que el petróleo crudo emulsionado, sale del -  
 pozo a través de la tubería B y en el punto I, se encuentra  
 con el compuesto químico (Trot-Lite) que llega a ese lugar por  
 gravedad debido a que anteriormente el recipiente de Trat-  
 o-Lite está colocado a una altura de metro o metro y medio por  
 encima de la línea de descarga del pozo. El crudo ya inyectado, pa-  
 sa al tanque de tratamiento A, al cual entra por la parte -  
 inferior y se dispone hacia arriba en una especie de columna  
 ordenada. La mezcla se vertifica allí de una manera íntima y efie-  
 caz, formando el agua liberada por M y pasando el resto  
 como el agua libre al tanque de calificación B. En la segunda -  
 de estas figuras, el tanque R, recibe la producción del campo,  
 que se envía a una fosa, de donde se toma la bomba D, la que  
 con un dispositivo especial también succiona el deshidratante  
 ya almacenado en C, al mismo tiempo que succiona E vertical-  
 mente la mezcla antes de llegar al clarificador G de donde -  
 pasa el líquido central de tratamiento M, en el cual se libera  
 el agua liberada por O, y el resto, pero para el tanque de  
 tratamiento N, las flujos de las tuberías químicas usan



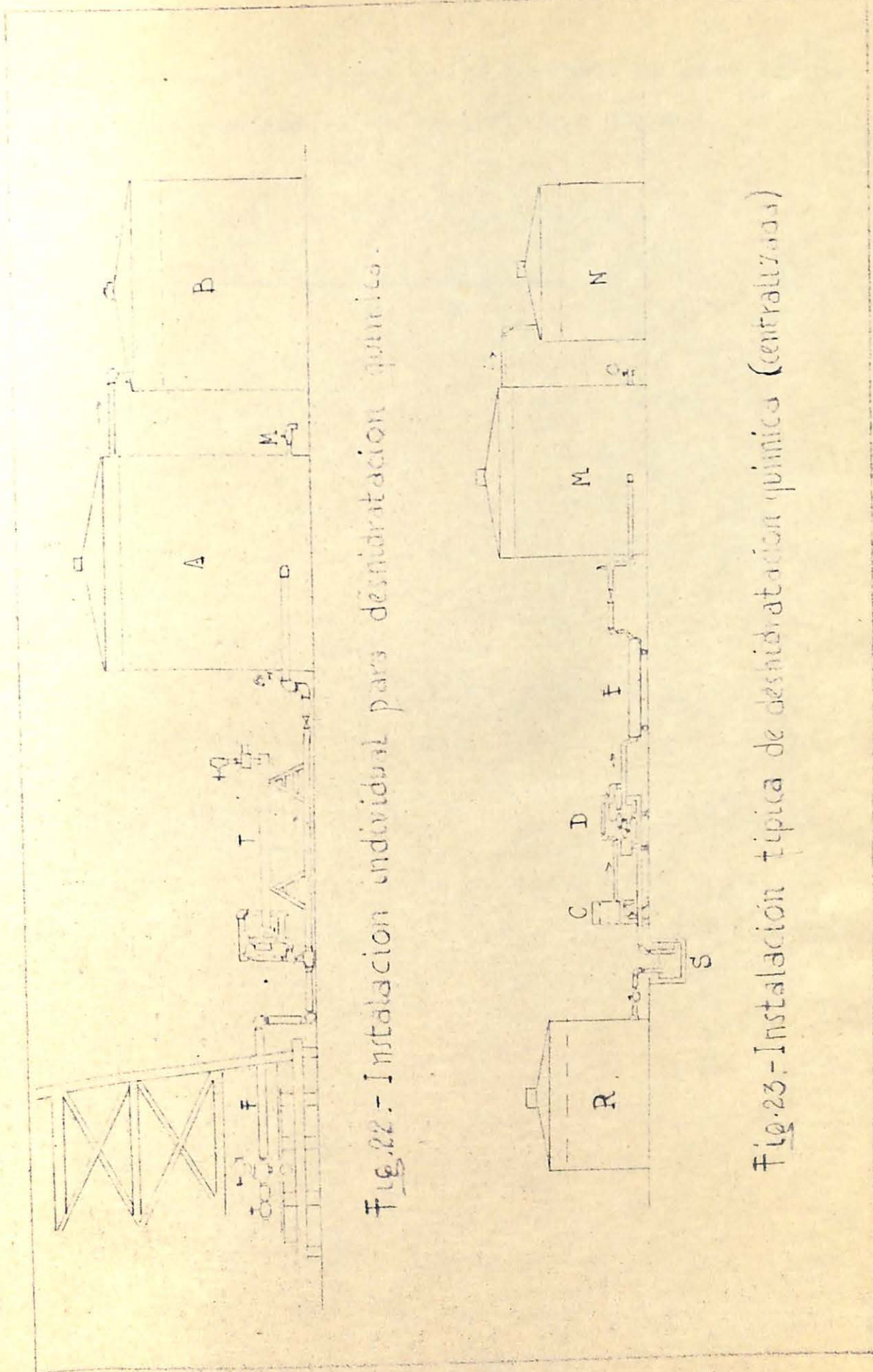


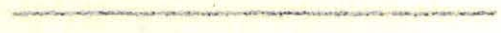
Fig. 22.- Instalacion individual para deshidratacion quimica.

Fig. 23.- Instalacion tipica de deshidratacion quimica (centralizada).



das en México, varían un poco de la descrita en esta figura y de ellas nos ocupamos en el capítulo que sigue.

que en México, según un poco de la descripción en esta figura  
y de ellas nos acordamos en el capítulo que sigue.



CAPITULO IV.

**EL SISTEMA DE DESHIDRATACION QUIMICA EN MEXICO.  
DESHIDRATANTES USADOS.**

a.- GENERALIDADES.

El sistema de deshidratación química es el que se usa únicamente en los campos petroleros del Istmo. El primer campo en donde se aplicó, fué Filisola y más tarde tuvo su aplicación también en Tonalá y por último en El Plan.

En el campo de Filisola se observó, que a medida que la vida de sus pozos se prolongaba, el aceite que producían cada día contenía más cantidad de agua salada en suspensión y llegó a un 7% teniendo esta agua, hasta 200 gramos de sal -- por litro, y por lo tanto esto era motivo de muy serios trastornos en la refinación del crudo producido por dicho campo pues en los alambiques de la Refinería de Minatitlán, Ver., - donde era enviado para refinarlo, se recogían diariamente -- hasta 6 toneladas de sal.

Creyéndose que el agua producida era sólo agua en suspensión se intentó separarla por gravedad, pero como fallara este procedimiento se compró entonces la presencia de -- agua emulsionada y se dispuso desde luego estudiar la manera de remediar esta situación mediante un método adecuado para efectuar la desemulsificación de dicho aceite. Como precaución se ordenó cerrar aquellos pozos que produjeran un mayor porcentaje de agua salada y después se procedió a efectuar -- una serie de experimentos y estudios, que dieron por resultado la aplicación del sistema químico de deshidratación. Estos experimentos y estudios fueron ordenados por la Cia. Mexicana de Petróleo El Aguila que entonces operaba en esa Zo-

CAPITULO IV.

EL SISTEMA DE DESHIDRATACION QUIMICA EN MEXICO.  
DESIGNACIONES USADAS.

2. - GENERALIDADES.

El sistema de deshidratación química es el que se usa  
principalmente en los campos petroleros del Istmo. El primer campo  
en donde se aplicó, fue Piliola y más tarde tuvo su apli-  
cación también en Tonala y por último en El Finca.

En el campo de Piliola se observó, que a medida que la  
vida de una poza se prolongaba, el aceite que producían ca-  
ba de día contenía más cantidad de agua salada en suspensión y  
llegó a un 75 centavo esta agua, hasta 200 gramos de sal  
por litro, y por lo tanto era motivo de muy serios tras-  
tornos en la refinación del crudo producido por dicho campo  
que en los alambiques de la Refinería de Minatitlán, Ver.,  
donde era enviado para refinarlo, se recogían diariamente  
hasta 6 toneladas de sal.

Creyéndose que el agua producida era sólo agua en sus-  
pensión se intentó separarla por gravedad, pero como fallara  
este procedimiento se compró entonces la prensa de - -  
agua emulsionada y se dispuso desde luego estudiar la manera  
de remediar esta situación mediante un método adecuado para  
eliminar la emulsificación de dicho aceite. Como proce-  
dido se ordenó cerrar aquellas pozas que produjeran un mayor  
porcentaje de agua salada y después se procedió a efectuar  
una serie de experimentos y estudios, que dieron por resulta-  
do la aplicación del sistema químico de deshidratación. En  
los experimentos y estudios fueron ordenados por la Cia. Me-  
xicana de Petróleo El Aguila que entonces operaba en ese ter-

na. El compuesto químico deshidratante que se convino en usar fué el Tret-O-Lite del cual ya hemos hablado en el Capítulo anterior, que más tarde lo substituyeron por un compuesto químico elaborado en nuestro País, como más adelante veremos.

Después de haberse escogido el tratamiento químico como remedio del aceite emulsionado, se pensó entonces en el método que debería ser usado para hacer dicho tratamiento, es decir, si se inyectaba el deshidratante en los pozos individualmente, o si se inyecta a toda la producción del campo en conjunto. Se intentó en primer lugar, introducir dentro de cada pozo cuya proporción de agua salada era muy grande, la solución de Tret-O-Lite, pero en los diversos intentos hechos, no se notó alguna disminución en el porcentaje de la emulsión. Las ventajas y desventajas de este método de aplicación de los deshidratantes, ya las discutimos en el capítulo anterior. Se intentó entonces, hacer la inyección de Tret-O-Lite puro en la salida del pozo, y de esta manera el tratamiento se verificaba en el trayecto del pozo a las baterías dentro de las líneas de descarga. La mezcla del Tret-O-Lite y el aceite se hacía llegar en esa forma hasta un tanque al cual entraban por la parte inferior, cerca del fondo. Este método de tratamiento llevó a los técnicos a resultados satisfactorios, pero no conformes aún, se hizo un nuevo experimento y que consistió en tratar la producción total del campo en conjunto y no individualmente como se había hecho hasta entonces. Para esto, se hizo una mezcla de 180 litros de Tret-O-Lite y 7500 litros de agua diariamente, bombeándose -

na. El compuesto químico deshidratante que se envino en v-  
 ser los el Tret-O-Lite del cual ya hemos hablado en el Capí-  
 tulo anterior, que más tarde lo substituyeron por un compues-  
 to químico elaborado en nuestro país, como más adelante vere-  
 mos.

Después de haberse escogido el tratamiento químico como  
 método del aceite emulsionado, se pensó entonces en el mé-  
 to que debería ser usado para hacer dicho tratamiento, es de-  
 cir, si se inyectaba el deshidratante en los pozos lativi-  
 bualmente, o si se inyecta a toda la producción del campo en  
 conjunto. Se intentó en primer lugar, introducir dentro de  
 cada pozo cuya proporción de agua salada era muy grande, la  
 solución de Tret-O-Lite, pero en los diversos intentos hechos  
 no se notó alguna disminución en el porcentaje de la emul-  
 sión. Las ventajas y desventajas de este método de aplica-  
 ción de los deshidratantes, ya las discutimos en el capítulo  
 anterior. Se intentó entonces, hacer la inyección de Tret-  
 O-Lite puro en la salida del pozo, y de esta manera el trata-  
 miento se verificaba en el trayecto del pozo a las baterías  
 dentro de las líneas de descarga. La mezcla del Tret-O-Lite  
 y el aceite se hacía llegar en esa forma hasta un tanque al  
 cual entraban por la parte inferior, cerca del fondo. Este  
 método de tratamiento llevó a los técnicos a resultados satis-  
 factorios, pero no conformes aún, se hizo un nuevo experi-  
 mento y que consistió en tratar la producción total del cam-  
 po en conjunto y no individualmente como se había hecho has-  
 ta entonces. Para esto, se hizo una mezcla de 180 libras de  
 Tret-O-Lite y 7500 libras de agua destilada, bombéandose



esta mezcla en forma continua junto con la producción total diaria del campo a un tanque donde se dejaba reposar para que se verificara la separación del agua y el aceite como resultado de la inyección de la mezcla agua-deshidratante. El crudo separado aquí como libre ya de agua, era pasado a otro -- tanque del cual se podía surtir a la Refinería. De esta manera, el tratamiento se verificaba en la tubería de bombeo y durante el recorrido que hacían la mezcla y el aceite emulsionado de la estación de bombeo No. 2 hasta la terminal en la boca del estero de Francita. De estos dos últimos procedimientos usados para la inyección del deshidratante se adoptó en definitiva el de tratamiento de la producción de los pozos en conjunto pues el tratamiento individual aunque da buenos resultados es muy dilatado, y quizá antieconómico.

Este método adoptado en definitiva, se fué modificando -- conforme aumentaban las necesidades del campo de que se trata hasta llegar a convertirse en una planta deshidratadora -- en forma, como lo veremos en este capítulo en páginas posteriores.

La deshidratación química se extendió después al campo de Tonalá, dando resultados inmejorables, hasta que este sistema llegó a tener un alto grado de perfección en los dos -- campos citados. En el campo de El Plan se aplica también en la actualidad el tratamiento químico para deshidratar aceite producido, aunque sin llegar en nuestro concepto a los resultados deseados, y que es debido indudablemente a que no existe una instalación para tratamiento adecuada y de la cual hablaremos ampliamente en el capítulo siguiente, por ser uno --

esta mezcla en forma continua junto con la producción total  
 hacia el campo a un tanque donde se deja reposar para que  
 se verifique la separación del agua y el aceite como resul-  
 tado de la inversión de la mezcla agua-deshidratante. El cru-  
 do separado aquí como libre ya de agua, era pasado a otro  
 tanque del cual se podía partir a la Refinería. De esta mane-  
 ra, el tratamiento se verificaba en la tubería de bombas y  
 durante el recorrido que hacen la mezcla y el aceite emul-  
 sionado de la estación de bombas No. 2 hasta la terminal en  
 la boca del estero de Francisco. De estos dos últimos procedi-  
 mientos usados para la inversión del deshidratante se adoptó  
 en definitiva el de tratamiento de la producción de los po-  
 zos en conjunto pues el tratamiento individual resulta de me-  
 nos resultados a muy dilatado y altos anticorrosivos.

Este método adoptado en definitiva, se fue modificando  
 conforme aumentaban las necesidades del campo de que se tra-  
 ta hasta llegar a convertirse en una planta deshidratadora  
 en forma, como lo veremos en este capítulo en páginas poste-  
 riores.

La deshidratación primitiva se extendió después al campo  
 de Tenali, dando resultados inmediatos, hasta que este sta-  
 tus llegó a tener un alto grado de perfección en los dos  
 campos citados. En el campo de El Plan se aplicó también en  
 la actualidad el tratamiento primitivo para deshidratar acor-  
 producido, cuando aún llegar en nuestro concepto a los resul-  
 tados deseados, y que es debida indudablemente a que no exis-  
 te una instalación para tratamiento adecuada y de la cual ha-  
 blamos ampliamente en el capítulo siguiente, por ser una

de los objetos principales de este trabajo.

b.- DESHIDRATANTES USADOS.

Hemos visto hasta aquí, que el Tret-O-Lite fué usado en un principio como deshidratante químico y su uso se extendió amplia y satisfactoriamente a los diversos campos que lo necesitaron en sus plantas deshidratadoras respectivas. Allá - por el año de 1932, las compañías petroleras extranjeras que operaban en la zona sur decidieron emprender investigaciones técnicas encaminadas a encontrar un sustituto del Tret-O- - Lite que por lo tanto diera los mismos resultados, y que fue- ra elaborado en mismo México, y de esta manera tener una ven- taja económica en la deshidratación de los crudos del sur. - Pruebas de laboratorio hechas en la refinería de Minatitlán, Ver., con crudos de Filisola dieron por resultado la elabora- ción de dos compuestos químicos, el llamado compuesto "A" y el llamado compuesto "C". El compuesto "A" era descrito por los químicos de la Refinería, como un "amonio neutralizado"- y era elaborado con el residuo del crudo de Filisola. El com- puesto "C" fué descrito como "sosa cáustica neutralizada y - también teniendo como base en su elaboración el crudo de Fi- lisola. Se procedió a probarlas en el campo mismo de Filiso- la y como se informó desde luego que el compuesto "C" era el más barato y su elaboración más fácil, la primera prueba fué hecha con este compuesto.

Se vió que, como consecuencia de un estudio comparativo de tratamientos y resultados de ellos, la relación en que se obtenían estos satisfactoriamente era de un volumen de com- puesto por 1 700 volúmenes de aceite tratado. Una relación - de 1 a 2000 tenía resultados dudosos y arriba de esta rela--

de los efectos principales de este trabajo.

6.- EXPERIMENTALES USADOS.

Hemos visto hasta aquí, que el Test-O-Lite fue usado en un principio como deshidratante químico y su uso se extendió a amplia y satisfactoriamente a los diversos campos que lo necesitan en sus plantas deshidratadoras respectivas. ALLÍ por el año de 1932, las compañías petroleras extranjeras que operaban en la zona sur decidieron emprender investigaciones técnicas encaminadas a encontrar un sustituto del Test-O-Lite que por lo tanto diera los mismos resultados, y que fuera elaborado en México, y de esta manera tener una ventaja económica en la deshidratación de los crudos del sur. Pruebas de laboratorio hechas en la Refinería de Minatitlán, Ver., con crudos de Pilitas dieron por resultado la elaboración de los compuestos químicos, el llamado compuesto "A" y el llamado compuesto "G". El compuesto "A" era descrito por los químicos de la Refinería, como un "amonio neutralizado" y era elaborado con el residuo del crudo de Pilitas. El compuesto "G" fue descrito como "sosa sódica neutralizada" y también teniendo como base en su elaboración el crudo de Pilitas. Se procedió a probarlos en el campo mismo de Pilitas y como se informó arriba luego que el compuesto "G" era el más barato y su elaboración más fácil, la primera prueba fue hecha con este compuesto.

Se vio que, como consecuencia de un estudio comparativo de tratamientos y resultados de ellos, la relación en que se obtenían estos satisfactoriamente era de un volumen de compuesto por 1 700 volúmenes de aceite tratado. Una relación de 1 a 2000 tenía resultados buenos y ciertos de este tipo.

ción los resultados no eran aceptables. También se llegó a la conclusión de que el aceite tratado con compuesto "C" tenía un período de asentamiento mucho más corto que el tratado con Tret-O-Lite.

En aquel entonces se hicieron comparaciones económicas y resultó que un tambor de Tret-O-Lite de una capacidad de cerca de 200 litros, costaba alrededor de \$ 235.00 Moneda Nacional, o sea \$ 1.20 por litro aproximadamente, siendo su relación de tratamiento de 1 a 3975 poco más o menos, y teniendo un costo de tratamiento de \$ 0.45 M.N. por metro cúbico. En cambio el tambor de compuesto "C" de 200 litros también costaba entonces unos \$ 20.00 M.N. y tenía un costo de tratamiento de \$ 0.20 por metro cúbico y suponiendo que por diversas circunstancias no previstas, hubieran variado en ese tiempo las condiciones económicas del compuesto "C", tomando un margen, la economía sería buena hasta con un ahorro de \$0.15 por metro cúbico.

Se comprobó también que el compuesto "C" era considerablemente menos viscoso a la temperatura ambiente que el Tret-O-Lite y además, aquel era más soluble en el agua que éste. Las pruebas hechas con el compuesto "A" demostraron que éste era un poco más eficiente que el "C" por tener menor cantidad de residuo cristalino de sulfato de sodio y poseer una relación de tratamiento de 1 a 2200 que es un poco mejor que la del "C", pero se dió preferencia a este por tener un costo mucho menor pues cada tambor de "A" costaba \$ 26.00 contra \$ 20.00 que como dijimos valía el "C"; y además era más fácilmente elaborado en la Refinería de Minatitlán según lo

- en los resultados no eran aceptables. También se llegó a  
 la conclusión de que el aceite tratado con compuesto "C" te-  
 nía un período de asentamiento mucho más corto que el trata-  
 do con Trat-O-Lite.

En aquel entonces se hicieron comparaciones económicas  
 y resultó que un galón de Trat-O-Lite de una capacidad de  
 cerca de 200 litros, costaba alrededor de \$ 235.00 Moneda Na-  
 cional, o sea \$ 1.20 por litro aproximadamente, siendo su re-  
 lación de tratamiento de 1 a 3000 poco más o menos, y tenien-  
 do un costo de tratamiento de \$ 0.45 M.N. por metro cúbico.  
 En cambio el galón de compuesto "C" de 200 litros también  
 costaba entonces unos \$ 20.00 M.N. y tenía un costo de trata-  
 miento de \$ 0.20 por metro cúbico y suponiendo que por diver-  
 sas circunstancias no previstas, hubiera variado en ese tiem-  
 po las condiciones económicas del compuesto "C", tomando un  
 margen, la economía sería buena hasta con un ahorro de \$ 0.15  
 por metro cúbico.

Se compró también que el compuesto "C" era considera-  
 blemente menos viscoso a la temperatura ambiente que el Trat-  
 O-Lite y además, aquel era más soluble en el agua que éste.  
 Las pruebas hechas con el compuesto "A" demostraron que ésta  
 era un poco más eficiente que el "C" por tener menor canti-  
 dad de residuos cristalinos de sulfato de sodio y fosfor que  
 relación de tratamiento de 1 a 2500 que es un poco mejor que  
 la del "C", pero se dá preferencia a este por tener un cos-  
 to mucho menor que cada galón de "A" costaba \$ 25.00 Moneda  
 Nacional que como último vale el "C"; y además era más

aseguraron los químicos de ésta.

Ultimamente se ha fabricado otro compuesto químico para los mismos fines de deshidratación y se le ha llamado compuesto "D" que no es más que residuo del aceite crudo no parafinado del campo El Burro neutralizado con sosa cáustica también en igual forma que el compuesto "C". Como se comprende hubo solamente un cambio en las bases de dichos compuestos, cambio que hubo necesidad de hacer, en vista de la enorme demanda del deshidratante para las necesidades de Filisola, Tonalá, El Plan y Cuichapa, y que se creyó que el residuo del crudo de Filisola no sería suficiente para satisfacer la elaboración de la cantidad de compuestos exigida por las circunstancias actuales. Se han hecho pruebas con los aceites crudos ceroso de Tonalá y El Burro y no ceroso de El Burro y se ha llegado a la conclusión de que el compuesto "D" tiene una eficiencia semejante que la del "C" al tratar aceites cerosos de Tonalá y El Burro, mientras que para tratar el aceite no ceroso de El Burro se le observa una mejor eficiencia que al compuesto "C". En la actualidad se está poniendo atención a este problema y es muy probable que a la larga tenga también aceptación general el compuesto "D", que al igual que el otro, es fabricado por los químicos de la Refinería de Minatitlán.

#### c.- TIPO DE INSTALACIONES USADAS.

En México, el sistema de deshidratación química está basado en el uso de los llamados tanques lavadores (gunbarrel) y han sido aplicados en los Campos de Filisola y Tonalá con buenos resultados. Las plantas de deshidratación están instaladas en las cercanías de las estaciones de bombas, para pe

seguirán los primarios de datos.

Ultimamente se ha fabricado otro compuesto químico para los mismos fines de deshidratación y se lo ha llamado compuesto "D" que no es más que un residuo del aceite crudo no saturado del campo El Burro neutralizado con soda cáustica tal como se compraba en la forma que el compuesto "C". Como se compraba pudo solamente un cambio en las bases de dichos compuestos, cambio que hubo necesidad de hacer, en vista de la enorme demanda del deshidratante para las necesidades de Filadelfia, El Tonalá, El Plan y Culchapa, y que se creyó que el residuo del crudo de Filadelfia no sería suficiente para satisfacer la demanda de la cantidad de compuestos exigida por las otras tantas estufas. Se han hecho pruebas con las aceites crudos de Tonalá y El Burro y no corren de El Burro y se ha llegado a la conclusión de que el compuesto "D" tiene una eficiencia semejante que la del "C" al tratar aceites crudos de Tonalá y El Burro, mientras que para tratar el aceite no corren de El Burro se la observa una mejor eficiencia que al compuesto "C". En la actualidad se está poniendo atención a este problema y es muy probable que a la larga tenga también aceptación general el compuesto "D", que al igual que el otro se fabrica por los primarios de la Refinería de Minatitlán.

3.- TIPO DE INSTALACIONES USADAS.

En México, el sistema de deshidratación química está en uso en el uso de los llamados tanques lavadores (washers) y han sido aplicados en los Campos de Filadelfia y Tonalá con buenos resultados. Las plantas de deshidratación están instaladas en las cercanías de las estaciones de bombeo, para que



der usar más efectiva y económicamente, el vapor de escape de éstas para efectuar el calentamiento necesario del aceite por deshidratar. Se hicieron, sin embargo, tiempo atrás, -- pruebas con calentadores de fuego directo y se tenían muchas dificultades, hasta que el uso del vapor de escape vino a generalizarse. El vapor utilizado se hace pasar por serpentines en unos sitios y a través de calentadores o cambiadores de calor en otros, y la temperatura de calentamiento, ha sido determinada experimentalmente de tal manera que el compuesto químico deshidratante inyectado tenga una acción eficiente y una ventaja económica. La inyección de este deshidratante, se hace sobre las mismas líneas de flujo usada para transportar el crudo emulsionado de uno a otro tanque, y a través de diámetros reducidos (una pulgada generalmente) habiendo más probabilidades de buena mezcla entre ambos líquidos, que si se inyectara en los tubos de descarga (flumes) de que están provistos los tanques lavadores (gun barrel tanks). Para hacer la inyección son comunmente usadas, bombas de una sola acción, de un cilindro y un pistón con válvulas de retención en la succión y en la descarga (inyectores) y que generalmente se construyen de bombas viejas y pistones viejos de las que se utilizan en los pozos de bombeo.

Los tanques de tratamiento, muy bien hubieran sido construidos de madera, pues aunque su instalación hubiera sido un poco más alta que los metálicos, la corrosión sería casinula y habría menos pérdidas de aceite por el calentamiento, pero en vista de que en México tenemos muchos tanques de acero disponibles, como consecuencia de la declinación de al

por una parte y económica y económicamente, el vapor de escape  
 de las turbinas de la parte del calentamiento necesario del aceite  
 por el motor. Se hicieron, sin embargo, algunas pruebas  
 pruebas con el motor de turbo diesel y se tomaron muchas  
 medidas para el uso del vapor de escape vino a ser  
 generalizado. El vapor utilizado se hace pasar por serpentines  
 que en unos sitios y a través de calentadores o calentadores  
 de otros en otros, y la temperatura de calentamiento, la si-  
 tuación determinada experimentalmente de tal manera que el com-  
 puesto químico de los gases ingeridos tenga una acción efec-  
 tiva y una ventaja económica. La influencia de este gas es  
 bastante, se hace sobre las mismas líneas de flujo usadas por  
 el transportar el fluido empujados de uno a otro tanque, y  
 a través de diámetros reducidos (una pulgada, generalmente)  
 habiendo una probabilidad de fuga hacia arriba entre otros li-  
 quidos, que si se encuentran en los tubos de escape (líneas)  
 de los gases escapados los tanques lavadores (gas burner) -  
 (cacha). Para hacer la influencia sea comúnmente usada, por-  
 que de una sola acción, de un cilindro y un pistón con válvu-  
 las de retención en la entrada y en la descarga (líneas)  
 y que generalmente se construyen de bombas viejas y pistones  
 viejos de las que se utilizan en los pozos de bombas.

Los tanques de lavadores, muy bien lavados, sólo con  
 frías de agua, con un poco de amoníaco líquido para  
 un poco más alta que los métodos, la construcción sería casi  
 más y habría menor pérdida de aceite por el calentamiento,  
 pero en vista de que en México tenemos muchos pozos de  
 agua disponibles, como repasar los de la industria...

gunos campos, se implantó el uso de estas últimos clases de tanques pues sencillamente era una gran economía. Para introducir el aceite a estos tanques de tratamiento convertidos en tanques lavadores, se ha generalizado el uso de tubos de descarga interiores (flumos), pues dan una mejor distribución dentro del tanque, de la mezcla de líquidos que pasa por ellos y además, como tales dispositivos pueden ser usadas chimeneas de calderas viejas con lo que su instalación sería de muy bajo costo.

El nivel agua-aceite en los tanques de tratamiento se ajusta siempre a una altura conveniente y por esta razón están dotados de un sistema de drenaje del tipo "sifón" como en cualquier gun-barrel. Antes de poner en funcionamiento uno de estos tanques, se ha experimentado, llenarlo hasta la mitad de su altura, con agua, a veces de preferencia agua con alguna cantidad disuelta de compuesto químico deshidratante, y fijar la altura del "sifón" de tal manera que el nivel de esa agua se mantenga constante. Al cabo de los primeros días de operación, el "sifón" debe ser movido hacia arriba o hacia abajo, hasta un punto en que el porcentaje de emulsión se reduzca a un mínimo. Una vez hallada esta posición, el tanque no necesitará ningún otro cuidado a ese respecto, salvo en cambios muy bruscos que pudiera haber en los volúmens por tratar.

El deshidratante es inyectado, después de que el aceite emulsionado ha pasado por el sistema de calentamiento, en el caso de tratarse de calentadores, ya que los serpentines que también se usan, se encuentran instalados, en tal vaso, en

- En los casos en que el uso de estas últimas clases de  
 - tubos sea aconsejable para una gran economía. Para intro-  
 - ducir el aceite a estos tubos de tratamiento convierten  
 - en tubos lavadores, se ha generalizado el uso de tubos de  
 - lavadora interior (tubos), pues dan una mejor distribución  
 - dentro del tubo, de la mezcla de líquidos que pasa por él.  
 - Los y abomas, como tales dispositivos pueden ser usados en  
 - tubos de esteras viejas con lo que su instalación sería de  
 - muy bajo costo.

- El nivel agua-acida en los tubos de tratamiento se  
 - regula siempre a una altura conveniente y por esta razón están  
 - dotados de un sistema de drenaje del tipo "sifón" como en -  
 - cualquier tubo-barrel. Antes de poner en funcionamiento uno de  
 - estos tubos, se ha experimentado, llenarlo hasta la mitad  
 - de su altura, con agua, a veces de preferencia agua con algu-  
 - na cantidad mínima de compuesto químico deshidratante, y  
 - dejar la altura del "sifón" de tal manera que el nivel de la  
 - agua se mantenga constante. Al cabo de los primeros días  
 - de operación, el "sifón" debe ser movido hasta arriba o hasta  
 - abajo, hasta un punto en que el porcentaje de emulsión se  
 - reduzca a un mínimo. Una vez hallada esta posición, el tra-  
 - bajo no necesitará ningún otro cuidado a ese respecto, salvo  
 - en aquellos muy gruesos que pudiera haber en las volutas por  
 - partes.

- El deshidratante se lavando, después de que el aceite  
 - emulsionado ha pasado por el sistema de calentamiento, en el  
 - caso de tubos de calentamiento, y que los serpentines que  
 - tubos se usan, se encuentran instalados, en tal caso, en

el fondo de los tanques de tratamiento.

En el párrafo siguiente empezaremos a describir brevemente el funcionamiento de las Plantas de Deshidratación de los Campos Filisola y Tonalá, cuyo método de centralización es de bajo costo de operación. En el Campo de Cuichapa no existe -- una Planta en forma como las de los otros dos campos pues -- el único tratamiento que recibe su aceite es la inyección del deshidratante en el momento de bombear su producción a través del Oleoducto hasta Minatitlán. Del campo El Plan, nos ocupamos ampliamente en el capítulo siguiente.

#### PLANTA DE DESHIDRATACION DEL CAMPO DE FILISOLA.

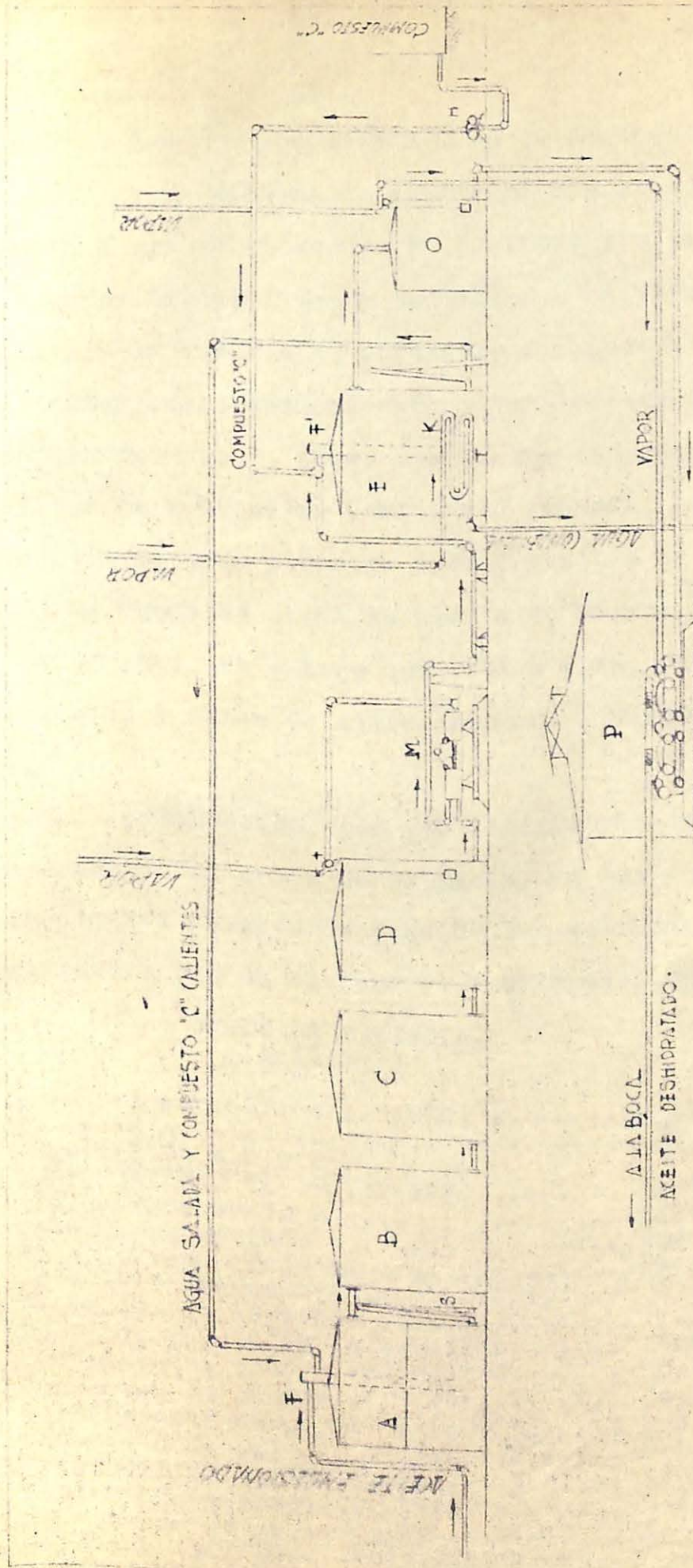
Daremos sólo el recorrido que hace el aceite desde los juegos de válvulas, hasta el momento de ir a la Boca del -- estero. (Fig. 24 por no ser objeto de este trabajo estudiar esto con detalle. Pasa primero a la batería No. 1 que está -- compuesta por un pequeño gun barrel, A a donde entra por un flume F y tres tanques de recibo, B C y D a los cuales pasa después el aceite. En este gun barrel se le drena por S cierto porcentaje del agua producidas y que es separada libremente y con la ayuda de una mezcla de agua salada y compuesto deshidratante "C" caliente que le es inyectada al entrar al flume y que proviene del principal tanque de tratamiento (otro gun barrel) E. De los tanques de recibo, el aceite emulsionado es transportado por la bomba M, a la Planta de deshidratación propiamente dicha. La bomba lo introduce al gun -- barrel E, a través de un flume F', pero antes de llegar a él, se hace la inyección de compuesto "C" que la bomba H transpor

El fondo de las tanques de tratamiento.

En el párrafo siguiente exponeremos a describir brevemente el funcionamiento de las Plantas de Deshidratación de las Cargas Pilasola y Tonala, cuyo método de centralización es de bajo costo de operación. En el Campo de Guichape no existe una planta en forma como las de los otros dos campos pues el único tratamiento que recibe el aceite es la inyección del deshidratante en el momento de bombear su producción a través del oleoducto hasta Minatitlán. Del campo El Plan, nos ocupamos ampliamente en el capítulo siguiente.

PLANTA DE DESHIDRATACION DEL CAMPO DE PILLISOLA.

Daremos sólo el recorrido que hace el aceite desde los tanques de válvulas, hasta el momento de ir a la Bosa del este (Fig. 24) por no ser objeto de este trabajo estudiarlo con detalle. Para primero a la batería No. 1 que está compuesta por un depósito con barril, A a donde entra por un tubo y tres tanques de resibo, B C y D a los cuales pasa después el aceite. En este tanque se le agrega por 5 litros de agua y se separa libremente con la ayuda de una escala de agua salada y compuesto deshidratante "C" caliente que se inyectada al entrar al tanque y que proviene del principal tanque de tratamiento (entre el barril) E. De los tanques de resibo, el aceite es transportado por la bomba M, a la línea de distribución propiamente dicha. La bomba lo introduce al tanque E, a través de un tubo "N", pero antes de llegar a él se hace la inyección de compuesto "C" que la bomba N transporta.



SISTEMA DE PRECALENTAMIENTO, CONDENSACION Y RECOLECCION DE AGUA.

FIG. 24.- DIAGRAMA QUE MUESTRA LA PLANTA DESHIDRATORIA DE FILISOLA.





ta desde el tanque de compuesto J. En el segundo tanque de tratamiento, hay un sistema de calentamiento constituido por un serpentín K que se encuentra en su fondo y a través del cual pasa vapor de calefacción saliendo ya en forma de agua condensada por la tubería L, para irse a reunir al Sistema de pre-calentamiento, condensación y Recolección de agua. El tanque de tratamiento E, posee una tarima de madera T y en él también se hace la mayor parte del drenado. De este tanque, el aceite se hace pasar ya deshidratado a un tanque de balanceo O, de donde lo toma la Planta de Bombas F para transportarlo a la boca del estero que está a 2 Km. de distancia, aproximadamente y donde es almacenado en el Tanque de 64,000 barriles.

Damos a continuación, por vía de información, un análisis practicado en el crudo de Filisola, en donde nos daremos cuenta de algunas características útiles que tienen relación de alguna manera con su sistema de deshidratación:

CRUDO DE FILISOLA.  
(Análisis)

Gravedad específica (15.6°C) .....	0.921
Gravedad A.P.I.....	22.1
Destilación A.S.T.M:	
Punto inicial de ebullición.....	86°C
10% de recuperado a .....	162°C
20 % de recuperado a .....	228°C.
30 % de recuperado a.....	291°O.
40 % de recuperado a .....	
Contenido de parafina .....	1.95 %
Punto de fusión de la parafina.....	52°C
Contenido de agua y sedimento.....	0.1 %
Contenido de azufre.....	3.42 %
Viscosidad Redwood No. 1 (100°F).....	203 seg.
Contenido de sal.....	0.008 %
Contenido de ceniza.....	0.02 %
Residuo carbonoso.....	6.42 %
Asfaltenos .....	1.42 %
Gasolina (205°C).....	10 %

La parte de vapor de agua de la columna de agua de  
 tratamiento, por un sistema de calentamiento constituido por  
 un calentador K que se encuentra en su fondo y a través del  
 cual pasa vapor de calefacción saliendo ya en forma de agua  
 condensada por la tubería L, para irse a reunir al sistema  
 de precalentamiento, condensación y recolección de agua. El  
 tanque de tratamiento K, posee una tarima de madera y en  
 él también se hace la mayor parte del lavado. Lo que tan-  
 que el aceite se hace pasar ya deshidratado a un tanque de  
 lavado, de donde se toma la Flauta de Bombas T para ser  
 portado a la boca del estero que está a 2 Km. de distancia,  
 aproximadamente y donde se almacena en el Tanque de 24.000  
 barriles.

Para la continuación, por vía de información, un análisis  
 está practicado en el grupo de Filisola, en donde nos damos  
 cuenta de algunas características útiles que tienen relación  
 de alguna manera con el sistema de deshidratación:

GRUPO DE FILISOLA  
 (Análisis)

0.281	Gravedad específica (15.6°C)
22.1	Gravedad A.T.I.
	Temperatura A.T.M.
88°C	Punto inicial de ebullición
122°C	10% de recuperación a
228°C	20% de recuperación a
281°C	30% de recuperación a
	40% de recuperación a
1.98 g	Contenido de parafina
52°C	Punto de fusión de la parafina
0.1%	Contenido de agua y sedimento
3.42%	Contenido de azufre
203 seg.	Viscosidad Redwood No. 1 (100°F)
0.002	Contenido de sal
0.02	Contenido de cenizas
0.42	Partido carbonoso
1.43	Asfaltos
10	Gasolina (20°C)

Kerosina .....	8 %
Gas Oil .....	14 %
Fuel Oil .....	67 %

PLANTA DE DESHIDRATACION DEL CAMPO DE  
AGUA DULCE, Ver.

La deshidratación en este campo, también contralizada - en una Planta que trata toda la producción, está dividida, en dos secciones, la que deshidrata el aceite CEROSO de Tonalá y El Burro y la que deshidrata el aceite NO CEROSO de El Burro. (Fig. 25). El aceite ceroso de Tonalá, viene desde las baterías de los tanques medidores en una tubería de 8" hasta llegar a los calentadores C, que se encuentran instalados en las cercanías de la Estación Central de Bombas y que son del tipo multitubular y en número de tres conectados en serie y -- que tienen por objeto calentar el aceite que pasa por ellos - hasta una temperatura aproximada de 70°C con el fin de facilitar más tarde la acción del compuesto químico. Los calentadores usan el vapor de escape de las bombas centrales, cuando éstas trabajan, o en su defecto, el vapor de las calderas. El aceite ceroso de El Burro viene a través de una tubería de 8" y se junta al ceroso de Tonalá antes de entrar a los calentadores por medio de una tubería de 4". De manera que a través de los calentadores pasan juntos los dos aceites cerosos de Tonalá y El Burro. De estos calentadores, el petróleo pasa a un tanque lavador (gun barrel tank) A de 3,180 Metros cúbicos de capacidad, por medio de una línea de 8" también y en dicho tanque, se hace un primer drenado del agua que contiene el aceite, drenado que se hace a través de un "sifón" automático S, de tal manera que el nivel agua-aceite se mantiene a una altura dentro del tanque de unos cuatro metros -



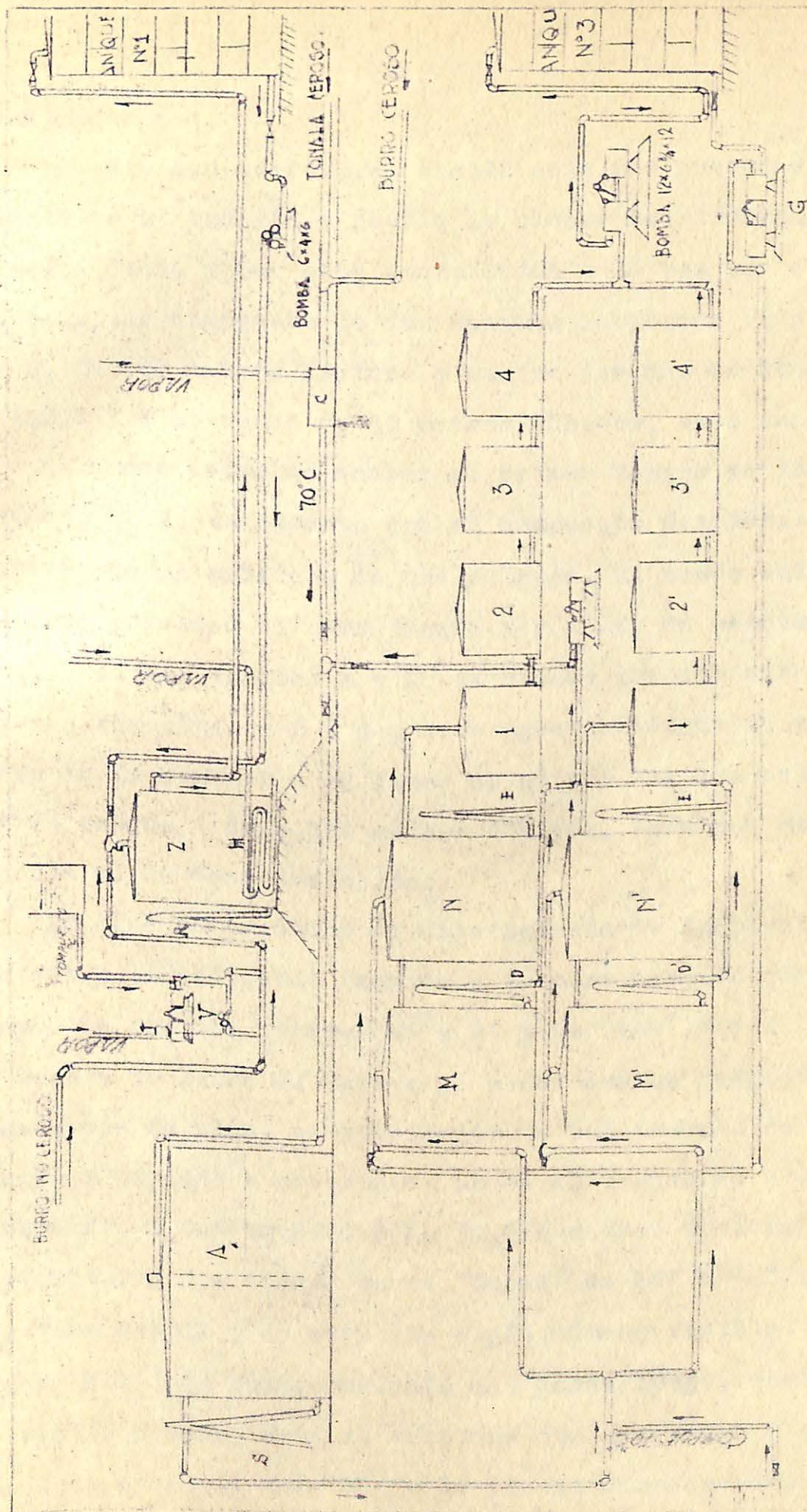
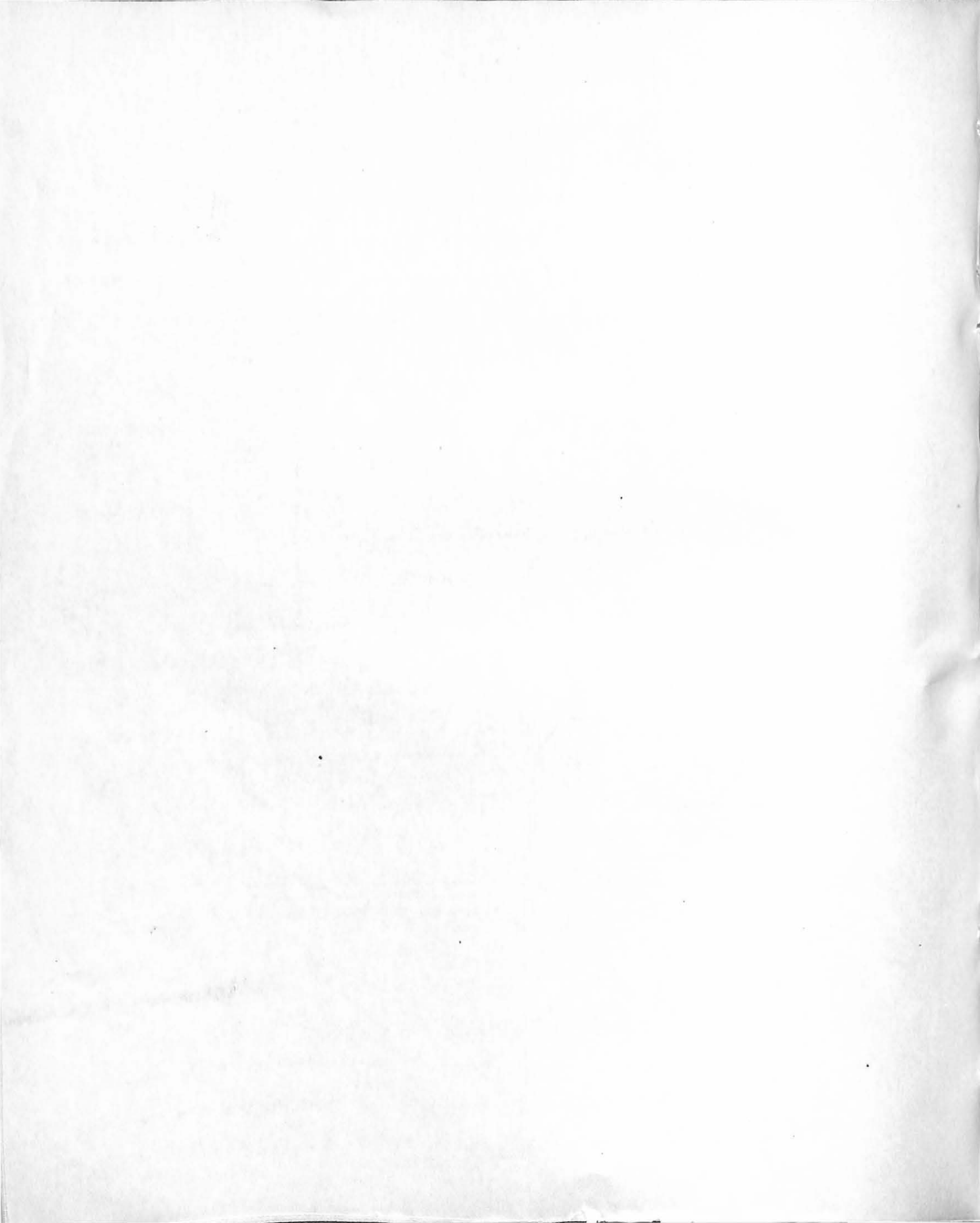


FIG. 25 DIAGRAMA QUE MUESTRA LA PLANTA DESHIDRATADORA DEL CAMPO DE AGUA DULCE.



aproximadamente.

De este gun barrel, el aceite sale por gravedad por una tubería de 8" todavía y pasa a la planta deshidratadora propiamente dicha y que está constituida a la vez por dos secciones cada una compuesta de dos tanques lavadores (gun barrel) M y N, de 160 metros cúbicos y cuatro tanques de asentamiento 1, 2, 3 y 4 de cerca de 40 metros cúbicos, cada uno.

El crudo antes de entrar al primer tanque de 160 metros cúbicos, el M, se inyecta con el compuesto deshidratante "C" a través de un orificio de una pulgada. El crudo así tratado pasa por gravedad al otro tanque N y a los de asentamiento 1, 2, 3, y 4. Los tanques M y N, se drenan por sus respectivos sifones automáticos D y E y esta agua colectada se envía por medio de la bomba B a la línea de 8" que une los calentadores al tanque A de 3,180 metros cúbicos, para una mayor eficiencia en la deshidratación.

Lo que se ha dicho de esta sección de la planta deshidratadora es aplicable también a la otra sección que está -- compuesta por los tanques M' y N' y por los 1' y 2', 3' y 4'. El aceite ya libre de agua o al menos con un reducidísimo -- porcentaje de ella, es succionado de los tanques de asentamiento y mandado a presión de bomba al tanque de almacenamiento No. 3 con capacidad de 10,414 metros cúbicos, para lo cual existen dos bombas marca "Ideal" de 12" x 6 3/4" x 12", una tipe G-4532 y la otra sin algún número visible. De este tanque No. 3 de almacenamiento que desde luego, contiene puro aceite ceroso, éste se succiona por una bomba G cerca del fondo, y se envía otra vez a la Planta deshidratadora entrán

El procedimiento

De este tanque, el aceite sale por gravedad por una tubería de 8" ubicada y pasa a la planta deshidratadora por gravedad. La tubería de 8" está constituida a la vez por dos secciones de 4" cada una, una en la parte superior y otra en la inferior. El tanque N y M, de 150 metros cúbicos y cuatro tanques de 40 metros cúbicos, cada uno. El crudo antes de entrar al primer tanque de 150 metros cúbicos, el M, se mezcla con el compuesto deshidratante "G" a través de un orificio de una pulgada. El crudo así tratado pasa por gravedad al otro tanque N y a los de 40 metros cúbicos. Los tanques M y N, se drenan por sus respectivas tuberías automáticas D y E y esta agua colectada se envía por medio de la bomba B a la línea de 8" que une los calentadores al tanque A de 150 metros cúbicos, para una mayor eficiencia en la deshidratación.

Lo que se ha dicho de esta sección de la planta deshidratadora, se aplica también a la otra sección que está constituida por los tanques M' y N' y por los L' y S' y S'. El aceite ya libre de agua y el vapor con un residuo porcentual de ella, es succionado de los tanques de 40 metros cúbicos y mandado a presión de bomba al tanque de 150 metros cúbicos No. 3 con capacidad de 10,412 metros cúbicos, para lo cual existen dos bombas "Ideal" de 12" x 3 1/4" x 12" una tipo 0-1532 y la otra sin algún número visible. La tubería No. 3 de 12" de diámetro que debe usarse, contiene un poco de aceite residual, éste se acciona por una bomba de 3" de diámetro y es enviada a la planta deshidratadora para



do por segunda vez a los tanques M, N, M' y N' para un mejor tratamiento.

De este tanque No. 3 de almacenamiento, se procede a bombear su contenido cuando así se necesita a través del oleoducto Agua Dulce - El Chapo - Minatitlán y para lo cual se usan las bombas principales de la Planta Central de Bombeo, P.

*La segunda sección de la deshidratación, corresponde al* aceite No Ceroso de El Burro. Este aceite, se bombea por una tubería de 4" de diámetro a un tanque lavador (gun barrel) Z, con capacidad de 160 metros cúbicos y que se encuentra precisamente en el borde de protección del tanque de 3,180 M3 - que se utiliza para el ceroso. Este tanque Z, tiene en su interior un serpentín H que sirve para dar calor al crudo para un buen tratamiento. Pero antes de entrar a dicho tanque, se inyecta el deshidratante "C" a través de un orificio de una pulgada también. De manera que en el tanque de tratamiento se efectúa la acción conjunta de calor y del deshidratante químico. El serpentín usa vapor de escape de las bombas que se usan en la misma planta deshidratadora. El drenado del tanque Z se hace por medio del "sifón automático" R. El aceite ya tratado, pasa, por gravedad al tanque de almacenamiento - No. 1 con capacidad de 8,814 metros cúbicos. Aquí también se succiona el aceite ya tratado por medio de una bomba Worthington de 6" x 4" x 6", sin número, y se manda otra vez al tanque Z de tratamiento para mejorar éste.

La inyección de compuesto "C" en este caso, se hace automáticamente, de la siguiente manera: cuando se empieza a bombear el aceite no ceroso desde El Burro, aumenta la pre--

de por segunda vez a los tanques N. N. y N. para un mejor  
 tratamiento.  
 El agua tanque No. 3 de almacenamiento, se procede a  
 bombear su contenido cuando así se necesita a través del  
 conducto para Tula - El Ciego - Minatitlán y para lo cual se  
 usan las bombas principales de la Planta Central de Bombeo.  
 La segunda sección de la deshidratación, corresponde al  
 aceite No. 600 de El Buro. Este aceite, se bombea por una  
 tubería de 4" de diámetro a un tanque lavador (con partes)  
 con capacidad de 150 metros cúbicos y que se encuentra pro-  
 visamente en el borde de protección del tanque de 3,180 m<sup>3</sup>  
 que se utiliza para el aceite. Este tanque N. 3, tiene en su  
 interior un serpentín H que sirve para dar calor al crudo para  
 un buen tratamiento. Poco antes de entrar a dicho tanque, se  
 ingresa al deshidratante "C" a través de un orificio de una  
 pulgada también. De manera que en el tanque de tratamiento se  
 efectúa la acción conjunta de calor y del deshidratante qui-  
 mico. El serpentín usa vapor de escape de las bombas que se  
 usan en la misma planta deshidratadora. El drenado del tan-  
 que 3 se hace por medio del "arjón automático" N. El aceite  
 ya tratado, pasa, por gravedad al tanque de almacenamiento  
 No. 1 con capacidad de 8,814 metros cúbicos. Aquí también se  
 encuentra el aceite ya tratado por medio de una bomba Worthing  
 tipo de 8" x 4" x 6", sin número, y se manda otra vez al tan-  
 que 3 de tratamiento para mejorar éste.  
 La ingesta de compuesto "D" en este caso, se hace  
 automáticamente, de la siguiente manera: cuando se empieza a  
 bombear el aceite no cesa de ir El Buro, cuando la

sión en la línea de 4" naturalmente y ello hace funcionar -- una válvula de contrapresión V, colocada en una desviación - sobre la línea misma de bombeo y cerca del tanque Z, y al - funcionar aquella, se cierra un circuito eléctrico cuya co- rriente hace funcionar a la vez una válvula magnética T tipo J.A/T. que se encuentra colocada en la línea de vapor de la bomba que inyecta el compuesto deshidratante, haciéndose es- ta inyección, mientras dure el bombeo de El Burro. Cuando és te acaba, la presión baja y la válvula V deja de funcionar, - cerrando la válvula magnética y terminando también la inyec- ción del "C".

El tanque No. 1 de almacenamiento contiene desde luego, sólo aceite no ceroso de El Burro y cuando se necesita enviar su contenido a la Refinería, se usan las máquinas de la Es- tación Central de bombas, que las bombea a través del oleo- ducto Agua Dulce - El Chapo - Minatitlán.

Las bombas usadas para este bombeo por el oleoducto son dos, horizontales, de doble efecto, de émbolos buzes, accio- nadas por vapor, doble expansión con una presión del vapor - de 10 Kg/cm<sup>2</sup>, marca Fred M. Prescott Co. England, una marca- da con el número 5573 y otra sin número. Sus dimensiones son: carrera común 36", diámetro de alta presión 16", diámetro de baja presión 30", diámetro del pistón de la bomba 6 3/4". Da generalmente de 19 a 20 emboladas y como máximo de 22 a 25 - revoluciones por minuto.

Para terminar, al igual que para Filisola, haremos en - seguida unas de las principales características de las dos clases de aceites que producen Tonalá y El Burro, datos que

"tubo en la línea de 4" naturalmente y ello hace funcionar  
 - una válvula de compresión V, colocada en una derivación  
 - sobre la línea misma de bombas y correa del tanque E, y si  
 - funciona aquella, se cierra un circuito eléctrico que  
 - funciona como función de la vez una válvula magnética y tipo  
 - 5.A.T. que se encuentra colocada en la línea de vapor de la  
 - bomba de vapor de compresión de hidrógeno, haciendo así  
 - la interacción, mientras dura el bombeo de El Barro. Cuando  
 - se acaba, la presión baja y la válvula V deja de funcionar,  
 - operando la válvula magnética y cerrando también la línea  
 - con el "0".

El tanque No. 1 de almacenamiento contiene desde luego,  
 agua dulce no potable de El Barro y cuando se necesita enviar  
 su contenido a la Refinería, se usan las máquinas de la ca-  
 sación Central de bombas, que las bombas a través del oleo-  
 ducto Agua Dulce - El Chapo - Minatitlán.

Las bombas usadas para este bombeo por el oleoducto son  
 dos, horizontales, de doble efecto, de émbolos suaves, accio-  
 nadas por vapor, doble expansión con una presión del vapor  
 de 10 kg/cm<sup>2</sup>, marca Fred M. Prescott Co. England, sus caracte-  
 rísticas son el número 500 y otro sin número. Sus dimensiones son  
 altura total 88", diámetro de alta presión 18", diámetro de  
 baja presión 30", diámetro del pistón de la bomba 3 1/4". La  
 capacidad de la bomba es de 200 galones por minuto de 22 a 23  
 revoluciones por minuto.

Para terminar, el tipo de agua que se usa en la  
 Refinería de las principales características de las dos  
 clases de agua que producen Torralba y El Barro, datos que

se consideran accesorios para la deshidratación misma:

PROPIEDADES.	TONALA CEROSO.	EL BURNO NO CEROSO
Gravedad esp. (15.6°C)	0.887	0.898
Gravedad A.P.I.	28.0	26.1
DESTILACION A.S.T.M.		
punto inicial de ebullición.	94°C	100°C
10% de recuperado a	158°C	158°C
20% de recuperado a	203°C	213°C
30% de recuperado a	253°C	261°C
Contenido de parafina	2.0 %	0.87 %
Punto de fusión de la parafina	54°C	54°C
Agua y sedimento	0.3 %	0.1 %
Azufre	1.6 %	1.5 %
Viscosidad Redwood No. 1 a 100°F	83 seg:	105 seg.
Contenido de sal	0.005	0.006 %
Contenido de ceniza	0.014 %	0.015 %
Residuo carbonoso	4.44 %	4.52 %
Asfaltenos	0.74 %	0.78 %
Gasolina (205°C)	12 %	12 %
Kerosina	12 %	12 %
Gas Oil	12 %	12 %
Fuel Oil	63 %	63 %

1911

TABLE OF CONTENTS

	1		
100° C	1	100° C	1
120° C	1	120° C	1
140° C	1	140° C	1
160° C	1	160° C	1
180° C	1	180° C	1
200° C	1	200° C	1
220° C	1	220° C	1
240° C	1	240° C	1
260° C	1	260° C	1
280° C	1	280° C	1
300° C	1	300° C	1
320° C	1	320° C	1
340° C	1	340° C	1
360° C	1	360° C	1
380° C	1	380° C	1
400° C	1	400° C	1
420° C	1	420° C	1
440° C	1	440° C	1
460° C	1	460° C	1
480° C	1	480° C	1
500° C	1	500° C	1
520° C	1	520° C	1
540° C	1	540° C	1
560° C	1	560° C	1
580° C	1	580° C	1
600° C	1	600° C	1
620° C	1	620° C	1
640° C	1	640° C	1
660° C	1	660° C	1
680° C	1	680° C	1
700° C	1	700° C	1
720° C	1	720° C	1
740° C	1	740° C	1
760° C	1	760° C	1
780° C	1	780° C	1
800° C	1	800° C	1
820° C	1	820° C	1
840° C	1	840° C	1
860° C	1	860° C	1
880° C	1	880° C	1
900° C	1	900° C	1
920° C	1	920° C	1
940° C	1	940° C	1
960° C	1	960° C	1
980° C	1	980° C	1
1000° C	1	1000° C	1

CAPITULO V.

ANALISIS DE LOS PROBLEMAS RELATIVOS

AL CASO DEL CAMPO EL PLAN, Ver.

OBJETO.

El presente análisis de algunos de los problemas que se presentan en el campo El Plan, tiene como único objeto, reunir datos referentes a esos problemas, que pueden servir más tarde, tal vez, para la resolución de ellos mismos. El análisis hecho se refiere principalmente al problema de la deshidratación en ese campo, pues es uno de los más importantes y -- que por lo tanto merece especial atención. Se analiza, así mismo las diferentes características del aceite y el agua que se producen y que tienen, desde luego, íntima relación con el sistema empleado en su deshidratación. Se ve también en el -- curso de este capítulo, la conveniencia o no de ciertas operaciones, llevadas a cabo con fines deshidratantes del petróleo que se trata.

El darle un lugar en este trabajo al capítulo que constituye la desemulsificación del crudo en El Plan y los problemas originados por ella, es una consecuencia lógica del tema que se nos impuso desarrollar en los 4 capítulos anteriores.

DATOS GENERALES.

El Campo, El Plan es uno de los más importantes de la -- Región del Istmo de Tehuantepec, está situado en la margen -- izquierda del río Tancochapa, afluente del río Tonalá, en -- cual desemboca al Golfo de México.

Su perforación empezó por el mes de noviembre de 1930, -

CAPITULO V.

ANÁLISIS DE LOS PROBLEMAS RELATIVOS

AL CASO DEL CAMPO EL PLAN, VOT.

OBJETO.

El presente análisis de algunos de los problemas que se  
 presentan al campo El Plan, tiene como único objeto, reunir  
 datos referentes a esos problemas, que pueden servir más tar-  
 de, tal vez, para la resolución de ellos mismos. El análisis  
 hecho en relación principalmente al problema de la deshidra-  
 tación en ese campo, pues es uno de los más importantes y --  
 que por lo tanto merece especial atención. Se analiza, así  
 mismo las diferentes características del acuífero y el agua que  
 se produce y que tienen, desde luego, íntima relación con el  
 sistema empleado en su deshidratación. Se ve también en el --  
 curso de este capítulo, la conveniencia o no de ciertas opera-  
 ciones, llevadas a cabo con fines deshidratantes del petróleo  
 que se trata.

El título en lugar en este trabajo el capítulo que consi-  
 tuye la generalización del caso en El Plan y los proble-  
 mas originados por ella, es una consecuencia lógica del tema  
 que se nos impone desarrollar en los 4 capítulos anteriores.

DATOS GENERALES.

El Campo, El Plan es uno de los más importantes de la  
 Región del Istmo de Tehuantepec, está situado en la margen --  
 izquierda del río Tehuacanapa, afluyente del río Tehuacán, en --  
 casi desambos al Golfo de México.  
 Su explotación empezó por el mes de noviembre de 1930.



y hasta la fecha noviembre de 1943, tiene 46 pozos en producción. Aunque durante ese tiempo se han perforado muchos más - algunos han salido, secos, y otros han sido suspendidos. Este campo es muy semejante a los otros campos del Istmo, aunque - tiene estructura muy complicada a tal grado que hay necesidad de muestrear mecánicamente cada pozo, cuando menos desde unos 300 m. de profundidad. Su estructura está incompletamente definida en lo que respecta a su limitación y está constituida por un anticlinal que en su cresta tiene una depresión, como consecuencia de un gran número de fallas, que abundan en toda la estructura. Se encuentra asociada con masas de sal, - las cuales la cortan siguiendo una línea que va del Sur al Oeste de la estructura.

Su estratigrafía está formada, en primer lugar, desde - la superficie, por una gran capa de grava, y que se extiende hasta una profundidad media de 150 m., aun cuando varía con amplios márgenes, según la posición de cada pozo con respecto a la estructura; esta capa corresponde al Pleistoceno. En - seguida, se encuentran las series del Cedral consistentes -- principalmente de arenas y arcillas arenosas y con algo de - lignita, correspondiendo al Mioceno Superior. Abajo de estas series, están las del Lignítico que consisten de capas alter- nadas de arenas y lutitas con material carbonoso y lignita; - correspondiendo al Mioceno Medio. Siguen después las arenas Filisola, caracterizadas por arenas grises de grano medio y corresponden también al Mioceno Medio. Encontramos en seguida una capa de transición entre las arenas Filisola y el horizonte llamado Concepción Superior, capa que contiene algo

Y hasta la fecha noviembre de 1943, tiene 46 pozos en produccion.  
 Algunos durante ese tiempo se han perforado muchos más.  
 Algunos han salido, otros, y otros han sido suspendidos. Este  
 campo es muy semejante a los otros campos del Istmo, cuando  
 tiene estructura muy complicada a tal grado que hay necesidad  
 de muestras mecánicamente cada poco, cuando menos de  
 unos 300 m. de profundidad. Su estructura está incompleta  
 lo debido en lo que respecta a su limitación y está controlada  
 tanto por un anticlinal que en su cresta tiene una depresión  
 como consecuencia de un gran número de fallas, que abundan en  
 toda la estructura. Se encuentran asociadas con masas de sal.  
 Las cuales se controlan siguiendo una línea que va del Sur al  
 Oeste de la estructura.

La estructura está formada, en primer lugar, desde  
 la superficie, por una gran capa de grava, y que se extiende  
 hasta una profundidad media de 150 m., con cuando varía con  
 algunas irregularidades, según la posición de cada pozo con respecto  
 a la estructura; esta capa corresponde al Pleistoceno. En  
 seguida, se encuentran las series del Cretácico caracterizadas  
 principalmente de arena y arcillas arenosas y con algo de  
 lignita, correspondiendo al Mioceno Superior. Abajo de estas  
 series, están las del Eoceno que consisten de capas gruesas  
 de arena y lutitas con material carbonoso y lignita,  
 correspondiendo al Mioceno Medio. Siguen después las arenas  
 filisolas, caracterizadas por arenas gruesas de grano medio y  
 corresponden también al Mioceno Medio. Entre otros se encuentran  
 de una capa de transición entre las arenas filisolas y el  
 tipo llamado Cretácico Superior, capa que contiene algo

de lutita. Viene después la capa abiertamente lutítica del Concepción Superior y que sus lutitas son duras y abundantes en nódulos calcáreos. Las series de transición y las lutitas son del Mioceno Inferior. Abajo del Concepción Superior, se encuentra el horizonte llamado Concepción Inferior, consistente de lutitas con variable cantidad de arena y cuya edad es también del Mioceno Inferior. Sigue después el Encanto, que está constituido por series alternadas de lutitas y arenas, de textura escamosa y perteneciendo también al Mioceno Inferior. Por último encontramos en la estratigrafía el "Depósito", cuya constitución es casi la misma que la del "Encanto", pero que puede distinguirse paleontológicamente, siendo su edad, el Oligoceno Superior. Sus profundidades a las cuales se encuentran los diversos horizontes enumerados arriba, es variable debido a la influencia de las numerosas fallas existentes y cada grupo de pozos constituye un verdadero problema de Geología por resolver.

Los principales horizontes productores son: el Cedral, el Lignítico, el Concepción Superior y el Concepción Inferior y el Encanto. Según la profundidad de la cual se produce el aceite, serán las características del crudo de ese campo, y en hojas posteriores haremos un análisis de esas características.

El promedio de producción total del campo en estos últimos meses ha sido de 1122 metros cúbicos de aceite neto por día, (de julio de 1942 hasta mayo de 1943), de los cuales, corresponden 840 al aceite no ceroso y 282 al aceite ceroso, aproximadamente.

de justicia. Vemos después la casa abastecida de justicia del  
 Concepción Superior y que sus justicias son buenas y abundantes  
 en negocios eclesiásticos. Las otras de transición y las justicias  
 son del Mico de inferior. Abajo del Concepción Superior, no  
 abundan en el territorio. En el Concepción Inferior, consisten  
 en las justicias con variable cantidad de arena y cuyo estado es  
 también del Mico de inferior. En el Mico de inferior, que  
 está constituido por varias estancias de justicias y arenas,  
 la estructura es sencilla y sencilla también al Mico de inferior.  
 En el Mico de inferior se encuentran en la estirpe de la "Dobleta"  
 cuya constitución es casi la misma que la del "Encanto", pero  
 que puede distinguirse paleontológicamente, siendo su estado  
 el Mico de inferior. Sus profundidades e las cuales se en-  
 cuentran los diversos horizontes sedimentarios, es varia-  
 ble debido a la influencia de las numerosas fallas existentes  
 y cada grupo de pozos constituye un verdadero problema de  
 localización por resolver.

Las principales horizontes productores son: el Gual,  
 el Llanillo, el Concepción Superior y el Concepción Infe-  
 rior y el Encanto. Según la profundidad de la cual se produ-  
 ce el aceite, según las características del grupo de ese grupo  
 de. Y en hojas posteriores tenemos un análisis de esas caracte-  
 rísticas.

El estudio de producción total del campo en estos días  
 tres meses de julio de 1932 se hizo de 122 pozos de aceite más o  
 menos (de julio de 1932 hasta mayo de 1933), de los cuales  
 corresponden 840 el aceite no se sabe y 388 el aceite se sabe,  
 aproximadamente.

La producción de agua y sedimento, ha aumentado considerablemente, hasta llegar a producir a fines del primer semestre de este año un volumen igual a 140 metros cúbicos como promedio diario; 135 los produce el crudo no parafinoso y 5 el parafinoso, como término medio, según datos estadísticos y observaciones hechas en el campo mismo. Con los anteriores volúmenes de aceite crudo neto, citados antes, se han producido, durante el mismo período de tiempo señalado arriba volúmenes de agua libre a razón de 38 metros cúbicos diarios como promedio de los cuales 30 M3 acompañan al crudo no ceroso y 8 al crudo ceroso.

Convirtiendo a porcentajes los datos anteriores podemos decir que el crudo no ceroso, que produce El Plan, viene acompañado con un 15% respecto a su volumen, de agua y sedimento y con un 3.5 % poco más o menos, respecto a su volumen también, de agua libre de la misma manera, con el aceite ceroso se producen hasta un 2% de agua y sedimento en comparación con su volumen y un 3% de agua libre.

Respecto a la producción de agua y sedimento en los diferentes sistemas de producción existentes en este campo, podremos decir, en lo concerniente a aceite no ceroso, que los pozos fluyentes son los que producen un mayor porcentaje de agua y sedimento en relación con el aceite neto que producen, siguiéndoles en orden decreciente, los pozos de bombeo, los de gas lift, los de inyección intermitente de fondo, los de A.G.B. y por último, los de pistón lift. En cuanto a los de aceite ceroso, el fenómeno es un poco distinto y, en la siguiente tabla formada basándonos en datos de campo asentamos

La producción de agua y sedimento, ha aumentado considerablemente, hasta llegar a producir a fines del primer semestre de este año un volumen igual a 140 metros cúbicos como promedio diario; los productos al erudo no parafinados y 50 metros cúbicos, como término medio, según datos estadísticos y observaciones hechas en el campo mismo. Con los anteriores volúmenes de aceite crudo noto, citados antes, se han producido, durante el mismo período de tiempo señalado arriba volúmenes de agua libre a razón de 38 metros cúbicos diarios como promedio de los crudos 50 MS acompañan al erudo no ceroso y 5 al erudo ceroso.

Conviene a continuación los datos anteriores ordenados de tal modo que el erudo no ceroso, que produce El Financiero, viene acompañado con un 15% respecto a su volumen, de agua y sedimento y con un 5.5% poco más o menos, respecto a su volumen tanto de agua libre de la misma manera, con el aceite ceroso se producen hasta un 25% de agua y sedimento en comparación con su volumen y un 3% de agua libre.

Respecto a la producción de agua y sedimento en los diferentes sistemas de producción existentes en este campo, los datos que se han recopilado a saber no ceroso, que los datos siguientes son los que producen un mayor porcentaje de agua y sedimento en relación con el aceite neta que producen, arrojados en orden decreciente, los pesos de bombas, las de gas lift, las de inyección intermitente de fondo, las de A.G.B. y por último, las de presión lift. En cuanto a las de aceite ceroso, el fenómeno es un poco distinto y en la actualidad se están formando bombas en datos de campo anteriores

claramente esas diferencias:

PORCENTAJE PROMEDIO DE AGUA Y SEDIMENTO CON RESPECTO A  
PRODUCCIÓN DE ACEITE NETO, DE CADA SISTEMA DE  
PRODUCCIÓN.

Sistema de Producción	No ceroso	Ceroso
Fluyente	29.0	0.6
Bombeo	24.0	3.0
Gas Lift	12.0	4.0
I. I. F.	4.0	0.4
A. G. B.	1.0	5.0
Pistón Lift	0.0	0.0

Si de la tabla anterior calculamos el porcentaje promedio total, nos debe dar exactamente o casi exactamente los porcentajes que calculamos para la producción total y que asentamos en párrafos anteriores; es decir, el porcentaje promedio total de agua y sedimento para los aceites no ceroso y ceroso, en relación con la producción neta son respectivamente 15 % y 2 %. De la tabla anterior sacamos: 12% y 2%. Notamos sin embargo una diferencia en el no ceroso, de un 3% que es aceptable en vista de las deficiencias que existen en el muestreo del crudo para determinar su contenido de agua y las deficiencias también en la medida de los tanques a donde se envía el petróleo para calcular la producción así como de los errores que existen en la medición del agua drenada, como más tarde veremos.

Un factor que necesitamos discutir en este análisis como consecuencia del cálculo de los datos anteriores, lo es el agua que se produce junto con las dos clases de aceites existentes en El Plan.

AGUAS DE ESTE CAMPO.

Según tenemos noticias, hasta hoy pocos trabajos se han

El presente es un informe de las diferencias:  
 PORCENTAJE PROMEDIO DE AGUA Y SEDIMENTO CON RESPECTO A  
 PRODUCCIÓN DE ACETIL NITO, DE CADA SISTEMA DE  
 PRODUCCIÓN.

Sistema de Producción		No coroso	Coroso
Platón Lift	0.0	0.0	0.0
A.G. B.	1.0	2.0	2.0
I. I. P.	4.0	0.4	0.4
Gas Lift	12.0	4.0	4.0
Pompa	24.0	2.0	2.0
Flyente	28.0	0.8	0.8

En la tabla anterior calculamos el porcentaje promedio total, nos debe dar exactamente o casi exactamente los porcentajes que calculamos para la producción total y que se muestran en párrafos anteriores; es decir, el porcentaje promedio total de agua y sedimento para los aceites no coroso y coroso, en relación con la producción neta con respectivamente de 12 y 28. De la tabla anterior tenemos: 12% y 28%. Nota: con un margen de diferencia en el no coroso, de un 2% que es aceptable en vista de las distancias que existen en el momento del crudo para determinar su contenido de agua y las distancias también en la medida de los tanques a donde se envía el petróleo para calcular la producción así como de los errores que existen en la medición del agua drenada, es de más tarde verlos.

Un factor que nos interesa discutir en este análisis es el consecuencia del cálculo de los datos anteriores, lo es el agua que se produce junto con las dos clases de aceites existentes en el fien.

AGUA DE ESTE CAMPO.

Según tenemos noticias, hasta hoy pocos trabajos se han



hecho sobre la presencia de aguas en el campo El Plan, a no ser los elaborados aproximadamente hace 10 años, pero esto es tá justificado ya que para hacer un amplio estudio sobre ello se necesitaría un período de tiempo bastante grande y un mate rial humano dedicado sólo a esa investigación durante ese - - período de tiempo. Debe agregarse además, que las condiciones en que se encuentra el agua bajo la superficie del terreno en este campo son en extremo muy complicadas, ya que estas condi ciones están influenciadas francamente por el gran número de fallas existentes en la estructura interna del mismo campo.

Los estudios hechos con anterioridad, se basaron en un - completo análisis químico efectuado con muestras de agua tomadas en los tanques de las baterías en los separadores y en las cabezas de los pozos y la interpretación de estos análisis se ha hecho por el método de "partes por millón" y el - de "valores equivalentes", auxiliándose con los "porcentajes - de los valores equivalentes". Su representación gráfica, se - hizo valiéndose del Sistema Reistle.

Como resultado de las diversas investigaciones llevadas a cabo se puede asentar, aunque sea de una manera un poco imprecisa, que las aguas subterráneas, presentes en El Plan, -- pueden ser:

- a.- Aguas correspondientes a las series del Cedral.
- b.- Aguas correspondientes a las series Ligníticas.
- c.- Aguas correspondientes a las series Filisola o Concepción Superior.
- d.- Aguas correspondientes a horizontes más profun-- dos.

hacia sobre la presencia de aguas en el campo El Plan, a no ser los elaborados aproximadamente hace 10 años, pero esto es justificable ya que para hacer un amplio estudio sobre esto se necesitaría un periodo de tiempo bastante grande y un material humano bastante sólo a esa investigación durante ese periodo de tiempo. Debe agregarse además, que las condiciones en que se encuentran el agua bajo la superficie del terreno en esta campo son en extremo muy complicadas, ya que estas condiciones están influenciadas fuertemente por el gran número de fallas existentes en la estructura interna del mismo campo.

Los estudios hechos con anterioridad, se basaron en un completo análisis químico efectuado con muestras de agua tomadas en los tanques de las baterías en los separadores y en las cámaras de las bombas y la interpretación de estos análisis se ha hecho por el método de "partes por millón" y el de "valores equivalentes", auxiliándose con los "porcentajes de los valores equivalentes". Su representación gráfica, se hizo valiéndose del Sistema Relativo.

Como resultado de las diversas investigaciones llevadas a cabo se puede afirmar, aunque sea de una manera un poco imprecisa, que las aguas subterráneas, presentes en El Plan, pueden ser:

- 1.- Aguas correspondientes a las series del Caball.
  - 2.- Aguas correspondientes a las series Llanitas.
  - 3.- Aguas correspondientes a las series Pájaros.
- Concepto Superior.
- 4.- Aguas correspondientes a horizontes más profundos.

e.- Aguas asociadas con las series de Sal.

La concentración de las aguas se incrementa con la profundidad y por esta razón la concentración de las aguas correspondientes al Cedra y al Lignítico es baja en comparación con las otras aguas. El calcio y el magnesio, aumentan con la profundidad, mientras que los bicarbonatos disminuyen. Los horizontes productores de estas dos series (Cedra y Lignítico), tienen desde luego, cada uno de ellos sus aguas clasificadas en aguas superior y de fondo. El agua que es de fondo para el horizonte productor Cedra, es superior para el horizonte productor Lignítico. De la misma manera se podrá decir de las aguas más profundas en relación con los horizontes productores que separan.

Una determinación precisa de la concentración que tiene cada una de las aguas es imposible quizá, así como la determinación de las diferentes profundidades a que se encuentran, debido al gran número de fallas en la estructura que dividen a esta en numerosos bloques que para hacer un profundo estudio de ello se necesitaría estudiar esos bloques individualmente.

La presencia de las aguas asociadas con la masa de sal existente en la línea Suroeste de la estructura, se acusó al perforar los pozos 7 y 17 que llegaron a esta masa salina. Se caracterizan por su muy alta concentración la que es una consecuencia de su proximidad a la sal. El contenido de calcio y magnesio llegan a su máximo en estas aguas, comparándolos con los contenidos de esos mismo cuerpos en las aguas menos profundas. Es digno de señalarse el hecho de que la gra-

o. - Águas asociadas con las series de Sal.

La concentración de las aguas se incrementa con la profundidad y por esta razón la concentración de las aguas asociadas al Gobra y al Lignítico es baja en comparación con las otras aguas. El calcio y el magnesio, aumentan con la profundidad, mientras que los bicarbonatos disminuyen. Los horizontes productores de estas dos series (Gobra y Lignítico), tienen desde luego, cada uno de ellos sus aguas características en aguas superior y de fondo. El agua que es de fondo para el horizonte productor Gobra, es superior para el horizonte productor Lignítico. De la misma manera se podrá decir de las aguas más profundas en relación con los horizontes productores que aparecen.

Una determinación precisa de la concentración que tiene cada una de las aguas es imposible por lo que se determinó la diferencia de las diferentes profundidades a que se encuentran debido al gran número de fallas en la estructura que dividen a esta en numerosas bloques y para hacer un estudio más preciso de ello se necesitaba estudiar esos bloques individualmente.

La presencia de las aguas asociadas con la serie de sal existente en la línea sur-oeste de la estructura, se puede explicar por los pozos V y IV que tienen a esta serie salina. Se caracterizan por su muy alta concentración de sal y por el contenido de su proximidad a la sal. El contenido de calcio y magnesio tienen a su máximo en estas aguas, comparadas con las concentraciones de esos mismos elementos en las aguas de los horizontes. La línea de separación al hecho de que la

vedad que se ha registrado del agua asociada con esta masa de sal ha sido hasta de 1.4194 a 34°C.

En vista de la importancia que para la etapa de producción del campo tienen las aguas producidas en él, sugeriríamos que se continuara haciendo un profundo estudio de ellas, para resolver problemas, relacionados a este asunto, que se pudieran presentar más tarde. Debería hacerse una investigación sistemática, muestreando y analizando químicamente el agua producida por cada uno de los pozos, en períodos de tiempo uniformes.

#### ALGUNAS CARACTERISTICAS DEL PETROLEO QUE PRODUCE.

El petróleo crudo del Distrito, "El Plan" tiene características muy variadas y esto se atribuye a varios factores, y entre ellos, la complejidad de la estructura interna del campo que hemos hecho notar al principio de este capítulo.

El crudo, pertenece, desde luego a los de base asfáltica y por consecuencia, en general tiene una alta gravedad específica.

Respecto a esta propiedad física, la gravedad, hay un conjunto de causas que la hacen variar, como son: la relación gas-aceite en el momento de abandonar el yacimiento, la presión a la que se separa el aceite del gas, la temperatura a la que ocurre esta separación, la influencia del agua que se produce con él, y quizá también la perfección o imperfección con que se haga su tratamiento desémulsificante.

Pero uno de los factores que están perfectamente comprobados como influyentes en los cambios de características que

veces por el registro del agua sacada con esta manera  
de 1.4134 a 34°C.

En vista de la importancia que para la etapa de produc-  
ción del campo tienen las aguas producidas en él, sugieramos  
que se continuara haciendo un profundo estudio de ellas,  
para resolver problemas, relacionados a este asunto, que  
podrían presentar más tarde. Debería hacerse una investiga-  
ción sistemática, mensurada y analizada químicamente en  
algunas producciones por cada uno de los pozos, en períodos de  
tiempo uniformes.

### ALGUNAS CARACTERÍSTICAS DEL PETRÓLEO

#### QUE PRODUCE.

El petróleo crudo del Distrito "El Fier" tiene caracte-  
rísticas muy variadas y esto se atribuye a varios factores,  
y entre ellos, la complejidad de la estructura interna del  
campo que hace difícil notar al principio de este capítulo.  
El crudo, por tanto, debe irse a los de base asfálti-  
ca y por consecuencia, en general tiene una alta gravedad es-  
pecífica.

Respecto a esta propiedad física, la gravedad, hay un  
conjunto de causas que la hacen variar, como son: la relación  
que existe en el momento de abandonar el yacimiento, la pro-  
piedad de la que se separa el aceite del gas, la temperatura a  
la que ocurre esta separación, la influencia del agua que se  
produce con él, y quizá también la naturaleza o impurezas  
con que se haya su tratamiento de amulsificación.  
Uno de los factores que están perfectamente compro-  
bados como influencias en los cambios de características que

sufren el crudo de El Plan, son: la profundidad del horizonte productor al que ha llegado el pozo cuyo aceite se estudia, y la localización del pozo mismo.

Existen, en el campo que analizamos, dos clases de aceites bien definidas que son: aceite CEROSO y aceite NO CEROSO, (o no parafinoso) variando la densidad de ellos, desde 0.865 hasta 0.985, aproximadamente, a la temperatura de 20°C, encontrándose desde muy cerosos, pasando por cerosos y ligeramente cerosos; hasta los no cerosos.

El primer crudo ceroso, fué obtenido del pozo número 7 - procedente de los horizontes productores Concepción Inferior y Encanto. Después se obtuvo de los pozos 12 20 y 36, resultando aceite muy parafinoso. Más tarde, la experiencia demostró que todo el aceite producido de los horizontes Lignítico (parte inferior), Concepción Superior, Concepción Inferior y Encanto era ceroso y esto se ha venido comprobando hasta para el último pozo terminado, el número 97, (que empezó a producir el 13 de marzo de este año) que dió aceite ceroso y cuya gravedad oscila entre 0.870 y 0.910 a 20 grados centígrados.

Respecto al crudo, NO CEROSO, cabe decir que se produce siempre en el horizonte llamado Cedral, que está como sabemos, a menor profundidad que los demás horizontes productores.

Como dijimos anteriormente, la localización del pozo, también tiene gran influencia en las características del crudo que produce, y es debido, a la estructura geológica misma del campo de que hablamos, pues ésta, tiene un gran número de fallas las cuales tienen considerable influencia en las condi

... de la producción del hormigón...  
... el tipo de hormigón que se utiliza...  
... en el momento de la construcción...

Existen, en el campo de las hormigas, dos especies de hormigas...  
... las hormigas que son: hormiga negra y hormiga roja...  
... (se refiere a las hormigas) variando la densidad de ellas, desde 0.666...  
... hasta 0.988, aproximadamente, a la temperatura de 20°C, en...  
... condiciones de muy buenas, cuando por errores y ligeramente...  
... hormigas; hasta las no hormigas.

El primer grupo de hormigas, fue obtenido del grupo número 7...  
... procedente de las hormigas productoras de hormigas...  
... y de ellas. Después se obtuvo de los grupos 12, 20 y 36, resultando...  
... hormigas muy parásitas. Más tarde, la experiencia demostró...  
... que por todo el acervo producido de las hormigas...  
... (parte inferior), Conocimiento Superior, Conocimiento Inferior y...  
... cuando se trata de hormigas y esto se ha venido comprobando hasta...  
... por el último grupo formado, el número 37, (que estuvo a pro-  
... ducir el 15 de marzo de este año) que dio hormigas negras y...  
... ya se observó en ella entre 0.870 y 0.910 a 20 grados centígrados.

Respecto al grupo, NO NEGRO, cada hormiga que se produce...  
... en el momento llamado General, que está como sabe-  
... a menor profundidad que las hormigas productoras...  
... Como dijimos anteriormente, la localización del grupo...  
... también tiene gran influencia en las características del grupo...  
... de que produce, y se debe, a la estructura orgánica...  
... del campo de las hormigas, pues ésta, tiene un gran número de...  
... hormigas que son hormigas productoras de hormigas en las...



ciones individuales de los pozos. De este conjunto de fallas resulta un grupo de "blocks", situados discordantemente y es por eso que en algunas áreas se produzca hasta de dos horizontes simultáneamente, mientras que en otras sólo de uno. De manera es que pozos situados en un mismo "block" producirán aceite que tendrán, por consiguiente, las mismas, o si no, muy parecidas, características físicas y químicas.

Un problema por analizar, y que se presenta en nuestro caso es cuando algún pozo produce de dos horizontes simultáneamente, pues entonces las características del crudo obtenido son muy variables. Así por ejemplo, un pozo que produce del Cedral y del Lignítico, da un aceite que es un mezcla del obtenido de uno y de otro horizonte y por lo tanto su gravedad específica es un promedio de las de los crudos de dichos horizontes, si se hubieran obtenido por separado. El aceite resultante entonces, será o muy parafinoso o poco parafinoso, dependiendo, desde luego, de la relación en que estén mezclados volumétricamente. Esta relación de mezcla depende a la vez de la presión y del espesor productor de cada uno de los horizontes de que se trata.

Si las arenas productoras del Cedral tuvieran una presión más alta que las del Lignítico y si también tienen un espesor más grande, el crudo producido será no parafinoso o ligeramente parafinoso, pues vemos que predomina el aceite del Cedral por tener más ventajosas condiciones. Si por el contrario la presión y la potencia de las arenas del Lignítico son mayores que en el Cedral, es de esperarse un crudo de parafinoso a muy parafinoso.

grupos individuales de los pozos. De este conjunto de fallas  
 resultan un grupo de "bloques", situaciones discretamente y es -  
 por uno que en algunas épocas se producen hasta de los horizontes  
 los simultáneamente, mientras que en otros sólo de uno. De los  
 nota es que los pozos situados en un mismo "bloque" producen casi  
 de que tendrán, por consiguiente, las mismas, o al no, muy -  
 parecidas, características físicas y químicas.

Un problema por analizar, y que se presenta en nuestro -  
 caso es cuando algún pozo produce de dos horizontes simultá-  
 nemente, pues entonces las características del crudo obteni-  
 do son muy variables. Así por ejemplo, un pozo que produce del  
 Central y del Lightico, de un aceite que es un mezcla del ob-  
 tenido de uno y de otro horizonte y por lo tanto su gravedad  
 específica es un promedio de las de los crudos de dichos hori-  
 zontes, si se hubieran obtenido por separado. El aceite resultante  
 tanto entonces, será o muy parafínico o poco parafínico, de-  
 pendingo, desde luego, de la relación en que estén mezclados -  
 los volúmenes. Esta relación de mezcla depende a la -  
 vez de la presión y del espesor productor de cada uno de los  
 horizontes de que se trata.

Si las otras productoras del Central tuvieran una pro-  
 dución más alta que las del Lightico y si también tuvieran un es-  
 pesor más grande, el crudo producido será no parafínico o li-  
 gero parafínico, pues a veces que predomina el aceite del  
 Central por tener más ventajas condiciones. Si por el contra-  
 rio la presión y la potencia de las arenas del Lightico son  
 mayores que en el Central, es de esperarse un crudo de parafi-  
 nico a muy parafínico.

Los años que tiene de producir este Campo, han mostrado pues, que el cambio de aceite no ceroso a muy ceroso, es gradual en las arenas productoras, desde las menos profundas, - hasta las más profundas y se opina, para el caso de este campo, que el contenido de parafina se incrementa con la profundidad.

Considerando entonces que a mayor profundidad corresponde petróleo más ceroso llegamos a creer que este fenómeno se base tal vez en la teoría de la filtración, o sea, que las -- arenas en las que se encontraba originalmente el aceite, actuaron como filtros, dando por resultado una disminución paulatina de la densidad del fluido a medida que emigra hacia -- abajo y que se traduce en una concentración más alta de parafina en las arenas más profundas.

En general, y para los cálculos a que haya lugar en operaciones futuras, o para proyectos futuros también, especialmente en lo que respecta a su problema de deshidratación, el petróleo crudo de El Plan, tiene una densidad promedio de -- 0.930 para el No Ceroso emulsionado y de 0.900 para el ceroso también emulsionado. El aceite puro, según análisis hechos -- en Minatitlán, tiene densidades promedias de 0.920 para el -- No Ceroso y 0.890 para el Ceroso. Estas son las densidades -- representativas promedias, repetimos, de cada una de las dos clases de crudo, pero alrededor de ellas oscilan las de los -- muy cerosos y las de no cerosos por excelencia.

Otra de las características que conviene apuntar en estos párrafos, es la viscosidad, que como hemos visto juega -- un importante papel relativamente en la emulsificación del --

Los datos que tiene el profesor este tiempo, han mostrado  
 que el cambio de medida no cambia el valor de la  
 función de las series productivas, donde las series productivas  
 han sido más profundas y se otinan, para el caso de este  
 no, que el contenido de parámetros se incrementa con la  
 profundidad.

Constatamos entonces que a mayor profundidad corresponden  
 a un análisis más amplio de los datos que este fenómeno se  
 hace tal vez en la teoría de la distribución, o sea, que las  
 series en las que se encuentran originalmente los datos, se  
 muestran como filiales, donde por resultado una distribución par-  
 ticular de la general del título a medida que cambia hacia  
 abajo y que se traduce en una concentración más alta de pa-  
 raños en las series más profundas.

En general, y para los cálculos a que haya lugar en  
 regiones futuras, o para proyectos futuros también, especial-  
 mente en lo que respecta a su problema de distribución, el  
 método usado de el plan, tiene una generalidad promedio de  
 0.250 para el No. Ceros amonías y de 0.200 para el número  
 también amonías. El resto puro, según análisis hechos  
 en un estudio, tiene generalidades promedio de 0.250 para el  
 No. Ceros y 0.200 para el Ceros. Estas son las generalidades  
 representativas promedio, repetimos, de cada una de las  
 clases de grupo, pero al respecto de ellas decir las de los  
 muy series y las de no series por excelencia.

Como de las características que conviene apuntar en  
 los análisis, es la visibilidad, que como hemos visto, tiene  
 un importante papel relativamente en la distribución de los

crudo y más tratándose de este Campo, que quizá tenga el aceite más viscoso de los Campos de la Zona Sur, después del de Filisola. Damos, por lo tanto, a continuación, una tabla de viscosidades promedias, según análisis hechos y que nos dan una idea clara sobre esta propiedad del aceite a que nos referimos.

VISCOSIDADES	NO CEROSO	CEROSO.
Saybolt Universal a 25°C.	798 segundos	165 segundos
" " " 37°C.	379 "	91 "
Redwood No. 1 a 37.8°C	186 "	89 "

Como punto inicial de ebullición para el crudo no ceroso, se ha encontrado un promedio de 84°C y para el ceroso - 71°C., según las pruebas más recientes; y el punto de fusión de la parafina la tienen a 53°C aproximadamente.

Hemos logrado formar una tabla, que contenga otras características importantes de los aceites ya tratados en El Plan, basándonos en datos de Laboratorio del campo mismo y de la Refinería, y que es la siguiente:

MATERIAL	NO CEROSO (%)	CEROSO (%)
Agua y sedimento	0.4	0.2
Parafina	0.8	1.0
Azufre	2.3	1.7
Sal	0.016	0.01
Ceniza	0.023	0.02
Residuo Carbonoso	6.0	5.0
Asfalto	0.9	0.8

A continuación, damos también, la producción de gasolina, Kerosena, Gas Oil, Fuel Oil del crudo No Ceroso y del Ce-

Como punto inicial de ebullición para el estudio se usó el agua y más tarde los aceites de este campo, que fueron sometidos al estudio de la viscosidad de los campos de la zona sur, después del estudio de la viscosidad, por lo tanto, a continuación, una tabla de viscosidades propuestas, según análisis hechos y que nos dan una idea clara sobre este propiedad del aceite a que nos referimos:

VISCOSIDADES	NO OROSO	OROSO
37.5° C	188	188
37.5° C	375	375
37.5° C	728	728

Como punto inicial de ebullición para el estudio se usó el agua y más tarde los aceites de este campo, que fueron sometidos al estudio de la viscosidad de los campos de la zona sur, después del estudio de la viscosidad, por lo tanto, a continuación, una tabla de viscosidades propuestas, según análisis hechos y que nos dan una idea clara sobre este propiedad del aceite a que nos referimos:

MATERIAL	NO OROSO (%)	OROSO (%)
Asfalto	0.2	0.2
Residuo Carbonoso	8.0	2.0
Gasolina	0.025	0.02
Sol	0.015	0.01
Axítro	2.5	1.5
Parafina	0.5	1.0
Agua y sedimento	0.4	0.2

A continuación, damos también, la producción de gasolina, gasolina, gas oil, fuel oil del campo No Oroso y del Oso-

roso, según pruebas hechas en últimas fechas:

PRODUCTO	NO CEROSO (%)	CEROSO (%)
Gasolina (205°C)	10.0	12.0
Kerosena	8.0	12.0
Gas Oil	14.0	12.0
Fuel Oil	67.0	63.0

En las pruebas de destilación hechas conforme a las disposiciones de la American Society Testing Materials, los aceites de El Plan dieron los siguientes resultados:

NO CEROSO		CEROSO	
% de recuperado	° C	% de recuperado	° C
10	a 197	10	a 144
20	a 243	20	a 216
30	a 300	30	a 262
40	-	40	a 314

La Gravedad específica de los dos crudos que produce El Plan, así como su base, su viscosidad y su contenido de asfalto, han servido como punto de partida para determinar qué método de deshidratación es más eficientemente aplicable en este caso. Como veremos en seguida el sistema de deshidratación empleado es el químico, sin ningún calentamiento previo del aceite que se trata. Corresponde en páginas posteriores hacer un análisis del sistema desemulsificante usado en este campo.

#### SISTEMA ACTUAL DE DESHIDRATACION.

La emulsión que presenta el petróleo crudo de El Plan, es bastante difícil de romper y para hacer esto último se ne-

con, según pruebas hechas en últimas fechas:

PRODUCTO	NO CEROSOS (%)	CEROSOS (%)
Gasolina (205° C)	10.0	12.0
Keroseno	8.0	12.0
Gas Oil	14.0	12.0
Fuel Oil	27.0	22.0

En las pruebas de combustión hechas conforme a las directrices de la American Society Testing Materials, los resultados de El Plan dieron los siguientes resultados:

NO CEROSOS	% de recuperación	CEROSOS	% de recuperación
10	127	10	144
20	243	20	218
30	300	30	282
40	-	40	214

La gravedad específica de los dos cruces que produce El Plan, así como su base, su viscosidad y su contenido de agua, han servido como punto de partida para determinar que todo lo distribuido es más eficientemente aplicado en este caso. Cada vez que se requiere el sistema de distribución explicado es el mismo, sin ningún calentamiento previo del aceite que se trata. Corresponde en páginas posteriores describir un análisis del sistema de distribución usado en este caso.

SISTEMA ACTUAL DE DESHIDRATACION.

La energía que presenta al petróleo crudo de El Plan, se presenta difícil de romper y para hacer este último se ha-



cesitaría una Planta Deshidratadora en forma, sujetando al crudo a un enérgico tratamiento, ya fuera, eléctrico, termico químico, etc., resultando dicho tratamiento con un alto costo.

En El Plan, se ha ensayado el tratamiento químico en forma de inyección, del compuesto químico deshidratante conocido con el nombre de compuesto "C", contándose para esto, con la experiencia adquirida en los Campos de Agua Dulce y Filisola, donde dicho compuesto ha contribuido al éxito de sus sistemas de deshidratación.

Existen en la actualidad dos fases en el tratamiento del crudo, la primera es la inyección del compuesto químico en un punto de la circulación que sufre el aceite del fondo de los tanques de almacenamiento a la parte superior de los mismos - pasando por un "circuito de tratamiento" del que hablaremos en seguida, y la segunda que consiste en la inyección, también, del Compuesto "C" durante el bombeo del crudo a través del oleoducto El Plan-El Chapo-Minatitlán.

El "circuito de tratamiento" existe sólo para el aceite no ceroso, pues el ceroso sólo recibe el tratamiento en su segunda fase. Los tanques que almacenan crudo no ceroso, son los Nos. 1 y 3 con capacidad de 10, 312 M3 el primero, y - - 8,874 M3 el segundo. El ceroso se almacena en el tanque No. - 2 cuya capacidad es de 8,874 M3 también.

Circuito de tratamiento.- (Fig. 26) El petróleo que llega a los tanques 1 y 3, procedente de las baterías, es succionado de ellos, cerca del fondo, por dos bombas (una para cada tanque) Worthington, tipo horizontal, duplex doble efec

... una línea de... en forma, sujeto a...  
... un estudio... en forma, eléctrico, químico  
... resultado... tratamiento con un alto cos-

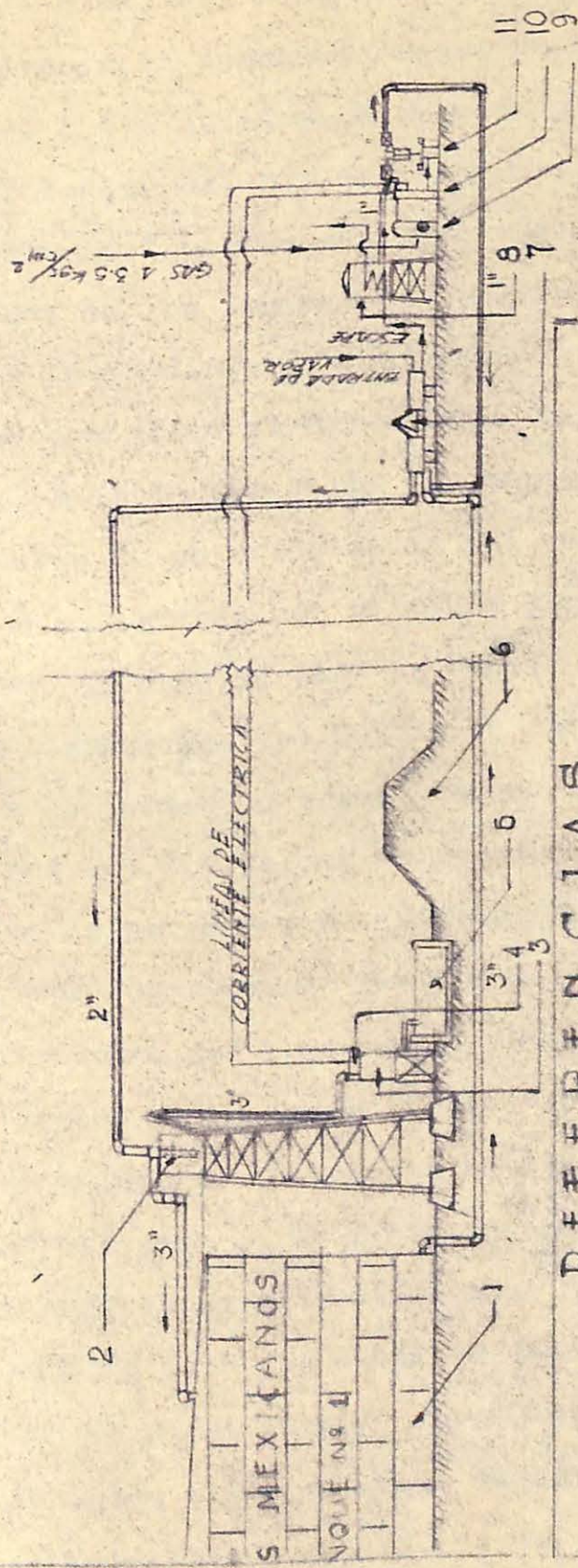
En el plan, se ha ensayado el tratamiento químico en for  
... del compuesto químico de hidrógeno conocido  
... de compuesto "C", contándose para este, con la  
... en los campos de Agua Dulce y Pilitosa,  
... éxito de sus sistemas  
de hidratación.

Existen en la actualidad dos fases en el tratamiento del  
... la primera es la inversión del compuesto químico en un  
... el acido del fondo de los  
... la parte superior de las mismas -  
... del que hablanos -  
... en la inversión, tem-  
... el fondo del erudo a través  
del cilindro El Plan-El Grupo-Ministerio.

El "circuito de tratamiento" existe sólo para el acido  
... sólo recibe el tratamiento en un -  
... los erudos que almacenan erudo no ceroso, son  
... 10, 312 M2 el primero, y -  
... 2, 374 M2 el segundo. El eroso se almacena en el tanque No. -  
... 2, 374 M2 también.

Circuito de Tratamiento. (Fig. 28) El sistema que se  
... de las banderas 1 y 2, procedente de las baterías, se enc-  
... cerca del fondo, por dos bombas (una para  
... tipo horizontal, duplex de eje

FIG-26.-DIAGRAMA QUE MUESTRA EL SISTEMA DE DESHIDRATACION  
 DEL CAMPO DE FLIPLAN, VERACRUZ . . .



REFERENCIAS

- |                             |                                   |
|-----------------------------|-----------------------------------|
| 1- TANQUE DE ALMACENAMIENTO | 7.- BOMBA DE CIRCULACION .        |
| 2- TANQUE LAVADOR           | 8.- TANQUE DE COMPUSTO °C°        |
| 3- MEDIDOR DE FLOTADOR      | 9.- TAMBOR DE GAS                 |
| 4- SWITCH DE MERCURIO       | 10.- ELECTROIMAN Y VALVULA PILOTO |
| 5- PILLAJA DE CONCRETO      | 11.- INYECTOR DE COMPUSTO .       |
| 6- BORDE DE PROTECCION      |                                   |



to de 154 mm., x 102 mm. x 154 mm. (6" x 4" x 6") a través de una tubería de 3" de diámetro, situadas en la Estación Central de Bombas, que se encuentra aproximadamente a unos 250 m. al norte del tanque No. 1 y a la misma distancia poco más o menos al noreste del tanque No. 3. A estas bombas, se les llama "bombas de circulación" porque más tarde veremos que el aceite que succionan de los tanques lo vuelven a introducir a ellos después del tratamiento respectivo.

Cerca de estas bombas de circulación, y en la línea de succión todavía, se hace la inyección del compuesto químico deshidratante a través de un orificio de una pulgada. Esta inyección, que está controlada por válvulas sistema J.A.T., más adelante veremos en detalle cómo se hace.

Después de la inyección, las bombas de circulación comprimen el aceite y lo envían, a través de una línea de descarga de 2" de diámetro con 3.5 Kg/cm<sup>2</sup> de presión a la parte superior de unos tanques lavadores de 100 barriles de capacidad (16 M<sup>3</sup>) situados sobre estructuras metálicas, cerca de cada uno de los tanques dentro del borde de protección de los mismos. En dichos tanques el aceite y el agua se separan parcialmente a consecuencia del compuesto químico usado, quedando, naturalmente el agua en la parte inferior. El petróleo entonces, con algo de agua todavía, sale de esos tanques a través de una tubería de 3" de diámetro insertada en la parte más superior del mismo tanque, cerca del borde, para ir a vaciarse nuevamente a los tanques de almacenamiento. Esta tubería es una especie de tubería de derrame, pues el nivel del líquido dentro del tanque no puede pasar más arri-

to de 124 mm., x 108 mm. x 154 mm. (6" x 4" x 6") a través de una tubería de 3" de diámetro, situada en la Estación Central de Bombas, que se encuentra aproximadamente a unos 250 m. al norte del tanque No. 1 y a la misma distancia por el lado sur al noroeste del tanque No. 3. A estas bombas, se les llama "bombas de circulación" porque más tarde veremos que el aceite que accionan de los tanques lo vuelven a introducir a ellos después del tratamiento respectivo.

Cerca de estas bombas de circulación, y en la línea de succión todavía, se hace la inyección del compuesto químico de tratamiento a través de un orificio de una pulgada. Esta inyección, que está controlada por válvulas sistema J.A.T., más adelante veremos en detalle cómo se hace.

Después de la inyección, las bombas de circulación comienzan el aceite y lo envían, a través de una línea de 6" de 3" de diámetro con 3.5 Kg/cm<sup>2</sup> de presión a la parte superior de unos tanques lavadores de 100 barriles de capacidad (15 m<sup>3</sup>) situados sobre estructuras metálicas, cerca de cada uno de los tanques dentro del borde de protección de los mismos. En dichos tanques el aceite y el agua se separan por el efecto de la succión del compuesto químico usado, que durante el tratamiento del agua en la parte inferior. El agua, con algo de agua todavía, sale de esos tanques a través de una tubería de 3" de diámetro insertada en la parte más superior del mismo tanque, cerca del borde, para ir a conectar nuevamente a los tanques de almacenamiento. Esta tubería es una especie de tubería de drenaje, pues el nivel del líquido dentro del tanque no puede pasar más allá

ba. El agua es drenada por medio de un sistema de sifón y -- que va a descargar a un recipiente especial de determinado volumen, recipiente, que cada vez que se llena, descarga mediante un dispositivo de flotación el cual, a la vez, hace -- funcionar la válvula sistema JAT verificándose la inyección de compuesto desemulsificante en la succión de las bombas de circulación como ya lo asentamos anteriormente. De manera que el volumen de agua drenado de los tanque lavadores se conoce, multiplicando el número de inyecciones de compuesto por el -- volumen del recipiente en que cae esa agua. Con el objeto de controlar el número de inyecciones de compuesto, existen dos contadores al pie de los inyectores (uno para cada uno).

Separación agua-aceite en el tanque lavador. - Hemos dicho que después de hacerse la inyección del compuesto químico en la succión de las bombas de circulación, éstas bombean el crudo a los tanques lavadores o separadores (gun barrel). Un tanque separador, es un tanque construido de acero o de madera a donde el agua y el aceite llegan juntos por su parte superior y descargan dentro de un flume que llega hasta 1.50 cm. arriba del fondo. El agua se separa del aceite debido a la gravedad, regulando el nivel de agua-aceite por un "cuello de ganso" o sifón. El nivel de separación varía mucho en instalaciones extranjeras y se ha de mantener a tal altura que permita drenar grandes cantidades de agua salada. A estos tanques suele llamárseles también "tanques de asentamiento", aunque el proceso es continuo y hay por consecuencia "constante renovación de fluido".

El tipo de tanque lavador o separador usado en El Plan,

de. El agua es bombeada por medio de un sistema de sifón y --  
 que va a proporcionar un recipiente especial de almacenamiento --  
 volumen, recipientes, que cada vez que se llena, descarga me- --  
 diante un dispositivo de flotación el cual, a la vez, hace --  
 funcionar la válvula sistema JAT verificándose la inversión --  
 de compuesto de acetaldehído en la succión de las bombas de --  
 circulación como ya lo expusimos anteriormente. De manera que --  
 el volumen de agua bombeado de los tanques lavadores se comen- --  
 multiplicando el número de inyecciones de compuesto por el --  
 volumen del recipiente en que esa agua. Con el objeto de --  
 controlar el número de inyecciones de compuesto, existen dos --  
 contadores al pie de los inyectores (uno para cada uno).

Separación agua-aceite en el tanque lavador. - Hemos di-

cho que después de hacerse la inyección del compuesto durante --  
 co en la succión de las bombas de circulación, éstas bombean --  
 el agua a los tanques lavadores o separadores (sin perder). --  
 Un tanque separador, es un tanque construido de acero o de --  
 madera, donde el agua y el aceite fluyen juntos por su par- --  
 te superior y descargan dentro de un flume que llega hasta --  
 1.50 cm arriba del fondo. El agua se separa del aceite debi- --  
 do a la gravedad, formando el nivel de agua-aceite por un --  
 "cuello de ganso" o sifón. El nivel de separación varía mu- --  
 cho en instalaciones experimentales y se ha de mantener a tal --  
 altura que permita formar grandes cantidades de agua salada. --  
 A estos tanques suele llamarse también "tanques de aceite --  
 lavado", cuando el proceso es continuo y hay por consecuencia --  
 "constante renovación de flujos".

El tipo de tanque lavador o separador usado en El Río,



tiene el tubo de derrame del aceite a 2.28 m. del fondo una altura del sifón de 2.21 m. y el nivel de separación agua - aceite está aproximadamente a una altura de 1.70 m. como lo demostraremos en seguida:

Refiriéndonos a la figura correspondiente (Fig. 27).

$h = 2.28 \text{ m.} =$  altura del tubo de derrame.

$h_2 = 2.21 \text{ m.} =$  " " sifón.

$d_w = 1.057 =$  densidad del agua.

$d_o = 0.930 =$  " media del aceite.

$h_1 =$  altura del nivel de separación agua-aceite.

que es el dato por calcular.

Se pueden presentar los siguientes casos en estos tanques: que en el tanque se tenga puro aceite y por el lado del sifón pura agua; que tanto del lado del tanque como del sifón se tenga sólo agua o aceite y que el tanque tenga agua y aceite y el sifón solamente agua.

Para el primer caso podremos escribir:

$$h \times d_o = h_2 d_w$$

$$h \times 0.930 = h_2 \times 1.057$$

$h_2 = 1.98 \text{ m.}$  que será la altura mínima a la que puede colocarse el sifón.

De la misma manera podemos calcular la altura máxima a la que se puede colocar el sifón y que corresponde al caso segundo.

Si el tanque separador estuviera lleno sólo con agua o sólo con aceite puro, el nivel dentro del tanque sería el mismo que el nivel en el sifón, es decir:

El tubo de vidrio del aceite a 2.28 m. del fondo una  
 altura del nivel de 2.21 m. y el nivel de separación  
 aceite está aproximadamente a una altura de 1.70 m. como se  
 representa en el gráfico:

Relaciones a la figura correspondiente (Fig. 27).

$h = 2.28 \text{ m.} = \text{altura del tubo de vidrio.}$   
 $h_2 = 2.21 \text{ m.} = \text{altura del nivel de aceite.}$   
 $h_w = 1.037 = \text{densidad del agua.}$   
 $h_o = 0.930 = \text{densidad del aceite.}$   
 $h_1 = \text{altura del nivel de separación agua-aceite.}$   
 que se da el dato por calcular.

Se pueden presentar los siguientes casos en estos tanques:  
 cuando en el tiempo se tenga puro aceite y por el lado del  
 agua pura; que tanto del lado del agua pura como del  
 lado de aceite puro o aceite y que el tiempo tanto agua y  
 aceite y el nivel solamente agua.

Para el primer caso tenemos escrito:

$$h \times h_o = h_2 \times h_w$$

$$h \times 0.930 = h_2 \times 1.037$$

$h_2 = 1.98 \text{ m.}$  que será la altura mínima a la que puede

colocarse el nivel.

De la misma manera podemos calcular la altura máxima a  
 la que se puede colocar el nivel y que correspondo al caso

segundo.

Si el tiempo se repartiera entre el agua y el aceite  
 agua con aceite puro, el nivel dentro del tanque sería el  
 mismo que el nivel en el tubo, es decir:

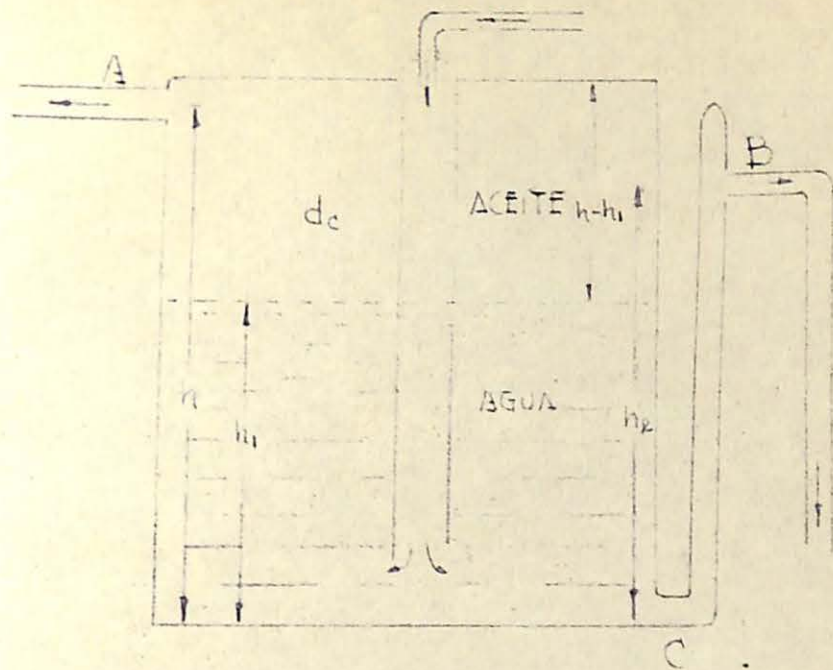


FIG. 27 ESQUEMA DEL TANQUE LAVADO.

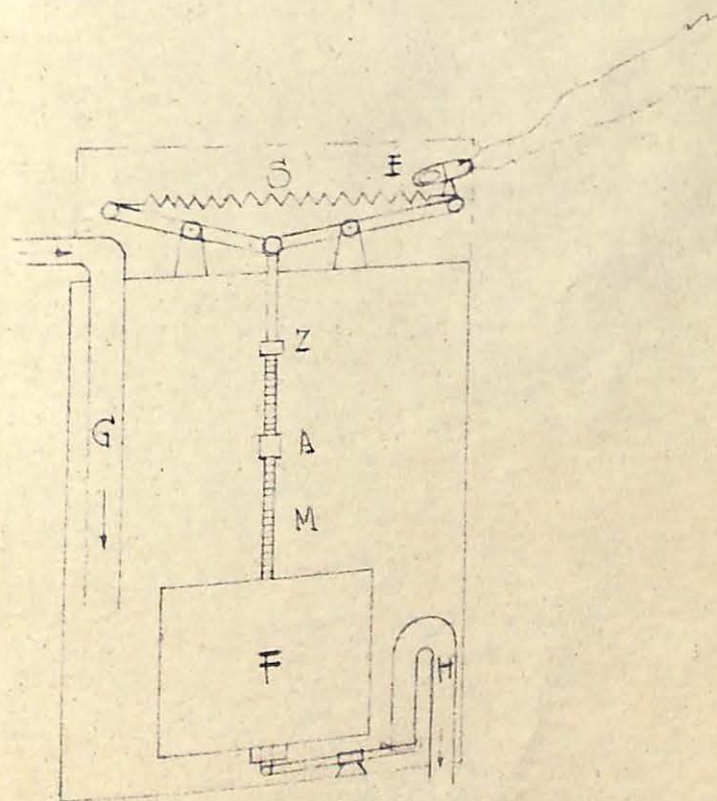


FIG. 28 CROQUIS DEL MEDIDOR DE AGUA.



$$h \times 1.057 = h_2 \times 1.057; \text{de donde: } h = h_2$$

$$h \times 0.930 = h_2 \times 0.930; \text{de donde: } h = h_2$$

de donde  $h_2 = 2.28$  m. que será la altura máxima del sifón.

Si el tanque está lleno, parte con agua y parte con aceite, como ocurre en realidad, el sifón tendrá distinto nivel que en el tanque. El sifón estará lleno totalmente de agua y su nivel no llega a alcanzar la altura a la que se encuentra el nivel del aceite dentro del tanque, debido a que el agua tiene mayor gravedad específica que el aceite. El nivel del aceite en el tanque es mantenido constante por el derrame en A y el nivel del aceite en el sifón es mantenido constante por el derrame del agua en B, de manera que, funcionando ya el sistema, el nivel de separación entre los dos líquidos en el tanque permanecerá constante debido a que los niveles de aceite y de agua, en el tanque y en el sifón respectivamente, permanecen fijos también, sin tener influencia alguna la relación agua-aceite que entre al lavador.

Así es que la ecuación para el caso de El Plan será:

$$(h - h_1) d_o + h_1 d_w = h_2 d_w$$

Substituyendo por los valores respectivos:

$$(2.28 - h_1) \times 0.930 + h_1 \times 1.057 = 2.21 \times 1.057$$

$$2.120 - 0.930 h_1 + 1.057 h_1 = 2.336$$

$$(1.057 - 0.930) h_1 = 2.336 - 2.120$$

$$0.127 h_1 = 0.216$$

$$\underline{h_1 = 1.70 \text{ m.}}$$

que es la altura actual del nivel de separación agua-aceite -

$$h \times 1.027 = h_1 \times 1.027; \text{ de donde: } h = h_1$$

$$h \times 0.930 = h_2 \times 0.930; \text{ de donde: } h = h_2$$

$$\text{de donde } h_2 = 2.28 \text{ m. que será la altura máxima del agua}$$

ión.

Si el tanque está lleno, parte con agua y parte con aceite, como ocurre en realidad, el agua tendrá distinto nivel que en el tanque. El agua estará llena totalmente de agua y su nivel no llega a alcanzar la altura a la que se encuentra el nivel del aceite dentro del tanque, debido a que el agua tiene mayor gravedad específica que el aceite. El nivel del aceite en el tanque se mantendrá constante por el efecto de la presión en A y el nivel del aceite en el sistema se mantendrá constante por el efecto del sistema B, de manera que, durante el movimiento de los sistemas, el nivel de separación entre los dos líquidos en el tanque permanecerá constante debido a que los niveles de aceite y de agua, en el tanque y en el sistema respectivamente, permanecerán fijos también, sin tener influencia alguna en relación agua-aceite que entre el lavador.

Así se puede escribir para el caso de El Plan será:

$$(h - h_1) \rho_w + h_1 \rho_a = h_2 \rho_w$$

Substituyendo por los valores respectivos:

$$(2.28 - h_1) \times 1.027 + h_1 \times 0.930 = 2.21 \times 1.027$$

$$2.280 - 0.930 h_1 + 1.027 h_1 = 2.268$$

$$(1.027 - 0.930) h_1 = 2.268 - 2.280$$

$$0.097 h_1 = 0.012$$

$$h_1 = 1.70 \text{ m.}$$

que es la altura actual del nivel de separación agua-aceite.

considerando los dos líquidos en reposo.

Si se quiere variar entonces la cantidad de agua salada separada del tanque, se tendrá que variar la altura del sifón y por lo tanto el nivel agua-aceite.

Después de haber hecho una breve exposición del sistema de separación de agua del aceite por medio del tanque lavador, veremos en seguida el dispositivo usado para medir el agua drenada.

Medidor de agua drenada.- (Fig. 28) Esta agua se descarga del tanque anterior a través del sifón y llega al medidor, colocado en la parte inferior de la estructura metálica que sostiene el separador, por medio de una tubería de 3" G.

El medidor consiste de un pequeño tanque cilíndrico colocado verticalmente sobre una pequeña estructura como de metro y medio de altura, que a su vez se apoya sobre uno de los extremos de una presa de concreto de 5 M3 de capacidad (5.00 m. de largo por 1.00 m. de ancho y 1.00 m. de alto) y que servía antes como medida del agua drenada. El tanque tiene una altura de 0.92 m. y en su centro pasa una varilla M, verticalmente sirviendo como eje del recipiente, y a lo largo de la cual se desaloja un flotador, F, como se ve en la figura y el cual se detiene hasta que encuentra a la tuerca móvil A, que propiamente es la que controla el volumen de agua por descargar. A medida que va entrando agua, el flotador sube hasta encontrar a A, ejerciendo sobre ella presión hasta que logra hacer subir la varilla por completo, venciendo la resistencia de los resortes S, dándose en B acceso al agua dentro del tubo de descarga H y desde este momento, empezará

comenzando los dos líquidos en reposo.

Si se quiere variar entonces la cantidad de agua salada separada del líquido, se tendrá que variar la altura del líquido

y con lo tanto el nivel de agua salada.

Contra de haber hecho una prueba experimental del sistema

de separación de agua del aceite por medio del líquido

de agua, se ha observado en algunas ocasiones que cuando se

agua de arriba.

Medidor de agua de arriba. - (Fig. 22) Esta agua se des-

carga del líquido anterior a través del líquido y luego al medio

de agua, colocado en la parte inferior de la estructura metálica

que sostiene el separador, por medio de una tubería de 3" 0.

El medidor consiste de un pequeño líquido cilíndrico co-

locado verticalmente sobre una pequeña estructura como de ma-

de y medio de altura, que a su vez se apoya sobre uno de los

extremos de una traza de concreto de 2 M de espesor (3.00

m. de largo por 1.00 m. de ancho y 1.00 m. de alto) y que se

apoya en una base como muestra del agua de arriba. El líquido

de arriba de 0.25 m. y en su centro pasa una varilla N. 10

firmemente atornillada como se ve en el diagrama, y a lo largo

de la cual se descarga un líquido, P, como se ve en la fig.

22 y el cual se descarga hacia el momento a la tubería de

abajo A, que propiamente es la que controla el volumen de agua

por descargar. A medida que va entrando agua, el flotador

de agua comienza a moverse sobre el líquido hasta

que logra pasar sobre la varilla por completo, venciendo la

resistencia de los líquidos, después en B se abre al agua

dentro del tubo de descarga B y hacia este momento, cuando



a bajar el flotador en virtud de que el tanque se vacía, hasta llegar a su posición original, volviendo también los resortes a su antigua posición.

Cuando la varilla sube debido a la presión ejercida por el agua a través del flotador F, se vence la resistencia de los resortes S y se inclina el "switch" de mercurio E, haciendo contacto eléctrico, dando origen a la corriente que manda de accionar la válvula piloto que mueve el inyector de compuesto químico deshidratante provocando una inyección de este elemento, como ya dijimos, en la línea de succión de las bombas de circulación. Esta inyección cesará, cuando el flotador llegue al fondo del medidor y por lo tanto él "switch" de mercurio estará inclinado del lado contrario al anterior, dejando de mandar corriente.

Experimentalmente se ha medido el volumen de agua descargado según la altura a la que se encuentre la tuerca en la varilla y se ha logrado obtener estos datos:

Cuando la altura de la tuerca esta a:	Se descarga un volumen de agua de:
0.55 m. ....	26 lts.
0.60 " ....	36 lts.
0.65 " ....	47 lts.
0.70 " ....	58 lts. (flotador en el tope Z).

Los anteriores datos, no son exactos, pero si muy aproximados, pues hay el inconveniente que mientras se descarga el medidor, se sigue recibiendo agua.

Toda el agua medida de esta manera, cae a la presa de concreto, desde donde se guía a través de un canal hecho en tierra, hasta el Río Tancochapa que pasa a unos 200 m. del lugar.

La válvula de escape se abre y el vapor de agua sale hacia el exterior. Cuando la presión en la cámara de escape se eleva, la válvula se cierra y el vapor se condensa en la cámara de escape.

El agua que queda en la cámara de escape se calienta y se evapora. El vapor de agua se eleva y se condensa en la cámara de escape. Este proceso se repite hasta que el agua se ha evaporado completamente. El vapor de agua que queda en la cámara de escape se condensa y se recoge en la cámara de escape.

Experimentando con la máquina de vapor se puede observar que el agua se calienta y se evapora. El vapor de agua se eleva y se condensa en la cámara de escape. Este proceso se repite hasta que el agua se ha evaporado completamente.

Se deseara un volumen de agua de:	Cuando la altura de la fuerza es:
30 lbs.	0.25 "
35 lbs.	0.30 "
40 lbs.	0.35 "
45 lbs.	0.40 "
50 lbs. (Flotador en el tipo E).	0.45 "

Los anteriores datos, no son exactos, pero si muy aproximados, pues hay un incremento que mientras se deseara el motor, se eleva recibiendo agua. Toda el agua recibida de esta manera, sea a la presión de consorcio, desde donde se pasa a través de un canal hecho en tierra, hasta el Rio Tancocapan que pasa a unos 200 m. del lugar.

Inyectores de compuesto químico.- Son en número de dos, uno para el circuito de tratamiento del tanque No. 1 y otro para el circuito del tratamiento del tanque No. 3. Son émbolos buzos colocados verticalmente y que descargan un volumen de 45 c.c., tienen movimiento reciprocante por medio de un pistón que recibe la acción directa del gas con una presión aproximada de 3.2 Kg./cm<sup>2</sup>. y que los hace levantar hasta -- descargar todo su volumen.

Cuando se hace contacto eléctrico, en el "switch" de -- mercurio colocado en el tanque medidor de agua drenada, se -- provoca la corriente que acciona el electroimán de la válvula piloto dando entrada al gas, para impulsar los pistones y se verifique la inyección. Cuando cesa la corriente por haberse descargado el medidor, el electroimán deja de accionar la válvula piloto dejando de entrar el gas, y bajando entonces por su propio peso el émbolo del inyector, para esperar una nueva inyección. La carrera de éstos émbolos se puede hacer variar de tal manera que la cantidad de compuesto "C" - inyectada se puede controlar fácilmente. Cada uno de los inyectores tiene su contador de emboladas.

La succión de los inyectores se une a la parte inferior de un recipiente de 200 litros de capacidad que almacena compuesto "C". Este tambor de almacenamiento tiene un serpentín de media pulgada de diámetro por el cual pasa vapor del escape de las bombas y que hace calentar el compuesto hasta una temperatura aproximada de 45°C para mayor facilidad en el manejo del mismo y para que su acción sea más efectiva como desemulsificante.

Investador de compuesto químico. - Son un número de dos  
 una para el circuito de tratamiento del tanque No. 1 y otro  
 para el circuito de tratamiento del tanque No. 2. En ambos  
 los buses colocados verticalmente y que descargan un volumen  
 de 45 c.c., tienen movimiento reciproco por medio de un  
 pistón que recibe la acción directa del gas con una presión  
 aproximada de 5.2 kg. y que los hace levantar hasta  
 descargar todo su volumen.

Cuando se hace contacto eléctrico, en el "switch" de  
 marcado colocado en el tanque medidor de agua drenada, se  
 produce la corriente que acciona el electroimán de la válvula  
 La válvula de agua entra al gas, para impulsar los pistones y  
 se verifica la inversión. Cuando cesa la corriente por ha-  
 berse desconectado el medidor, el electroimán deja de accionar  
 la válvula piloto dejando de entrar el gas, y bajando enton-  
 ces por su propio peso el émbolo del inyector, para esperar  
 una nueva inversión. La carrera de émbolo se puede ha-  
 cer variar de tal manera que la cantidad de compuesto "C"  
 inyectada se puede controlar fácilmente. Cada uno de los in-  
 yectores tiene su contador de emboladas.

La succion de los inyectoras se une a la parte inferior  
 de un recipiente de 200 litros de capacidad que siempre con-  
 tiene "C". Este tambor de almacenamiento tiene un orificio  
 de media pulgada de diámetro por el cual pasa vapor del agua  
 de las bombas y que hace calentar el compuesto hasta una  
 temperatura aproximada de 45°C para mayor facilidad en el  
 manejo del mismo y para que su acción sea más efectiva como  
 desinfectante.

Segunda fase del tratamiento del crudo.- A pesar del --  
procedimiento usado en el circuito de deshidratación ante- -  
rior, el crudo aún tiene cierto porcentaje de agua que, - -  
cuando se necesita bombear las existencias a la Refinería de  
Minatitlán, sería perjudicial enviarlo con ese porcentaje de  
agua, necesitándose entonces someter al petróleo bombeado a  
un segundo tratamiento con compuesto químico, inyectándose-  
lo simplemente durante el tiempo que dure dicho bombeo. Esta  
segunda fase de tratamiento es la única que recibe el aceite  
ceroso que almacena el tanque No. 2.

Cuando se necesite o se ordene bombear la existencia de  
cualquier tanque de almacenamiento, se procederá a drenar el  
tanque lo más perfectamente que se pueda y antes de empezar  
el bombeo hay necesidad de "muestrear" el aceite que se man-  
dará, tomándose por los procedimientos ya conocidos, tres --  
muestras de él: una de la superficie, una de la parte media  
y otra del fondo del tanque de que se trate, muestras que -  
se envían al Laboratorio del Campo para su análisis y deter-  
minar el porcentaje de agua libre y emulsión que aún conten-  
ga. Estos análisis se hacen por el método de centrifugación  
en combinación con el químico como hemos dicho en otra par-  
te de este trabajo. En la actualidad se hace uso de una cen-  
trífuga De Laval accionada por vapor.

Una vez conocido el porcentaje de agua libre y emulsión  
del crudo por bombear, se procede a calcular la cantidad de -  
compuesto deshidratante que deberá usarse teniendo en cuen-  
ta el volumen total del aceite, la velocidad de bombeo y el  
número de bombas usadas en él. Se formula entonces una rela-

Segunda fase del tratamiento del crudo. - A pesar del -

procedimiento usado en el circuito de deshidratación antes  
del crudo con fines de este porcentaje de agua que  
cuando se necesitan bombear las existencias a la Refinería de  
Minatitlán, sería perjudicial enviarlo con ese porcentaje de  
agua, por lo tanto se aconseja entonces someter al crudo bombeado a  
un segundo tratamiento con compuestos químicos, investigándose  
lo apropiado durante el tiempo que dure dicho bombeo. Esta  
segunda fase de tratamiento es la única que recibe el acido

como un almacén de tanque No. 2.

Cuando se necesita o se ordena bombear la existencia de  
cualquier tanque de almacenamiento, se procederá a drenar el  
tanque lo más perfectamente que se pueda y antes de empezar  
el bombeo hay necesidad de "mostrar" el acido que se man-  
dará, tomándose por los procedimientos ya conocidos, tres  
muestras de él: una de la superficie, una de la parte media  
y otra del fondo del tanque de que se trate, muestras que  
se envían al Laboratorio del Campo para su análisis y deter-  
minar el porcentaje de agua libre y emulsión que aún contiene  
el crudo. Estas análisis se hacen por el método de centrifugación  
con comparación con el duplico como hemos dicho en otra parte  
de este trabajo. En la actualidad se hace uso de una cen-  
trífuga de lavar acelerada por vapor.

Una vez conocido el porcentaje de agua libre y emulsión  
del crudo por bombear, se procede a eliminar la cantidad de  
compuesto deshidratante que deberá usarse teniendo en cuenta  
el volumen total del crudo, la velocidad de bombeo y el  
número de bombas usadas en él. Se formula entonces una rela-

ción de volúmenes compuesto petróleo de tal manera que al llegar el aceite a la Refinería de Minatitlán, vaya lo más dese-  
mulsificado posible y con el menor porcentaje de agua libre.  
Estas relaciones se formulan ya con la experiencia adquirida  
en otros bombeos y basándose en el resultado de los análisis  
que se siguen haciendo durante el bombeo, tanto del aceite -  
en el momento de bombearlo como del aceite en las condicio--  
nes en que se encuentre a cierta distancia del campo. Para --  
esto último existe una purga en el Km. 3 del oleoducto El --  
Plan-El Chapo-Minatitlán para sacar muestras periódicamente.  
Registros completos obtenidos durante algunos bombeos están -  
incluidos en las páginas siguientes y están formados por datos  
reales obtenidos durante esas operaciones.

Hemos incluido, pues, en este trabajo tres registros que  
reúnen las características medias de todos los que, para el -  
efecto se elaboraron.

Examinando estas tablas, nos daremos cuenta que el cru-  
do no ceroso, en los dos casos presentados (Tanque No. 1 y -  
Tanque No. 3) lleva durante sus bombeos un promedio de 6% de  
agua libre y entre 0.6% y 0.7% de emulsión, mientras que en  
el caso del crudo ceroso el porcentaje de agua oscila en 3.0  
y la emulsión en 0.4 por ciento.

Los análisis durante los bombeos se han hecho con un --  
intervalo de 3 o 4 horas y las muestras han sido tomadas en  
la purga del kilómetro 3 del Oleoducto.

Hay que tener en cuenta sin embargo, que la acción deshi-  
dratante del compuesto aún empieza a esa distancia del campo  
y que las condiciones del aceite se verán mejoradas al llegar

con el voltaje compuesto por el de la batería que al ser  
 por el aceite a la distancia de 10 centímetros, para la  
 multiplicado posible y con el menor porcentaje de agua libre.  
 estas relaciones se formulan ya con la experiencia adquirida  
 en otros trabajos y basándose en el resultado de los análisis  
 que se están haciendo durante el trabajo, tanto del aceite  
 en el momento de bombearlo como del aceite en las condicio-  
 nes en que se encuentra a cierta distancia del campo. Para  
 caso último existe un punto en el Km. 3 del oleoducto El  
 Pinar-El Chapo-Minatitlán para hacer muestras periódicamente.  
 En algunos casos se obtienen durante algunas bombas estas  
 medidas en las páginas siguientes y están tomadas por datos  
 reales obtenidos durante esas operaciones.  
 Como resultado, para, en este trabajo tres registros que  
 indican las características físicas de todos los que, para el  
 efecto se elaboraron.  
 Examinando estas tablas, nos damos cuenta que el agua  
 de los pozos, en los dos casos presentados (Tanda No. 1 y  
 Tanda No. 2) lleva durante sus bombas un promedio de 0.4  
 partes por ciento de agua y 0.4 de emulsión, mientras que en  
 el caso del agua que se bombea el porcentaje de agua varía en 0.4  
 y la emulsión en 0.4 por ciento.  
 Los análisis durante las bombas se han hecho con un  
 intervalo de 3 a 4 horas y las muestras han sido tomadas en  
 la punta del Kilómetro 3 del Oleoducto.  
 Hay que tener en cuenta sin embargo, que la acción de  
 el agua del compuesto aún empuja a una distancia del campo  
 y que las condiciones del aceite se van mejorando al irse



CRUDO NO CEROSO BOLBEADO A "EL CHAPO".

TANQUE NUM. 1

De los días 6 al 8 de marzo de 1943.

Día.	Hora de Muestreo		Procedencia.	Densidad.	Temperatura Gdos.	Densidad a 20° C.	% de agua libre.	% de emulsion.	R. P. M. Bombas Centrales 16x30x63/4x36			Petroleo bombeado por hora <sup>m<sup>3</sup></sup>	Compuesto Inyectado por hora <sup>m<sup>3</sup></sup>	Relación compuesto acetate.	Presión de línea <sup>Km/cm<sup>2</sup></sup>
	H	M							# 1	# 2	# 3				
6	10		T.1	0.930	25	0.933	5.4	0.3	19.0	-	-	95.635	0.125	1/765	-
"	14		Km.3	0.930	25	0.933	5.7	0.3	15.6	13.5	-	146.682	0.125	1/1173	-
"	18		Km.3	0.930	24	0.933	5.0	0.0	15.6	15.0	-	154.252	0.125	1/1234	-
"	22		Km.3	0.931	25	0.934	5.6	0.6	15.5	17.1	-	164.314	0.125	1/1314	-
7	2		Km.3	0.935	25	0.938	7.6	0.4	16.5	16.8	-	167.822	0.125	1/1343	21.0
"	6		Km.3	0.930	25	0.933	7.0	0.5	16.5	17.2	-	169.851	0.125	1/1359	26.0
"	10		Km.3	0.930	25	0.933	6.5	0.5	13.5	17.2	-	154.771	0.125	1/1238	30.0
"	12		T.1	0.935	23	0.937	7.2	0.8	16.2	15.0	-	157.250	0.125	1/1258	30.0
"	14		Km.3	0.935	24	0.938	5.8	0.4	16.2	15.0	-	157.250	0.125	1/1258	32.0
"	18		Km.3	0.935	20	0.935	6.0	2.0	15.0	15.9	-	155.534	0.125	1/1244	26.0
"	22		Km.3	0.935	20	0.935	7.1	0.2	15.8	15.4	-	157.227	0.125	1/1258	27.0
"	2		Km.3	0.935	20	0.935	6.9	1.5	15.0	16.0	-	156.232	0.125	1/1250	26.0
"	6		Km.3	0.935	20	0.935	6.1	1.8	15.5	15.2	-	154.739	0.125	1/1238	26.0
"	10		Km.3	0.935	24	0.938	6.8	1.2	16.4	16.5	-	165.787	0.125	1/1326	25.0
"	14		Km.3	0.930	23	0.932	5.4	0.6	22.0	-	-	110.906	0.125	1/887	22.0
"	17	20	T.1	0.930	23	0.932	4.3	0.5	23.4	-	-	117.962	0.125	1/944	22.0
PROMEDIOS				0.933	23	0.935	6.2	0.7	14.2	12.9	-	149.138	0.125	1/1193	26.0

Tiempo empleado en el bombeo: 55 horas 20 minutos.

Cálculo de los intereses de los depósitos

Nº de dep.	Clase de dep.	Clase de dep.	Clase de dep.	Clase de dep.	Clase de dep.	Clase de dep.	Clase de dep.	Clase de dep.	Clase de dep.	Clase de dep.	Clase de dep.	Clase de dep.	Clase de dep.	Clase de dep.	Clase de dep.	Clase de dep.	Clase de dep.	Clase de dep.	Clase de dep.	Clase de dep.
1	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
2	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
3	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
4	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
5	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
6	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
7	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
8	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
9	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
10	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
11	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
12	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
13	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
14	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
15	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
16	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
17	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
18	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
19	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
20	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

De los que se han de dar y de los que se han de dar

DE LOS QUE SE HAN DE DAR

DE LOS QUE SE HAN DE DAR Y DE LOS QUE SE HAN DE DAR

CRUDO CEROSO BOMBEADO A "EL CHAPO".

TANQUE NUM. 2

De los días 8 al 11 de marzo de 1943.

Día.	Hora de muestreo		Proceden- cia.	Densidad.	Temp. Gra- dos centí- grados.	Densidad a 20° C.	% de agua libre.	% de emul- sion.	R.P.M. Bombas Centrales 16x30x6 <sup>3</sup> /4x36.			Petroleo por hora E <sup>3</sup>	Compuesto inyectado por hora E <sup>3</sup>	Relación compuesto aceite.	Presión de línea Kg/cm <sup>2</sup>								
	H	M							# 1	# 2	# 3												
8	22	40	T. 2	0.930	24	0.933	4.6	0.6	10.5	11.0	-	108.418	0.120	1/903	19.0								
8	2		Km. 3	0.900	24	0.903	4.6	0.2	15.1	15.7	-	155.237	0.120	1/1294	25.0								
8	6		Km. 3	0.900	24	0.903	4.4	0.4	18.0	17.1	-	176.945	0.120	1/1475	24.0								
"	10		Km. 3	0.890	24	0.893	2.4	0.8	15.8	16.0	-	160.213	0.120	1/1336	21.0								
"	14		Km. 3	0.890	23	0.892	2.6	0.8	15.0	14.2	-	147.214	0.120	1/1227	10.0								
"	18		Km. 3	0.890	22	0.891	3.4	0.2	14.0	14.2	-	142.184	0.125	1/1177	20.0								
"	22		Km. 3	0.895	24	0.898	2.8	0.2	17.7	17.6	-	177.956	0.125	1/1424	27.0								
10	2	30	Km. 3	0.895	24	0.898	4.0	0.2	19.1	18.3	-	188.550	0.125	1/1508	27.0								
"	6	30	Km. 3	0.895	24	0.898	4.2	0.2	18.8	18.4	-	187.542	0.125	1/1500	27.0								
"	13	30	Km. 3	0.885	22	0.896	2.9	0.2	17.5	17.2	-	174.923	0.125	1/1399	20.0								
"	15	20	T. 2	0.885	22	0.886	1.2	0.5	16.8	16.8	-	169.349	0.125	1/1355	21.0								
"	17	20	Km. 3	0.895	22	0.896	9.1	0.2	16.8	16.8	-	169.349	0.125	1/1355	23.0								
"	22		Km. 3	0.890	24	0.893	2.0	0.3	18.0	17.5	-	178.967	0.125	1/1432	24.0								
11	2		Km. 3	0.890	24	0.892	2.0	0.3	17.1	17.1	-	172.395	0.125	1/1379	24.0								
"	6		Km. 3	0.890	24	0.893	1.8	1.0	17.7	17.9	-	179.472	0.125	1/1436	24.5								
"	13		Km. 3	0.885	32	0.892	1.8	0.2	17.7	17.8	-	178.967	0.125	1/1432	24.0								
"	14	40	T. 2	0.970	22	0.971	1.5	0.3	17.2	18.0	-	177.450	0.125	1/1420	22.0								
PROMEDIOS												0.900	24	0.902	3.3	0.4	16.6	16.6	-	167.361	0.124	1/1354	22.0

Tiempo empleado en el bombeo: 64 horas.



CRUDO NO CEROSO BOMBEADO A "EL CHAPO".-

TANQUE NUM. 3

De los días 26 al 28 de febrero de 1943.

Día	Hora de muestreo		Procedencia	Densidad	Temperatura Grados Centígrados	Densidad a 20° C.	% de agua libre.	% de emulsión.	R.P.M. Bombas Centrales 16x30x63/4x36.			Petroleo bombeado por hora M <sup>3</sup>	Compuesto Inyectado por hora M <sup>3</sup>	Relación compuesto Aceite.	Presión de línea - Kls/cm <sup>2</sup> .
	H	M							# 1	# 2	# 3				
26	15	30	T. 3	0.943	24	0.944	7.2	0.6	14.2	13.5	-	139.677	0.080	1/1747	23.0
"	19	30	Km. 3	0.942	21	0.943	7.2	0.5	14.2	13.5	-	139.677	0.080	1/1747	32.0
27	2	6	Km. 3	0.942	21	0.943	7.0	0.5	16.2	16.4	-	164.288	0.080	1/2054	32.0
"	11	15	Km. 3	0.936	25	0.939	6.2	0.8	17.3	18.0	-	177.986	0.080	1/2225	32.0
"	15	19	Km. 3	0.938	25	0.941	6.2	1.0	16.7	17.6	-	172.882	0.080	1/2161	31.0
"	19	23	Km. 3	0.933	24	0.937	7.0	0.4	16.6	17.5	-	173.890	0.100	1/1739	30.0
"	23	2	Km. 3	0.934	24	0.938	5.4	0.4	17.0	16.8	-	171.912	0.100	1/1719	29.0
28	2	3	T. 3	0.935	28	0.940	6.0	0.8	17.0	16.8	-	170.407	0.100	1/1704	29.0
"	3	7	Km. 3	0.933	25	0.936	5.0	0.4	17.2	17.2	-	170.407	0.100	1/1704	30.0
"	7	11	Km. 3	0.932	26	0.936	6.0	0.5	17.8	18.0	-	173.450	0.100	1/1735	30.0
"	11	15	Km. 3	0.935	28	0.939	6.2	0.8	16.5	17.0	-	180.462	0.100	1/1805	29.0
"	15	20	Km. 3	0.935	29	0.941	6.0	0.8	16.9	16.9	-	168.882	0.100	1/1689	28.0
"	20	40	Km. 3	0.935	22	0.936	6.0	0.5	16.7	16.7	-	170.413	0.100	1/1704	28.0
"	22	40	T. 3	0.935	22	0.936	6.0	0.5	16.8	17.0	-	170.413	0.100	1/1704	28.0
PROMEDIOS															
				0.937	24	0.939	6.2	0.6	16.5	16.7	-	167.541	0.093	1/1808	29.3

Tiempo empleado en el bombeo: 55 hs. 10 minutos.



a su destino.

El compuesto químico, (que se encuentra en el mercado nacional en tambores de 200 litros cada uno), juega, por segunda vez su papel en la deshidratación del crudo de El Plan al inyectarse en los bombeos. Estos tambores van vaciándose, -- conforme se van necesitando, en una fosa a propósito situada en la estación de bombas, de donde la toma una bomba Worthington, horizontal, duplex, de doble efecto y de 6" x 4" x 6" para descargarlo sobre la línea del Oleoducto, en forma regular y uniforme, de tal manera que se cumpla la relación de -- tratamiento que se propone.

Las bombas centrales usadas en los bombeos son:

Una Worthington (Worthington Pump and Machinery) horizontal, duplex, de doble efecto, propulsión de vapor, de émbolos buzos, doble expansión No. P-60-60, con una presión de vapor de 9.5 Kg/cm<sup>2</sup> y una presión máxima en la descarga de 45 Kg./cm<sup>2</sup> y cuyas dimensiones son:

Diámetro del cilindro de vapor de alta presión = $V_a$ = 16"
" " " " " " baja presión = $V_b$ = 30"
" " " " " " aceite = $P$ = 6 3/4"
" " " " " " Carrera = $C$ = 36" del émbolo

dando de 19 a 24 emboladas por minuto. Llamada UNIDAD 1.

Dos Fred. M. Prescott (Steam Pump Engine Co), horizontales, duplex, doble efecto, propulsión de vapor, de émbolos buzos, triple expansión con una presión de vapor de 9.5 Kg/cm<sup>2</sup> y una presión máxima en la descarga de 45 Kg/cm<sup>2</sup> y cuyas dimensiones son:  $V_a$  = 13",  $V_m$  = 21",  $V_b$  = 34",  $P$  = 6 3/4" y  $C$  = 36", pudiendo dar de 19 a 24 emboladas por minuto. --





Una de estas bombas, marcada con el No. 5571 y la otra con el No. 5834, llamándose a la primera de éstas, UNIDAD 2, y a la segunda UNIDAD 3.

Las necesidades de la Estación Central de Bombas y de la demás maquinaria que se mueve con vapor dentro del campo mismo se cubren con el producido por la Planta de Calderas que está constituida por siete colocadas en batería, marca Walsh Weidner Co. Chatanooga U.S.A. de tipo horizontal, tubos de humo y de retorno, recalentador de vapor, presión de 9.5 Kg./cm<sup>2</sup>. y una superficie de calefacción de 118.5 M<sup>2</sup>, y marcadas con los números 2515, 3426, 3425, 3424, 3423, 2614 y 2613.

Las bombas de alimentación de agua a las calderas son en número de tres Transit, National Pump and Machinery, duplex, (doble efecto) una de dimensiones 10" x 6" x 12", marcada con el número 3519 y las otras dos de dimensiones 7 1/2" x 5" x 10" y marcadas con los números 23767 y 34704. Las tres de propulsión de vapor.

La bomba de alimentación de aceite combustible a los quemadores y a las calderas es Worthington Pump and Machinery Co. New Jersey U.S.A. No. 959705, tipo horizontal, duplex (doble efecto), propulsión de vapor y de tamaño 6" x 4" x 6".

Una de estas bombas, marcada con el No. 2271 y la otra con el No. 2284, llamadas a la primera de éstas, UNIDAD 2, y a la segunda UNIDAD 3.

Las necesidades de la Estación Central de Bombas y de la bomba auxiliar que se mueve con vapor dentro del campo mismo se cubren con el producido por la planta de Calderas que está constituida por siete calderas en batería, marca Wainwright Co. Chatanooga U.S.A. de tipo horizontal, tipos de tipo y de retorno, calentador de vapor, presión de 2.5 kg/cm<sup>2</sup> y una superficie de calefacción de 118.5 MS, y marcadas con los números 2212, 2422, 2424, 2425, 2426, 2427 y 2428.

Las bombas de alimentación de agua a las calderas son en número de tres Transit, National Pump and Machinery, duplex (tipo eléctrico) una de dimensiones 10" x 8" x 12", marcada con el número 2219 y las otras dos de dimensiones 7 1/2" x 5" x 10" y marcadas con los números 23767 y 24704. Las tres de propulsión de vapor.

La bomba de alimentación de aceite combustible a las quemadoras y a las calderas es Worthington Pump and Machinery Co. New Jersey U.S.A. No. 22703, tipo horizontal, duplex (tipo eléctrico), propulsión de vapor y de tamaño 6" x 4" x 6".

OBSERVACIONES.

El sistema de deshidratación usado en el Campo, presenta irregularidades que se deben principalmente a que el aceite de los tanques de almacenamiento no es analizado debidamente para saber su contenido de agua en emulsión, así como a que el agua libre drenada no es bien controlada y por lo tanto no es posible saber hasta cierto punto la cantidad exacta de una y otra. Esto ha dado lugar a ciertas operaciones llamadas "ajustes" que se hacen mensualmente en la producción del campo tomándose como referencia los volúmenes de aceite neto recibidos en la Refinería de Minatitlán. Estos volúmenes de aceite de El Plan recibido en la Refinería es comparado con las existencias en el campo mismo y de ésta manera podremos conocer la cantidad real de aceite que éste campo ha enviado para su refinación. Este ajuste se hace de acuerdo con el porcentaje de agua que tenga cada una de las dos clases existentes de crudo y por lo tanto el no ceroso es el más castigado al hacer los cálculos para ajustar.

Estas operaciones de ajustes en la producción de El Plan, son, en realidad un problema y hay que buscar la manera de suprimirlos o cuando menos de hacerlos cada vez menores, conforme los procedimientos de muestreo y análisis del aceite, así como de medición del agua drenada, se vayan mejorando, máxime que los ajustes hechos hasta ahora no se hacen en una forma proporcional a la producción.

En lo que respecta a la medida del agua libre en los tanques de cada pozo, instalados en las estaciones de baterías diremos que es muy posible que esta maniobra fuera moti

OBSERVACIONES

El sistema de distribución usado en el campo, presenta las irregularidades que se deben principalmente a que el nivel de los tanques de almacenamiento no es exactamente idéntico. Esto para saber su contenido de agua en emulsión, así como a que el agua libre drenada no es bien controlada y por lo tanto no es posible saber hasta cierto punto la cantidad exacta de una y otra. Esto ha dado lugar a ciertas operaciones llamadas "ajustes" que se hacen manualmente en la producción del campo tomándose como referencias los volúmenes de aceite recibidos en la Refinería de Minatitlán. Estos volúmenes de aceite de El Tlan recibidos en la Refinería se comparan con las existencias en el campo mismo y de esta manera podemos conocer la cantidad real de aceite que éste campo ha enviado para su refinación. Este ajuste se hace de acuerdo con el porcentaje de agua que tenga cada una de las dos clases existentes de crudo y por lo tanto el no ser en el más castigado al hacer los cálculos para ajustar. Estas operaciones de ajustes en la producción de El Tlan con, en realidad un problema y hay que buscar la manera de suministros o cuando menos de hacerlos cada vez menores, con tanto los procedimientos de muestreo y análisis del aceite. Así como de medición del agua drenada, se vayan mejorando. Máxima que los ajustes hechos hasta ahora no se hacen en la forma proporcional a la producción.

En lo que respecta a la medida del agua libre en los tanques de cada zona, instalados en las estaciones de pastoreo vamos a hacer que sea posible que esta medida fuera más

vo de error, pues como es sabido, estos tanques se miden antes y después de que el agua libre se haya drenado y por lo tanto puede haber errores humanos en la medición, que se traducirán en considerar un cierto porcentaje mayor o menor de agua libre, pero nunca la cantidad exacta. Esto daría origen entonces, a errores también en la medida del aceite que queda en el mismo tanque individual, medida sobre la que se calcula la producción del pozo respectivo. El muestreo del aceite producido conviene hacerse, cuando menos una vez por semana, en cada tanque individual, o sea de cada pozo, y de ser posible hacerlo por el método de "ladrón", por ser más representativos sus resultados, y de ninguna manera en la línea de descarga del pozo o en la cabeza de éste.

Tratándose de la medida del agua drenada a toda la producción en conjunto, es decir, drenada en los tanques de almacenamiento, existe un ligero error al hacer esa medida, - pues el medidor usado, tanto para el tanque No. 1 como para el Tanque No. 3 tiene un funcionamiento imperfecto, ya que, como hemos visto antes, dicho medidor sigue recibiendo agua mientras se vacía. Este error se va acumulando hasta llegar a constituir un alto porcentaje de agua no medida. Esto nos hace pensar la conveniencia de usar en esta medición los antiguos medidores de volteo que aún se encuentran instalados junto a los actuales no viendo la razón por la que se han suprimido, y además no tienen ningún obstáculo en su funcionamiento como los que se usan . Aunque los medidores instalados actualmente tienen la ventaja de variar su capacidad, esta ventaja a la vez puede ser desventaja pues se ha dado el

OBSERVACIONES.

El sistema de distribución usado en el campo, presentaba irregularidades que se deben principalmente a que el agua de los tanques de almacenamiento no es analizada debidamente para saber su contenido de agua en emulsión, así como a que el agua libre drenada no es bien controlada y por lo tanto no es posible saber hasta cierto punto la cantidad exacta de una y otra. Esto ha dado lugar a ciertas operaciones llamadas "ajustes" que se hacen manualmente en la producción del campo tomándose como referencias los volúmenes de aceite recibidos en la Refinería de Minatitlán. Estos volúmenes de aceite de El Fin recibidos en la Refinería se comparaban con las existencias en el campo mismo y de esta manera podíamos conocer la cantidad real de aceite que éste campo ha enviado para su refinación. Este ajuste se hace de acuerdo con el porcentaje de agua que tenga cada una de las dos clases existentes de crudo y por lo tanto el no ser en el más castigado al hacer los cálculos para ajustar. Estas operaciones de ajustes en la producción de El Fin, con, en realidad un problema y hay que buscar la manera de suprimirlos o cuando menos de hacerlos cada vez menores, con forma los procedimientos de muestreo y análisis del aceite, así como de medición del agua drenada, se vayan mejorando, máxima que los ajustes hechos hasta ahora no se hacen en una forma proporcional a la producción.

En lo que respecta a la medida del agua libre en los tanques de cada grupo, instalados en las estaciones de bombeo, las formas que es muy posible que esta medida fuera mejor

vo de error, pues como es sabido, estos tanques se miden antes y después de que el agua libre se haya drenado y por lo tanto puede haber errores humanos en la medición, que se traducirán en considerar un cierto porcentaje mayor o menor de agua libre, pero nunca la cantidad exacta. Esto daría origen entonces, a errores también en la medida del aceite que queda en el mismo tanque individual, medida sobre la que se calcula la producción del pozo respectivo. El muestreo del aceite producido conviene hacerse, cuando menos una vez por semana, en cada tanque individual, o sea de cada pozo, y de ser posible hacerlo por el método de "ladrón", por ser más representativos sus resultados, y de ninguna manera en la línea de descarga del pozo o en la cabeza de éste.

Tratándose de la medida del agua drenada a toda la producción en conjunto, es decir, drenada en los tanques de almacenamiento, existe un ligero error al hacer esa medida, - pues el medidor usado, tanto para el tanque No. 1 como para el Tanque No. 3 tiene un funcionamiento imperfecto, ya que, como hemos visto antes, dicho medidor sigue recibiendo agua mientras se vacía. Este error se va acumulando hasta llegar a constituir un alto porcentaje de agua no medida. Esto nos hace pensar la conveniencia de usar en esta medición los antiguos medidores de volteo que aún se encuentran instalados junto a los actuales no viendo la razón por la que se han su primido, y además no tienen ningún obstáculo en su funcionamiento como los que se usan . Aunque los medidores instalados actualmente tienen la ventaja de variar su capacidad, esta ventaja a la vez puede ser desventaja pues se ha dado el

de de error, pues como es sabido, estos tanques se miden en  
 las y después de que el agua libre se haya granado y por lo  
 tanto puede haber errores humanos en la medición, que se tra-  
 duzcan en considerar un cierto porcentaje mayor o menor de  
 agua libre, pero nunca la cantidad exacta. Esto da la origen  
 entonces, a errores también en la medida del aceite que des-  
 da en el mismo tanque individual, medida sobre la que se cal-  
 cula la producción del pozo respectivo. El maestro del acei-  
 te producido conviene hacerse, cuando menos una vez por seme-  
 na, en cada tanque individual, o sea de cada pozo, y de ser  
 posible hacerse por el método de "labda", por ser más repre-  
 sentativas sus resultados, y de ninguna manera en la línea  
 de descargas del pozo o en la cabeza de éste.

Tratándose de la medida del agua granada a toda la pro-  
 ducción en conjunto, es decir, granada en los tanques de al-  
 macenamiento, existe un ligero error al hacer las medidas,  
 pues el medidor usado, tanto para el tanque No. 1 como para  
 el tanque No. 2 tiene un funcionamiento imperfecto, ya que,  
 como hemos visto antes, dicho medidor sigue recibiendo agua  
 mientras se vacía. Este error se va acumulando hasta llegar  
 a constituir un alto porcentaje de agua no medida. Esto nos  
 hace pensar la conveniencia de usar en esta medición los an-  
 tiguos medidores de volúes que aún se encuentran instalados  
 junto a los actuales no viendo la razón por la que se han su-  
 primido y además no tienen ningún obstáculo en su funciona-  
 miento como los que se usan. Aunque los medidores instala-  
 dos actualmente tienen la ventaja de variar su capacidad, de  
 la ventaja a la vez puede ser desventaja pues se ha dado el



caso de que cuando se ajusta a una determinada capacidad, para regular de esta manera la inyección de compuesto "C", más tarde se ha desajustado por defectos mecánicos originados -- por el fuerte golpeo al funcionar el conjunto y entonces se seguirá tomando su capacidad anteriormente ajustada para medir el agua drenada, sin saber que se comete un error de un cierto porcentaje en el volumen de agua medida. Defecto también importante es el hecho de que, cuando las circunstancias prevalecientes antes de algún bombeo por oleoducto, así lo exigen, se drena agua sin ningún control de su volumen, por la tubería de succión de las bombas centrales, maniobra que trae las dificultades subsecuentes al querer reportar la -- cantidad de agua drenada, reporte que naturalmente será erróneo. El muestreo del petróleo contenido en los tanques de almacenamiento y que es necesario para formular las relaciones en que se debe inyectar el compuesto deshidratante cuando se dispone bombear las existencias a Minatitlán, tiene también sus deficiencias que se añaden a los posibles errores en el procedimiento de análisis de la muestra, errores que pueden ser debidos al laboratorista, que generalmente no es un individuo dedicado a esa labor nada más y de alguna práctica en tal operación de laboratorio, máxime que muy a menudo se cambia laboratorista y por lo tanto es imposible que tengan buen entrenamiento, cuando menos, en esa tarea. A esto, hay que agregarle el mal funcionamiento que, según observamos, tiene la centrifuga usada para analizar las muestras, -- funcionamiento que se debe al vapor que a veces ocasiona -- arranques muy rápidos dando lugar a que las probetas que con

caso de que cuando se ajusta a una determinada capacidad, se  
 se regular de esta manera la inyección de combustible "C", más  
 tarde se ha desajustado por defectos mecánicos originados --  
 por el fuerte golpe al funcionar el conjunto y entonces se  
 seguiría tomando su capacidad anteriormente ajustada para mo-  
 strar el error de ajuste, sin saber que se comete un error de un  
 cierto porcentaje en el volumen de agua medida. Este tam-  
 bién importante es el hecho de que, cuando las circunstancias  
 prevalecientes antes de algún bombeo por el motor, así lo --  
 exigen, se opera con algún control de su volumen, por  
 la tubería de succión de las bombas centrífugas, mientras que  
 tres las dificultades subsiguientes al querer reportar la --  
 cantidad de agua bombeada, reporte que naturalmente será más  
 exacto. El muestra del petróleo contenido en los tanques de al-  
 macenamiento y que es necesario para formular las relaciones  
 en que se debe inyectar el combustible desahogado cuando  
 se dispone de bombas de existencia a Minatitlán, tiene tam-  
 bién sus deficiencias que se añaden a los posibles errores  
 en el procedimiento de análisis de la muestra, errores que  
 pueden ser debidos al laboratorio, que generalmente no se  
 un individuo dedicado a esa labor nada más y de alguna prác-  
 tica en el operación de laboratorio, máxima que muy a menudo  
 se cambia laboratorista y por lo tanto es imposible que tan-  
 to un buen entrenamiento, cuando menos, en ese tema. A esto  
 se que agregaría el mal funcionamiento que, según observa-  
 mos, tiene la central usada para analizar las muestras --  
 funcionamiento que se debe al vapor que a veces ocasiona --  
 errores muy rápidos dando lugar a que las pruebas que con

tienen la muestra se rompan, perdiéndose la muestra representativa del aceite del cual se quiere determinar su porcentaje de agua. En lo que respecta a los inyectores de compuesto químico deshidratante, es bien sabido, que el número de inyecciones está en la misma proporción que el número de veces que se vacía el medidor de agua drenada de los tanques lavadores colocados junto a cada tanque de almacenamiento y por eso, cuando este se descompone, lo que sucede muy a menudo, la inyección de compuesto químico en el circuito del tratamiento es defectuosa, pues mientras unas veces se pasan horas enteras sin hacer alguna inyección, otras veces la inyección es muy rápida en comparación con el volumen circulado. Por lo anterior deducimos la inconveniencia que hay en controlar la inyección de compuesto deshidratante pasándose en el medidor de agua y sería necesario hacer tal inyección controlándola de otra manera, o sea estableciendo un nuevo sistema de desagüe de los ya conocidos, por ejemplo un gunbarrel y que esté conectado directamente a un sistema de control eléctrico y ambos a una bomba de inyección de compuesto. En este caso, habría necesidad de contar con un tanque de almacenamiento de compuesto "C" un poco más grande que el que se tiene en la actualidad. Para la instalación del gunbarrel adicional, se podría adaptar cualquier tanque sin uso que con seguridad debe haber, si no en El Plan, si en cualquiera de los otros campos cercanos, pues será bastante económico hacer esto, si es que las circunstancias económicas presentes no son muy halagadoras. Sería muy buena práctica, además hacer la inyección de deshidratante, antes de que el

tienen la muestra se rompan, perdiéndose la muestra referida.  
 fatura del aceite del cual se quiere determinar su porcenta-  
 te de agua. En lo que respecta a los factores de compres-  
 to químico deshidratante, es bien sabido, que el número de ve-  
 inyecciones está en la misma proporción que el número de ve-  
 ces que se vacía el medidor de agua grande de los tanques.  
 lavadores colocados junto a cada tanque de almacenamiento y  
 por eso, cuando este se descompona, lo que sucede muy a me-  
 rudo, la inyección de compuesto químico en el circuito del  
 tratamiento es deficiente, pues mientras unas veces se pasan  
 horas enteras sin hacer alguna inyección, otras veces la  
 inyección es muy rápida en comparación con el volumen de in-  
 yecto. Por lo anterior debemos la inconveniencia que hay en  
 controlar la inyección de compuesto deshidratante pasándose  
 en el medidor de agua y sería necesario hacer tal inyección  
 controlándose de otra manera, o sea estableciendo un nuevo  
 sistema de desagüe de los ya conocidos, por ejemplo un tan-  
 que y que está conectado directamente a un sistema de con-  
 trol eléctrico y ambas a una bomba de inyección de compues-  
 to. En este caso, habría necesidad de contar con un tanque  
 de almacenamiento de compuesto "C" un poco más grande que el  
 que se tiene en la actualidad, para la instalación del tan-  
 que de almacenamiento, se podría adaptar cualquier tanque sin que  
 que con seguridad debe haber, si no en el lugar, si en cual-  
 quiera de los otros campos cercanos, pues será bastante eco-  
 nómico hacer esto, si es que las circunstancias económicas  
 presentes no son muy relajadas. Sería muy buena práctica  
 además hacer la inyección de deshidratante, antes de que el

aceite entrara a los tanques de almacenamiento, pues tenemos los inmejorables resultados que ha habido en los Campos Agua Dulce y Filisola. El tiempo de contacto entre el aceite y el deshidratante sería entonces más largo y quizá el porcentaje de emulsión se reduciría más todavía cuando se hiciera el segundo tratamiento, es decir, cuando se inyectara compuesto "C" en la succión de las bombas centrales al bombear las -- existencia de los tanques por el oleoducto hasta Minatitlán.

Por último diremos que, últimamente ha sido cerrada la purga que se encontraba sobre el oleoducto a El Chapo, la altura del Km.3, cosa que redundaba en perjuicio del control del segundo tratamiento deshidratante, pues como se observa en las 3 tablas anteriores, dicha purga era un auxiliar valioso durante los bombeos ya que se lograba una mejor y más eficiente relación deshidratante-aceite. Esta purga, que servía para tomar muestras del aceite enviado a la Refinería, debería quedar en uso otra vez, al menos, mientras se modificara el sistema actual de deshidratación o se proyectara una -- planta Deshidratadora en forma.

Como el proyecto de alguna modificación al sistema actual de deshidratación de El Plan, o de otro nuevo, no queda dentro de los límites del tema que se nos señaló para llevar a cabo este trabajo, dejamos a estudios posteriores más precisos sobre este problema, la implantación de las modificaciones que sean necesarias.

---

aceite entrara a los tanques de almacenamiento, pues tambien  
 los transformables resultados que se habian en los Campos Agua  
 laice y Filisola. El tiempo de contacto entre el aceite y el  
 deshidratante seria entonces mas largo y quizas el porcentaje  
 de emulsion se redujera mas todavia cuando se hiciera el  
 cuando tratamiento, es decir, cuando se ingiera compuesto  
 "D" en la accion de las bombas centrales al bombear las  
 existencia de los tanques por el oleoducto hasta Minatitlan.  
 Por ultimo diremos que, finalmente en este cerrado la  
 purga que se encontraba sobre el oleoducto a El Chapo, la  
 para del Km. 3, cosa que redunda en perjuicio del control del  
 segundo tratamiento deshidratante, pues como se observa en  
 las 5 tablas anteriores, dicha purga era un auxiliar valioso  
 durante los bombeos ya que se lograba una mejor y mas eli-  
 ciente relacion deshidratante-aceite. Esta purga, que servia  
 para tomar muestras del aceite enviado a la Refineria, debe-  
 ria quedar en uso otra vez, al menos, mientras se modificara  
 el sistema actual de deshidratacion o se proyectara uno  
 Planta Deshidratadora en forma.  
 Como el proyecto de alguna modificacion al sistema ac-  
 tual de deshidratacion de El Plan, o de otro nuevo, no queda  
 dentro de los limites del tema que se nos señalo para llevar  
 a cabo este trabajo, dejamos a estudios posteriores mas pre-  
 ciosos sobre este problema, la implantacion de las modifi-  
 ciones que sean necesarias.

BIBLIOGRAFIA.

- 1.- Lehrbuck der Praktischen Geologie.- K. Keilhack
  - 2.- Manual for Oil Gas-operation.- T.E. Swigart and C. E. Beecher.
  - 3.- Geology of Petroleum. William Harvey Emmons
  - 4.- A system of analysis for oil-field waters.- C.E. Reistle Jr. and E.C. Lane.
  - 5.- Standard Methods of Chemical Analysis.- Wilfred W. Scott, Wilbur F. Dloud.
  - 6.- Petroleum Production.- Lester Carles Uren. D.S. Dow.
  - 7.- Petroleum Production Engineering (Vol I, II).- Roswell H. Johnson and L.G. Huntley.
  - 8.- Oil Field Emulsions.- L.S. Panyity. John R. Suman
  - 9.- Principles of oil and gas production.- Harold Vance and Elmer G. Smith.
  - 10.- Prospecting for oil and gas.- R.E. Heithecker.
  - 11.- Petroleum Production Methods.- J.S. Surfluh
  - 12.- Thermo-Siphon Heaters for oil-Field Operation.- The Oil Weekly.-January 17, 1938.
  - 13.- Some Methods of separation oil and water in west Texas fields.- R.C. Buchan. The Oil Weekly, March 2, 1942.
  - 14.- Prevention of oil-field Emulsions.- Frank Wigglesivorth Clarke.
  - 15.- Improvements in the treatment of Crude oil-water Emulsions.- Felix B. Gordon. The oil and Gas Journal April 23, 1942.
  - 16.- The Date of Geochemistry.-
  - 17.- Design of a gun-barrel.-
-

BIBLIOGRAPHIA.

1.- Lehrbuch der Praktischen Geologie. - K. Keilhack  
2.- Manual for Oil Gas operation. - T. H. Swigart and  
H. Rescher.  
3.- Geology of Petroleum. William Harvey Emmons  
4.- A system of analysis for oil-field waters. - C. E. Beattie Jr. and H. C. Lane.  
5.- Standard Methods of Chemical Analysis. - Wilfred V. Scott, Wilbur F. Clark.  
6.- Petroleum Production. - Lester Charles Upton.  
7.- Petroleum Production Engineering (Vol. I, II). - D. S. Pow.  
8.- Oil Field Emulsions. - Rowell H. Johnson and J. G. Hurst.  
9.- Principles of oil and gas production. - I. S. Farvly, John R. Guman.  
10.- Prospecting for oil and gas. - Harold Vance and Elmer G. Smith.  
11.- Petroleum Production Methods. - R. E. Heithecker, L. S. Sorfian.  
12.- Thermo-Siphon Heaters for oil-field operation. - The Oil Weekly, January 17, 1938.  
13.- Some Methods of separation oil and water in west Texas fields. - R. E. Heithecker, L. S. Sorfian.  
14.- Prevention of oil-field Emulsions. - The Oil Weekly, March 2, 1942.  
15.- Improvements in the treatment of Crude oil-water Emulsions. - R. C. Eochan, The Oil Weekly, March 2, 1942.  
16.- The Date of Geochemistry. - Frank Wislizenow, Clarke.  
17.- Design of a gun-barrel. - Felix B. Gordon, The Oil and Gas Journal, April 23, 1942.





FECHA DE DEVOLUCION

El lector se obliga a devolver este libro  
antes del vencimiento de préstamo señala-  
do por el último sello.



