

30

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

"CARACTERIZACION FISICO-QUIMICA DEL AGUA
DE INYECCION PARA RECUPERACION
SECUNDARIA, PROGRAMA ANAWAT".

562562

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A
JOSE ALBERTO RIVERA ALFARO

DIRECTOR: DR. NESTOR MARTINEZ ROMERO

DIRECTOR ADJUNTO: QUIM. BEATRIZ ZAVALA ZALDIVAR

CD. UNIVERSITARIA, MEXICO, D. F.

JULIO DE 2001





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-552

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE
MEXICO

SR. JOSE ALBERTO RIVERA ALFARO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. Néstor Martínez Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**CARACTERIZACION FISICO-QUIMICA DEL AGUA DE INYECCION PARA
RECUPERACION SECUNDARIA, PROGRAMA "ANAWAT"**

- INTRODUCCION
- I FUNDAMENTOS TEORICOS
- II PROGRAMA DE COMPUTO
- III APLICACIONES
- IV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- NOMENCLATURA
- BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D. F., a 25 de abril de 2001
EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

R





UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

TESIS:

"CARACTERIZACIÓN FÍSICO QUÍMICA DEL AGUA DE INYECCIÓN
PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA, PROGRAMA ANAWAT "

PRESENTADA POR:

RIVERA ALFARO JOSÉ ALBERTO

DIRIGIDA POR:

Dr. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

DIRECTOR ADJUNTO:

QUÍM. BEATRIZ ZAVALA ZALDÍVAR

JURADO PARA EXAMEN PROFESIONAL

PRESIDENTE: ING. SALVADOR MACIAS HERRERA

VOCAL: DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

SECRETARIO: M.I. CARLOS LIRA SIL

1ER. SPTE.: DR. MARIO VÁZQUEZ CRUZ

2DO. SPTE.: M. I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ

The image shows four horizontal lines representing the signature area for the jury members. The first line has a signature that appears to be 'Macias'. The second line has a signature that appears to be 'Néstor Martínez Romero'. The third line has a signature that appears to be 'Carlos Lira Sil'. The fourth line has a signature that appears to be 'Mario Vázquez Cruz'. The fifth line has a signature that appears to be 'José Martínez Pérez'.

Quiero dedicar esta tesis a las personas más importantes en mi vida, a mi amada Familia

Mi Madre Martha Gloria Alfaro Zarate

Mi Padre José Rivera Villasana

Mi Hermano Parrish A. Rivera Alfaro

Mi Hermano Pável Rivera Alfaro

Quiénes con su amor, sabiduría, consejos, apoyo y ejemplo dan valor y significado en a mi vida.

A mi tíos Roberto y Paty que son como mis padres,

A todos mis Amigos que siempre han sido un aliciente y siempre han estado ahí cuando los he necesitado,

A la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México por ser mi "Alma Mater",

Quiero agradecer de forma muy especial a la Quim. Beatriz Zavala Zaldivar, al Ing. Néstor Martínez Romero y al Ing. Carlos Lira Sil por todo su apoyo, confianza y amistad que me han brindado todo el tiempo,

A Todas aquellas personas que han sido parte de mi formación y que han creído en mí, muchas gracias.

Con mucho cariño

José Alberto Rivera Alfaro

CONTENIDO

RESUMEN

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I Fundamentos Teóricos	6
I.1 Conceptos básicos	6
I.1.1 Fuentes de suministro	10
I.1.2 Sistemas de inyección	11
I.1.3 Problemas que se presentan en la inyección de agua	14
I.2 Recuperación Secundaria	16
I.2.1 Clasificación de los mecanismos de recuperación secundaria	18
I.3 Definiciones importantes para el análisis	19
I.4 Propiedades Físico-Químicas del agua	20
I.5 Diagramas Stiff-Davis	27
I.4.1 Aplicaciones	29
CAPÍTULO II Programa de Cómputo	32
II.1 ¿Qué es ANAWAT?	32
II.2 Diagrama de flujo	32
II.3 Manual del usuario	34
II.4 Consideraciones importantes	43
CAPÍTULO III Aplicaciones	44
III.1 Análisis de agua de formación	44
III.1.1 Pozo CAAN C-1063	44
III.1.2 Pozo CHUC A-31	50
III.1.3 Pozo ABKATÚN D-74	55
III.1.4 Pozo ABKATÚN B-73	60
III.1.5 Pozo UECH A-4	65
III.2 Discusión de resultados	70
CAPÍTULO IV Conclusiones y Recomendaciones	73
NOMENCLATURA	75
BIBLIOGRAFÍA	76

RESUMEN

El presente trabajo de tesis muestra una herramienta práctica de cómputo para el profesional que realiza análisis de agua, ya sea para inyección o descarga.

En el primer Capítulo se describen los fundamentos teóricos, explicando ¿qué es la caracterización del agua?, ¿por qué es importante caracterizar el agua?, se explican los conceptos de los términos básicos empleados durante el trabajo, tales como alicuota, acidez, normalidad, molaridad fuerza iónica, volumen gastado, alcalinidad, así también cuales son las propiedades fisicoquímicas que se manejarán, que son la base para entender la importancia de este tema, se muestra que relevancia tienen las fuentes de suministro, la Recuperación Secundaria, así como la definición y uso de diagramas Stiff & Davis.

En el segundo Capítulo, se describe la secuencia que sigue el programa de cómputo, orígenes e importancia, y se presenta el manual del usuario del programa de cómputo llamado "ANAWAT", el cual permite realizar cálculos rápidos, saber las concentraciones iónicas, conocer el valor del índice de estabilidad Stiff & Davis y genera graficas Stiff & Davis del análisis del agua, asimismo en este Capítulo se describen las limitaciones y alcances del programa.

El Capítulo III tiene por objeto presentar la operación del programa de cómputo "ANAWAT", el cual es alimentado con datos obtenidos previamente en laboratorio, se trabaja con cinco muestras de agua de

diferentes pozos de distintos campos en México y se caracterizan, para proceder a su interpretación.

Por último en el capítulo IV se presentan las conclusiones y recomendaciones derivadas de este trabajo.

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera ha sido decisiva para el desarrollo técnico y científico del país, debido a la enorme demanda del petróleo y a su naturaleza no renovable, lo que ha implicado el mejoramiento de técnicas de explotación para maximizar su extracción.

La ingeniería petrolera requiere del conocimiento de las propiedades físicas y químicas del agua de formación, debido a que las acumulaciones de petróleo se encuentran asociadas con ella. En muchas ocasiones, la producción de petróleo se encuentra acompañada de agua por lo que tomando en cuenta la creciente necesidad de optimizar los recursos, y ante la apremiante obligación de las empresas para ser competitivas, ha llevado a éstas a aplicar una serie de medidas conducentes a mejorar y concluir los procesos, con el fin de cumplir con calidad la entrega de sus productos.

Ya que la ingeniería petrolera está directamente relacionada con el agua de formación, es necesario observar y predecir su localización, dirección y velocidad de movimiento y asociación con otros fluidos, tanto en la superficie como en el interior de los yacimientos. De manera más específica, un ingeniero de yacimientos tiene a su cargo el estudio y predicción del volumen de entrada de agua al yacimiento y de los problemas que lo acompañan durante su explotación, tales como la conificación y la interdigitación.

Lo anterior es aplicable en el nuevo esquema organizacional de PEMEX Exploración y Producción a través de sus líneas de negocios representadas por los Activos. Para lograrlo, se realiza un sinnúmero de trabajos, optimizando y aprovechando todos los recursos disponibles, (humanos, materiales, financieros, etc), apoyados en la gran diversidad de tecnología que existe actualmente.

El proceso principal de los Activos es la producción de hidrocarburos y dentro de sus actividades está considerado el acondicionamiento de su producto, con la finalidad de alcanzar las características que en materia de calidad, deben presentar los hidrocarburos para competir en el mercado internacional.

Uno de los elementos más importantes a considerar en un proyecto de inyección de agua, es el abastecimiento del agua misma. En general la calificación esencial para seleccionar la fuente de agua, es el contar con un volumen suficiente para satisfacer las necesidades del proyecto.

Los requerimientos básicos del agua de inyección, además de la disponibilidad en cantidades suficientes durante el tiempo de vida de la inyección, son que se encuentre libre de insolubles o materia en suspensión, a fin de evitar la reducción de la permeabilidad, y ser químicamente estable y no reactiva con los compuestos y elementos presentes en el sistema de inyección y en el yacimiento.

Idealmente, el agua de inyección debe entrar al yacimiento libre de partículas suspendidas o aceite disperso, ser compatible con el agua de formación del yacimiento, estar exenta de microorganismos y no ser incrustante ni corrosiva.

En yacimientos dulces o amargos, [sin o con presencia de H_2S], es conveniente controlar, hasta donde sea posible, el desarrollo de bacterias sulfato-reductoras.

En general, el mejor diseño de ingeniería dará lugar al establecimiento de un tratamiento para proporcionar un agua de inyección de excelente calidad al menor costo posible.

La calidad del agua es un término aplicable a la adaptabilidad de ésta, para su inyección a un yacimiento, y debe incluir aquellos factores que influyen en la facilidad con la que se inyecta a la formación, por lo que en cualquier proyecto de inyección, debe realizarse, previo al establecimiento del diseño del sistema de inyección, un estudio detallado del agua a inyectar, de los fluidos presentes en el yacimiento, de la roca de la formación, así como de su compatibilidad con los fluidos del yacimiento y con la roca de la formación, y de ser posible, realizar pruebas de daño.

En la primer etapa de la explotación de un yacimiento, se emplean métodos primarios de recuperación los cuales usan energía natural del yacimiento, (esto es: empuje por la expansión de roca y fluidos, empuje

por gas en solución, entrada natural de agua, segregación gravitacional y empujes combinados), posteriormente se emplean los métodos secundarios, que incrementan la energía natural por inyección de fluidos (gas, agua y combinaciones gas-agua).

Para la inyección de agua se tiene que, lo más conveniente es inyectar el agua de desecho a los acuíferos asociados a los yacimientos para la recuperación secundaria de crudo, o a pozos de desecho que alguna vez fueron productores, previamente seleccionados, como una opción cuando se presente un contratiempo en la inyección para recuperación secundaria.

En 1971 la EPA, (Environmental Protection Agency), aprobó la inyección subterránea de salmueras de campos petroleros como una política general, complementando esta medida con los consecuentes beneficios, cuando la salmuera es inyectada hasta el yacimiento como un medio para mantener la presión del mismo.

Para que el agua residual o el agua de un efluente natural, pueda ser inyectada a los yacimientos sin dañarlos, debe someterse a un tratamiento físico, químico y bacteriológico, con el propósito de eliminar y/o controlar el contenido de sólidos suspendidos, aceite remanente, contenido bacteriológico, pH y gases en solución, principalmente oxígeno disuelto y ácido sulfhídrico.

El propósito de esta tesis es proporcionar recopilación de la información relacionada y presentar una herramienta práctica de cómputo para el ingeniero que realiza análisis de agua, ya sea para inyección o descarga.

En el Capítulo I se describen los fundamentos teóricos que son la base para entender la importancia de este tema; en el Capítulo II, se muestra la herramienta para el análisis del agua, la cual se realiza a través de un programa de cómputo llamado "ANAWAT", el cual analiza las propiedades físico-químicas del agua; en el Capítulo III con base en los datos de campo , se determinan las propiedades físicas y químicas del agua para obtener sus características y en el Capítulo IV se presentan las conclusiones y recomendaciones derivadas de este trabajo.

CAPÍTULO I FUNDAMENTOS TEÓRICOS

I.1. CONCEPTOS BÁSICOS

Cualquier etapa de producción de hidrocarburos, está asociada con la producción de agua congénita, la cual representa volúmenes considerables, y serios problemas si no se tiene una estrategia para su descarga o reutilización. Es necesario el realizar una caracterización de las propiedades físicas y químicas del agua para su inyección o incorporación a los mantos acuíferos.

Las fuentes de energía propia o asociada en los yacimientos petroleros juegan un papel sumamente importante en la producción de hidrocarburos, una vez agotada la energía natural para la recuperación primaria, es necesario implantar métodos de recuperación secundaria para así cumplir con el objetivo de extraer la mayor cantidad de hidrocarburos de manera racional. Entendiendo como recuperación secundaria a todo el proceso de recuperación posterior a la etapa primaria de recuperación.

El método de recuperación secundaria que más se ha utilizado es la inyección de agua; su popularidad se puede explicar por la disponibilidad general de agua, la relativa facilidad con la que se inyecta, la carga hidrostática que se logra en el pozo de inyección, la facilidad con que se extiende a través de la formación petrolífera y la eficiencia del agua para el desplazamiento de aceite, por lo que ha sido objeto de detallados estudios.

Un aspecto a considerar en un proyecto de inyección de agua es el abastecimiento, en algunas partes del país se tiene agua suficiente a partir de una variedad de fuentes disponibles de modo tal que resulta una excelente opción la que se basa principalmente en el costo. La calidad del agua es de sumo interés considerando un análisis físico-químico de la misma, ya que ésta será inyectada en el yacimiento para desplazar el aceite, requiriéndose que cumpla con un mínimo de características.

El agua, debido a su naturaleza, contiene una gran variedad de impurezas que son de origen orgánico, inorgánico o de ambos, que pueden provocar serios problemas durante la inyección, ya sea en las líneas, equipo superficial y/o en el yacimiento. Para prevenir estos problemas es necesario realizar un tratamiento físico-químico previo, a fin de eliminar los compuestos indeseables, y además establecer la compatibilidad del agua que será inyectada, con el agua congénita y la roca de la formación.

En la caracterización del agua de inyección, es importante considerar la calidad y compatibilidad de la misma. Una calidad deficiente del agua causa un gran incremento en los costos de mantenimiento y operación, por lo que se disminuye el margen de rentabilidad al aplicar la recuperación secundaria, teniendo por consecuencia el retraso en tiempo de ejecución del proyecto, y peor aún se puede provocar un daño permanente al proyecto.

Los requerimientos básicos del agua de inyección, además de la disponibilidad en cantidades suficientes durante el tiempo de vida de la inyección, son que se encuentre libre de insolubles o materia en suspensión, a fin de evitar la reducción de la permeabilidad y ser químicamente estable

y no reactiva con compuestos y elementos presentes en el sistema de inyección y en el yacimiento.

Antes de implantar un proyecto de Recuperación Secundaria por inyección de agua, es esencial realizar un estudio de compatibilidad, independientemente de la fuente de agua seleccionada, a fin de asegurar que el agua de formación y el agua que se va a inyectar sean químicamente compatibles.

La inyección de agua a un yacimiento, debe llevarse a cabo sin taponar o reducir la permeabilidad debido a partículas en suspensión, aceite disperso, formación de incrustaciones, crecimiento bacteriano o hinchamiento de arcillas.

Idealmente, el agua de inyección debe entrar al yacimiento libre de partículas suspendidas y aceite, además debe ser compatible con la roca del yacimiento y fluidos del mismo, estar exenta de microorganismos y no ser incrustante ni corrosiva. En el caso de yacimientos dulces o amargos es conveniente controlar el desarrollo de bacterias sulfato-reductoras, hasta donde sea posible.

Realmente, la pregunta planteada por la mayoría de los ingenieros de producción es, ¿qué calidad debe tener el agua de inyección para que no cause problemas significativos en el yacimiento?, entendiéndose como calidad, la manera en que el agua se ajusta a los requerimientos de la aplicación específica.

En los proyectos de inyección, aunque la experiencia es importante, cuando se desea aplicar la mejor tecnología disponible deben realizarse, previo al establecimiento del diseño del sistema de inyección, un estudio detallado

del agua a inyectar, de las características de la roca de la formación y de los fluidos presentes en ella, así como de su compatibilidad y del daño.

"Con base en los resultados de la experimentación de laboratorio, se establece, el tratamiento químico necesario para el agua de inyección a utilizar en un proyecto de Recuperación Secundaria".

Para determinar los parámetros requeridos en la caracterización del agua, es necesario obtener para el análisis, una porción de agua del cuerpo principal, que sea realmente representativa.

Las siguientes reglas generales se aplican a todos los procedimientos de muestreo:

- Las muestras deben representar las condiciones existentes del punto donde fueron tomadas.
- Las muestras deben ser de volumen suficiente y deben ser tomadas de manera frecuente para permitir la reproducibilidad de los requerimientos de prueba.
- Las muestras deben recolectarse, empacarse, embarcarse y manipularse previamente al análisis de tal manera que no se presenten cambios en las propiedades o constituyentes que se van a examinar.
- Si están presentes constituyentes en suspensión coloidal, la muestra debe tomarse de tal manera que éstos estén presentes en proporción representativa.
- Los recipientes para las muestras deben estar elaborados de materiales que no contaminen la muestra y deben limpiarse

perfectamente antes de que se usen a fin de remover cualquier material extraño.

- Se recomiendan recipientes de vidrio resistentes a químicos y a la acción solvente del agua, o contenedores de plástico colapsables de polietileno o polipropileno, con una contratapa y tapa adecuada para sellar el recipiente y evitar contaminación.

1.1.1. Fuentes de suministro

Uno de los aspectos más importantes que tiene que ser considerado en un proyecto de inyección de agua para la recuperación secundaria es el agua misma; por lo que, deben de investigarse las posibles fuentes de suministro en cuanto a cantidad y calidad de agua.

En la naturaleza existen dos clases de agua: aguas dulces y aguas saladas, que provienen de diversas fuentes; éstas pueden ser tanto superficiales como subsuperficiales.

Aguas dulces. Las aguas dulces superficiales, pueden provenir de: ríos, lagos, lagunas y lluvia. Por lo que es necesario un tratamiento previo para poder usarlas como agua de inyección. Para evitar posibles problemas en el yacimiento, las fuentes deben ser preferentemente pozos de baja profundidad, para que el agua elimine mediante filtración natural partículas indeseables lo que evitará su tratamiento y abatirá los costos de operación.

Las aguas dulces subsuperficiales se obtienen perforando pozos hasta los estratos que la contienen, presentan una turbidez muy baja y un índice de

corrosión mínimo, el tratamiento químico es menor y de bajo costo, por lo que, se recomienda el uso de sistemas cerrados para este tipo de aguas.

Aguas saladas. El agua salada suele encontrarse en forma subsuperficial en estratos de gran profundidad y en algunos campos se les encuentra en grandes cantidades. Son muy ventajosas porque el tratamiento químico requerido es mínimo y su turbidez es muy baja.

Aguas saladas superficiales. El agua de mar puede ser usada en lugares cercanos a éste, una de las ventajas es el volumen disponible sin límite, es conveniente extraerla por medio de pozos perforados en la orilla del continente o bien por obras de captación costa afuera. Su tratamiento químico requiere inhibidores de corrosión y bactericidas preferentemente.

También puede utilizarse el agua del yacimiento que se está produciendo junto con el aceite. Ésta tiene la ventaja de ser compatible con los fluidos del yacimiento, pero hay que evitar la precipitación de compuestos insolubles, los cuales causan problemas de taponamiento.

Una vez que se ha seleccionado la fuente de suministro es necesario contar con una planta de tratamiento.

1.1.2. Sistemas de inyección

Los principales factores que se deben de considerar y evaluar al diseñar una planta de tratamiento de agua de inyección son:

- a) Las características del agua, involucrada en el tratamiento.

- b) Los rangos adecuados de la calidad del agua y prever cambios de control en el tratamiento.
- c) Los rangos de capacidad de tratamiento, (volumen, presión).
- d) La planta se diseña con el fin de tratar un volumen de agua máximo y mínimo, proporcionando siempre la calidad requerida.
- e) Localización óptima de la planta que será función de la posición geográfica de la fuente de abastecimiento y de los pozos inyectores.
- f) El tipo de planta se puede construir considerando el aspecto económico y la calidad del agua deseada.

Las plantas de tratamiento de acuerdo a sus características se clasifican:

- Sistemas cerrados
- Sistemas abiertos
- Sistemas semicerrados

El uso de cualquiera de estos tipos estará en función de la calidad del agua deseada y de la formación receptora, cada formación posee características particulares bien definidas que influyen en la calidad de agua que se debe inyectar, no es recomendable tratarla en forma excesiva para obtener alta calidad en el agua, pues esto significa gastos innecesarios, para ello se debe de seleccionar el tratamiento más adecuado para minimizar costos.

El tratamiento de aguas tiene como finalidad, evitar la corrosión, las incrustaciones superficiales y subsuperficiales y minimizar así el daño a la formación. El acondicionamiento del agua se efectuará básicamente, por

medio de filtrados y de tratamiento químico, estos se harán en las plantas mencionadas las cuales se pueden describir como:

Sistema cerrado: El tratamiento del agua se hace en ausencia de aire, de esta manera se evita la disolución del oxígeno en el agua.

El agua después de ser tratada con este tipo de sistema, se almacena en un tanque, en el cual se puede conservar el agua evitando el contacto con el oxígeno, esto se logra si se coloca una capa de gas en la parte superior del tanque, o bien una capa de aceite.

Sistemas abiertos: Es el sistema en el cual el agua que se esta tratando está en contacto con el medio ambiente sin restricción alguna, en muchas de estas plantas de agua se airea intencionalmente con el fin de eliminar los gases ácidos o para introducir oxígeno y eliminar por oxidación los compuestos solubles de fierro y manganeso a fin de precipitarlos. Para reducir su contenido de carbonatos, será necesario aumentar el pH.

Un sistema de tratamiento de agua de tipo abierto, puede variar en su arreglo dependiendo de la fuente de abastecimiento, los agentes químicos son agregados antes de que el agua llegue a la presa de sedimentación.

Sistemas semicerrados: En este sistema, el agua es tratada como un sistema abierto hasta el punto de aireación; a partir de este punto y hasta los pozos inyectoros el sistema es de tipo cerrado.

La aireación del agua se efectúa aplicando vacío a la parte superior de una columna empacada antes de enviarla al tanque de agua limpia. Para evitar que el aire sea reabsorbido por el agua tratada es recomendable tener gas en el espacio libre del tanque de agua limpia o una pequeña capa de aceite. Esta última no es muy recomendable, pues se ha observado en el campo que el aire se disuelve rápidamente en el aceite logrando así una protección parcial del agua de inyección, el gas natural tiene una capacidad absorbidora de oxígeno, por lo que se recomienda como un excelente sello en los tanques de almacenamiento.

1.1.3. Problemas que se presentan en la inyección de agua

Para definir los problemas que se presentan, es necesario mencionar los factores que los provocan y el modo de prevenirlos.

Sólidos disueltos: Generalmente provienen de sales solubles monovalentes o bivalentes los cuales en altas concentraciones pueden ocasionar problemas de incrustación y corrosión por lo consiguiente se requiere de un análisis químico que indique la presencia de estos iones. El análisis debe incluir una determinación cuantitativa del total de los sólidos disueltos: sodio, calcio, estroncio, magnesio, bario, hierro total, cloruros, carbonatos, bicarbonatos, sulfatos; gravedad específica a 20°C, resistividad a 20°C y pH. Este es un análisis básico de agua y se debe hacer como parte de la factibilidad del estudio. Los datos deben ponerse al día cuando sea seleccionada la fuente del agua.

Sólidos en suspensión: Este término se refiere a los materiales acarreados como sólidos no disueltos en el agua. Estos materiales pueden causar

taponamientos de pozos y en donde se justifique económicamente, pueden ser removidos por desarenación, asentamiento y/o filtración.

Medios corrosivos y su prevención: La corrosión es un fenómeno complejo que puede presentarse de diferentes maneras y generalmente es el ataque de la superficie de un metal que puede ser causado por las reacciones químicas o electroquímicas de éste con otras sustancias del medio ambiente que la rodean. La corrosión electroquímica se presenta cuando los aniones y cationes ocurren simultáneamente en un punto sobre la superficie del metal, y la corrosión biológica es causada por la actividad metabólica de algunos microorganismos que causan directa o indirectamente el deterioro del metal.

Prevención de la corrosión: El tratamiento de agua para evitar los problemas que acompañan a su uso, se logra también mediante agentes que inhiben los efectos indeseables. Por ejemplo la corrosión puede evitarse mediante una película molecular protectora que haga las veces de barrera, impidiendo que el oxígeno entre en contacto con la superficie del metal. En sistemas de agua recirculada se han usado para este fin, cromatos, aminas, polifosfatos, taninos y ligninas.

Incrustaciones y compatibilidad: La posibilidad de futuros problemas de incrustaciones deben ser revisadas cuidadosamente a través de cada paso en el diseño de su sistema de agua. Las incrustaciones y depósitos se pueden formar debido a incompatibilidades de aguas, que poseen iones incrustantes como el calcio, estroncio y bario, cambios de presión y temperatura, pérdidas de gases y entradas de oxígeno. En efecto las

incrustaciones y depósitos son causados por la alteración del equilibrio químico del agua.

La actividad bacteriana en un sistema de agua, puede causar gran número de problemas. El agua dulce se puede convertir en amarga por las secreciones ácidas de las bacterias, así mismo, se pueden formar lodos y otros agentes de taponamiento de pozos. Se debe considerar que aún cuando son comunes en los sistemas de inyección de agua, la sola presencia de microorganismos no es necesariamente perjudicial, estos últimos no siempre causarán problemas si el sistema ha sido diseñado para disminuir las oportunidades de su desarrollo.

1.2. RECUPERACIÓN SECUNDARIA

A causa de las fuerzas de capilaridad, conforme se extraen los hidrocarburos, una parte de los mismos tiende a quedarse adherida a la roca, por lo cual, disminuye la recuperación. Para compensar esta pérdida se han introducido técnicas de bombeo, desplazamiento de aceite y mantenimiento de la presión por inyección de fluidos u otros procedimientos, los cuales en conjuntos se denominan recuperación secundaria, es decir toda actividad encaminada a una recuperación de hidrocarburos adicional a la que se obtendría con la energía propia del yacimiento, impartiendo al yacimiento una energía extraña, cualquiera que sea el tipo de ella.

Existen autores que denominan a la recuperación secundaria como la inyección de gas o agua llana, y a la recuperación que involucra agua con polímeros, métodos térmicos, miscibles, espumas, etc., la denominan recuperación mejorada; por otra parte otro grupo de autores denominan

recuperación secundaria a toda la recuperación posterior a la recuperación primaria, en lo sucesivo éste será el criterio que se empleará en la presente tesis.

Comúnmente, esta energía se imparte al yacimiento, ya sea en forma mecánica o calorífica; la energía en forma mecánica se suministra al yacimiento cuando se inyectan a éste, fluidos líquidos o gaseosos que desplazarán al aceite remanente en el yacimiento. Como energía se representaría por el producto "pV", (presión por volumen), que implica trabajo o la capacidad para producirlo.

En un sentido amplio y de acuerdo con la definición, bajo el criterio de proporcionar energía adicional al yacimiento, extraña a la propia, cualquier acción encaminada a realizar una explotación de los hidrocarburos bajo esa premisa (proporcionar energía al yacimiento) debe considerarse dentro del terreno de la recuperación secundaria; no importando el tiempo en que esto se realice ni los tipos o los medios para aplicarla.

Tradicionalmente, en sus orígenes, al agotarse la energía propia de los yacimientos y disminuir gradualmente, la producción hasta hacerse incosteable o poco atractiva, se acudió a inyectar: aire, gas natural o agua para represionarlos y aumentar la producción así como la recuperación final de los hidrocarburos.

Al aplicar algún método de recuperación secundaria, lo que se pretende es, bajo ciertos criterios económicos, extraer al máximo los hidrocarburos que no fluyeron por energía propia del yacimiento a la superficie. Estos

hidrocarburos fluirán a la boca del pozo o de los pozos productores, pero no siempre se logrará que el pozo o los pozos productores se conviertan en fluyentes, por lo cual se tendrá que implantar algún sistema artificial de producción (bombeo mecánico, bombeo neumático, bombeo hidráulico, bombeo electrocentrifugo, etc.), para aflorar los hidrocarburos por medio de los pozos productores. Esto representa energía o potencia aplicadas a los pozos, a diferencia de que en la recuperación secundaria se aplica al yacimiento, eso sí, a través de los pozos.

1.2.1. Clasificación de los mecanismos de recuperación secundaria.⁵

Los métodos más comunes de recuperación secundaria son:

1. Inyección de agua
2. Inyección de gas natural

3. Métodos térmicos

{	Inyección de vapor	{	Cíclica o intermitente
			Continua
4. Miscibles
5. Inyección de agua con polímeros
6. Reductores de tensión interfacial
7. Inyección de "baches" con graduación de viscosidad
8. Miscelares
9. Microemulsiones
10. Gas inerte
11. Espumas

1.3. DEFINICIONES IMPORTANTES

Acidez y la basicidad

La acidez y la basicidad constituyen el conjunto de propiedades características de dos importantes grupos de sustancias químicas: los ácidos y las bases. Las ideas actuales sobre tales conceptos químicos consideran los ácidos como dadores de protones y las bases como aceptoras. Los procesos en los que interviene un ácido interviene también su base conjugada, que es la sustancia que recibe el protón cedido por el ácido. Tales procesos se denominan reacciones ácido-base.

Normalidad

Unidad química para expresar la concentración. Concentración de una solución en número de equivalentes gramo de soluto por litro de solución. Se representa con N.

$$N = (\text{equivalentes g soluto} / \text{l disolución})$$

Molaridad

Unidad química para expresar la concentración. Concentración de una solución en moles de soluto por litro de solución. Se representa con M.

$$M = (\text{moles soluto} / \text{litro disolución})$$

Alicuota

Del griego *alikos*, cuanto, en latín *aliquota*, compuesta de *quoties*, cuantas veces; es decir, cantidad que expresa cuantas veces esta en otra.

Volumen gastado

Cantidad de volumen de titulación utilizado para titular una sustancia.

Alcalinidad

cualquiera de ciertas bases salificables que tienen propiedades químicas de la sosa y postasa.

Fuerza iónica

Magnitud algebraica definida con precisión que sirve para medir el efecto de las cargas de iones en solución.

1.4. PROPIEDADES FÍSICO QUÍMICAS DEL AGUA

Los parámetros considerados comúnmente para el tratamiento del agua de inyección son los siguientes:

Densidad (ρ).- La densidad de una sustancia se define como su masa por unidad de volumen:

$$\rho = \frac{\text{masa}}{\text{volumen}} = \frac{m}{V}$$

La densidad de una sustancia se determina por la relación del peso de un volumen de la sustancia, al peso de un volumen igual de una sustancia estándar.

Conductividad eléctrica.- La conductividad eléctrica es la capacidad que tiene el agua, de conducir la corriente eléctrica. Este parámetro tiene relación con la existencia de iones disueltos en el agua, que son partículas con cargas eléctricas. Cuanto mayor sea la concentración de iones disueltos, mayor será la conductividad eléctrica del agua. En las aguas continentales, los iones que son directamente responsables de los valores de la conductividad son, entre otros, el calcio, el magnesio, el potasio, el sodio, los carbonatos, los sulfatos y los cloruros.

CLASIFICACIÓN DEL AGUA DE ACUERDO A ALGUNAS PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS.¹⁷

AGUA	CONDUCTIVIDAD	ALCALINIDAD	DUREZA
<u>Tipo</u>	<u>MMHQS</u>	<u>Partículas/Gal.</u>	<u>Partículas/Gal.</u>
Blonda	0-200	0-6	0-6
Mediana	200-400	7-11	7-11
Dura	400-550	12-15	12-15
Muy Dura	> 550	> 15	> 15

CARACTERÍSTICAS DEL AGUA TRATADA

SISTEMA	CONDUCTIVIDAD	ALCALINIDAD	DUREZA
	<u>% Reducción</u>	<u>% Reducción</u>	<u>% Eliminación</u>
Suavizado del Agua	Sin Cambio	Sin Cambio	95 %
Deionización	100 %	100 %	100 %
Ósmosis Inversa	90 - 95 %	90 - 95 %	90 - 95 %

Resistividad eléctrica del agua.- Es una medida de la resistencia del agua al paso de la corriente eléctrica, e inversa a la conductividad del agua. Las unidades de resistividad en el Sistema Internacional es el ohm por metro(Ωm).

Viscosidad (μ).- La resistencia a la deformación de un fluido, se le llama viscosidad absoluta o simplemente viscosidad, y tomando en cuenta sus unidades, se le da el nombre de viscosidad dinámica. La viscosidad tiene un doble origen, por un lado las moléculas se atraen entre sí mediante las fuerzas de cohesión que dificultan un desplazamiento relativo entre ellas, y por otro, la agitación térmica produce una transferencia de cantidad de movimiento entre capas que no se mueven con la misma velocidad. Como resultado de este doble efecto, la viscosidad resulta depender de la presión y la temperatura:

$$\mu = \mu(T, p)$$

En los líquidos, las fuerzas cohesivas son preponderantes y disminuyen al aumentar la temperatura.

En definitiva, expresamos matemáticamente así a la viscosidad:

$$\text{Viscosidad} = \frac{F \cdot dY}{A \cdot dV}$$

y sus dimensiones son [F L⁻² T⁻¹]

Si la fuerza se da en dinas, la superficie en centímetros cuadrados, la velocidad en cm/seg, y la separación de las capas en centímetros, la unidad resultante (dinas x cm⁻² x seg⁻¹) recibe el nombre de *poise*; pero generalmente se usa el *centipoise* (1cp = 0.01 poise).

Viscosidad cinemática (ν).- Es una medida de la resistencia a fluir de un fluido bajo la acción de la gravedad. La presión hidrostática que actúa es proporcional a la densidad del fluido, ρ . Para cada viscosímetro en particular, el tiempo de flujo de un volumen dado del fluido, es proporcional

a su viscosidad cinemática, $\nu = \eta / \rho$, donde η es el coeficiente de viscosidad dinámica. La dimensión de la viscosidad cinemática es L^2 / T . La unidad en el sistema cgs es un centímetro cuadrado por segundo y es llamado stokes (el símbolo, St). En el sistema SI la unidad es un metro cuadrado por segundo y es equivalente a 10^4 St. La unidad usual es el centiStokes, cSt.

Viscosidad dinámica (coeficiente de).- Es la relación entre la tensión de deslizamiento aplicada y el grado de deslizamiento logrado. Es lo que comúnmente se llama viscosidad del fluido. Su dimensión es M / LT . La unidad en el sistema cgs un gramo por centímetro por segundo, y se denomina habitualmente poise (P). Se usa habitualmente el cP. En el sistema SI, la unidad es un Newton -segundo por metro cuadrado y equivale a 10 P.

Temperatura del agua.- En los campos petroleros, la temperatura del agua es importante para estudios de saturación y estabilidad de las sales más frecuentemente encontradas y consideradas como incrustantes y corrosivas. En general, la solubilidad de las sales incrustantes, como es el caso de la sal de CaCO_3 , comúnmente encontrada en las salmueras de los campos petroleros, decrece al incrementar la temperatura, mientras que la solubilidad de las sales corrosivas, como son los cloruros de sodio, calcio y magnesio, se incrementa al elevar la temperatura.

La temperatura es además importante para determinar si la descarga de agua puede significar un impacto ambiental adverso, así como para el control de la acción de los microorganismos.

Salinidad del agua.- La salinidad puede definirse como una propiedad dada por las sales ligeramente hidrolizables de los ácidos fuertes. Las unidades más comúnmente utilizadas para reportar concentraciones es partes por millón (p.p.m.) o miligramos por litro (mg/l). La salinidad del agua se determina multiplicando la concentración de cloruros contenidos en la muestra, por el factor de conversión 1.6486, obteniéndose la salinidad expresada en mg/l de NaCl.

Para reportar los datos de salinidad obtenida en p.p.m., se divide la salinidad obtenida en mg/l de NaCl, entre la densidad de la muestra de agua analizada.

pH.- El pH de una solución se define como el logaritmo negativo de la concentración de iones hidrógeno expresado en moles/l. Es un número entre 0 y 14 que indica el grado de acidez o alcalinidad de una sustancia. Es evidente que las sustancias neutras tienen un pH de 7, en tanto que las ácidas tienen valores de pH menores de 7 y las alcalinas valores de pH mayores de 7.

En lo referente al control del pH, la inyección de agua no deberá incrementar el potencial de acidez del yacimiento, lo cual causaría serios problemas de operación, seguridad y corrosión. Por lo anterior es muy importante inhibir el crecimiento de colonias de bacterias sulfatoreductoras que generan H_2S .

Turbiedad.- La turbiedad en el agua es causada por la presencia de material en suspensión finamente dividido, puede ser orgánico e inorgánico: arcillas, silices, limo, plancton u otros organismos microscópicos, inclusive trazas de grasas y aceites.

Sólidos suspendidos y aceite.- El agua para inyección debe estar libre de sólidos suspendidos y aceite para evitar taponamiento en los poros de la formación.

Sólidos disueltos.- Es la suma de todos los materiales disueltos en el agua, cationes y aniones. La conductividad eléctrica está relacionada con la concentración de los sólidos totales disueltos. Es indispensable prevenir la precipitación de los sólidos disueltos para que no se presenten obturamientos en la formación.

Oxígeno disuelto.- El oxígeno disuelto es el más severo agente corrosivo, aumenta su actividad en unión con el hierro. Los óxidos de hierro son también agentes taponantes por ser sales insolubles.

Calcio y magnesio.- Las sales de calcio y magnesio son consideradas como los contribuyentes de mayor grado de la dureza del agua. Las incrustaciones encontradas en mayor proporción son provocadas por depósitos de carbonato de calcio y magnesio, en menor porcentaje las de sulfato de calcio y bario. Son un parámetro importante para calcular el índice de estabilidad Stiff-Davis y definir si el agua presenta tendencia incrustante.

Dureza.- La dureza del agua es la suma de la concentración en mg/l de los cationes que reaccionan con los ácidos grasos (jabón) para dar sales insolubles. Los cationes que provocan la dureza son el calcio y el magnesio principalmente, pero también contribuyen el estroncio, aluminio, hierro, zinc y manganeso, si están presentes.

Alcalinidad.- Es causada por la presencia de carbonatos y bicarbonatos. Al igual que el calcio, es importante para calcular el Índice de Estabilidad Stiff-Davis.

Contenido microbiológico.- Es conveniente detectar y prevenir cualquier tipo de desarrollo biológico, debido a que un alto contenido de bacterias contribuyen en un alto grado de corrosión en el sistema de inyección y al taponamiento de los poros de la formación. Las bacterias pueden agruparse en colonias activas creciendo en lugares que resulten propicios, formando películas de limo, o estancarse en algunas secciones del sistema.

Incrustaciones minerales.- Las incrustaciones minerales que causan problemas en las instalaciones de producción son principalmente el carbonato de calcio y el sulfato de calcio. En un sistema de manejo de agua, las incrustaciones pueden formarse en las bombas de inyección de agua, en las líneas de superficie que vayan a los pozos de inyección y en las superficies de las rocas en la formación de inyección.

*Índice de Estabilidad Stiff-Davis*¹⁶. – El índice de Langalier fue modificado por Stiff & Davis y adaptado a las aguas congénitas de los campos petroleros, en donde la salinidad afecta a la fuerza iónica e influye en la solubilidad del carbonato de calcio.

Los cálculos para conocer la tendencia a formar incrustaciones de CaCO₃ con agua congénita de campos petroleros. La tendencia a formar incrustaciones puede ser calculada mediante la formula:

$$I_s = pH - k - pCa - pALK$$

donde:

Is: Es el índice de estabilidad

pH: Es el potencial hidrógeno del agua

k: Constante que depende de la concentración de iones en la muestra y su temperatura, el valor de k se obtiene calculando la fuerza iónica total y llevando este valor a la temperatura deseada por una gráfica, la fuerza iónica total es la suma de las fuerzas iónicas individuales de cada ion

pCa: Log negativo de la concentración de Ca

pALK: Log negativo de la alcalinidad como bicarbonato

- Si el valor de Is es negativo indica que la tendencia del agua es corrosiva.
- Si el valor de Is es positivo indica que la tendencia del agua es incrustante.
- Si el valor de Is es cero nos indica que el agua esta en equilibrio químico.

Índice de Estabilidad de Skillman, McDonald y Stiff.- Este índice es el más reciente para predecir la precipitación de sulfato de calcio. La precipitación del sulfato de calcio suele derivarse de la mezcla de dos aguas, una de las cuales tiene una alta concentración de calcio o sulfato.

1.5. DIAGRAMAS STIFF-DAVIS

El sistema de patrones presentado por Stiff-Davis es un método práctico para caracterizar, comparar y correlacionar las aguas subsuperficiales, es particularmente útil para la solución de algunos problemas en la producción de petróleo en los cuales el estudio de los análisis de aguas es un factor relevante.

En el diagrama se grafican los valores reactivos de los iones en un sistema de coordenadas rectangulares. Los cationes se grafican a la izquierda y los aniones a la derecha de una eje vertical central, como se muestra en la Fig. I-3.

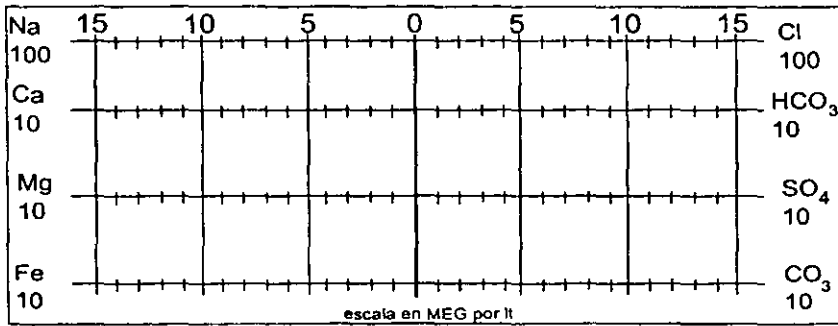


Fig. I-3 Elementos esenciales del sistema de patrones para análisis

Los puntos son conectados por líneas rectas para formar un diagrama cerrado al cual se le llama diagrama de "mariposa" (Fig. I-4). Para enfatizar un constituyente que puede ser la clave para la interpretación, las escalas se pueden variar cambiando el denominador de la fracción. Sin embargo, cuando se considera un grupo de aguas, todos los datos deben ser graficados a la misma escala.

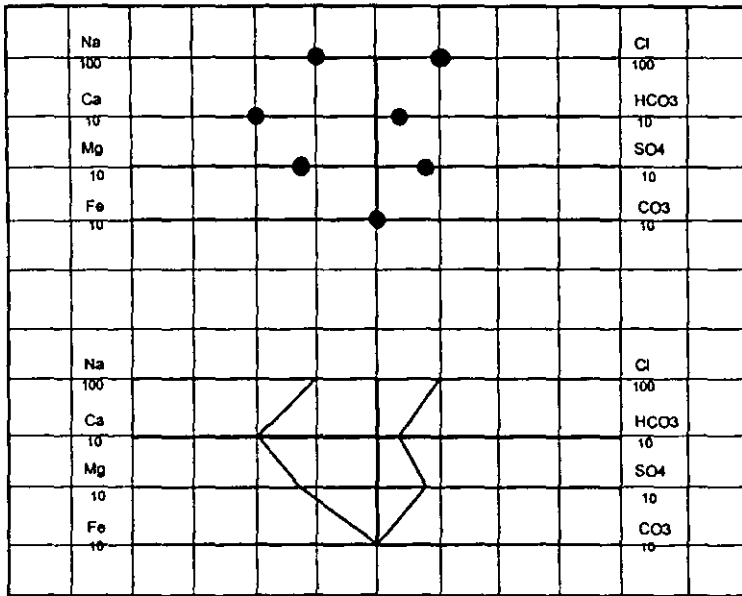


Fig. I-4 Método para construir un patrón

Para eliminar los cambios de las unidades en las escalas, los valores se grafican sobre una escala logarítmica base 10.

Los investigadores consideran que éste es el mejor método para comparar los análisis de aguas. Es simple y el personal no especializado puede ser entrenado fácilmente para construir los diagramas. Este tipo de diagramas es el utilizado en PEMEX y el Instituto Mexicano del Petróleo por su versatilidad.

1.5.1. Aplicaciones

Correlación de formaciones productoras: los patrones tienden a mantener su forma ya sea que la concentración de los iones aumente o disminuya, por

ello se puede esperar que una formación produzca agua con un patrón característico.

Problemas de rastreo: Con frecuencia es posible rastrear el paso de un tipo de agua en particular a través de la formación mediante un estudio de los patrones obtenidos de agua recuperada en pozos espaciados apropiadamente ya que al compararlos resultas ser similares pero, en proporciones distintas.

Pruebas DST: Debido a la incertidumbre considerada en las muestras de agua por el lodo de perforación encontrado en las pruebas DST, intentar establecer la formación de la cual las muestras fueron originarias, aunque frecuentemente no tiene éxito. En algunos casos, sin embargo, esta información es un auxiliar, debido a la facilidad con que cada uno de los patrones puede ser comparado con otro. El sistema de patrones es útil para este propósito.

Detección de aguas invasoras: Los pozos productores son terminados de tal manera que produzcan el mínimo posible de agua, pero el rompimiento del cemento o una rotura en el tubería de revestimiento puede permitir que el agua de otras formaciones entre al pozo. El agua producida por un pozo en operaciones normales proviene del fondo mientras que, el agua producida a través de la rotura del cemento o del tubería de revestimiento proviene de otros estratos. Si se tiene suficiente información disponible sobre la composición de las aguas en el área, la fuente del agua invasora puede ser descubierta, y su exclusión se puede realizar con un mínimo de problemas y costos.

En la Fig. I-5 se muestra un diagrama característico.

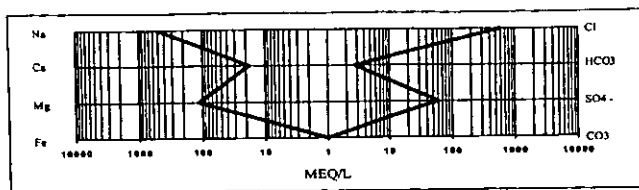


Fig. I-5 Diagrama característico del agua de mar

CAPÍTULO II PROGRAMA DE CÓMPUTO

II.1. ¿QUÉ ES ANAWAT?

ANAWAT es un programa de cómputo producto de más de 20 años de experiencia de la Química Beatriz Zavala Zaldívar, en el INSTITUTO MEXICANO del PETRÓLEO. En este trabajo, el programa original fue migrado de su versión en VBasic 3.0 a la versión 6.0.

El sistema ANAWAT es la solución a una necesidad imperante del profesional encargado de la caracterización físico-química del agua, ya que permite llevar un mejor control, administración, recopilación, evaluación y manejo de resultados. De ahí su importancia y compromiso de actualización continua.

En este capítulo se muestra la secuencia de ejecución del programa de cómputo que analiza las propiedades fisicoquímicas del agua y se presenta el manual del usuario. Es importante señalar que el programa de cómputo ANAWAT es alimentado con datos de análisis de agua obtenidos previamente en el laboratorio, base fundamental para caracterizar el agua.

II.2. DIAGRAMA DE FLUJO

Al inicio del programa aparece en primera instancia la entrada de datos generales, para proceder a calcular volumen gastado, molaridad,

normalidad y alicuota para cada ion, y así se continua con el cálculo de mg/l, meq/l, dureza y salinidad, con los datos anteriores se calcula la fuerza iónica y densidad, y finalmente calcular el índice de estabilidad de Stiff & Davis. En el programa se puede decidir si se quiere desplegar el reporte o exportarle a MS-WORD, mostrar la gráfica, o realizar otro cálculo nuevo.

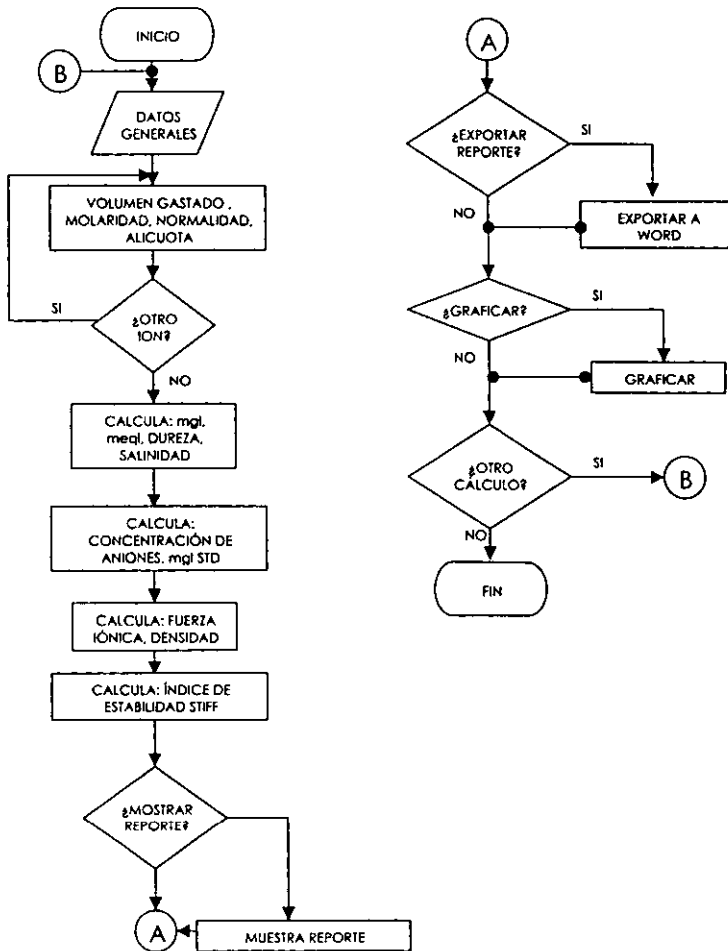


Fig. II-1 Diagrama de flujo del programa de cómputo ANAWAT

II.3. MANUAL DEL USUARIO

Funcionamiento básico

El sistema opera con menús desplegables que brindan un mejor manejo y son bastante amigables al usuario. Los menús están ubicados, en la parte superior e incluyen las siguientes funciones:

Pantalla de inicio:

En esta pantalla se despliega el nombre del programa, la versión, los sistemas operativos que soportan al programa, así como el nombre de los asesores y adaptador del sistema a la versión 2001.

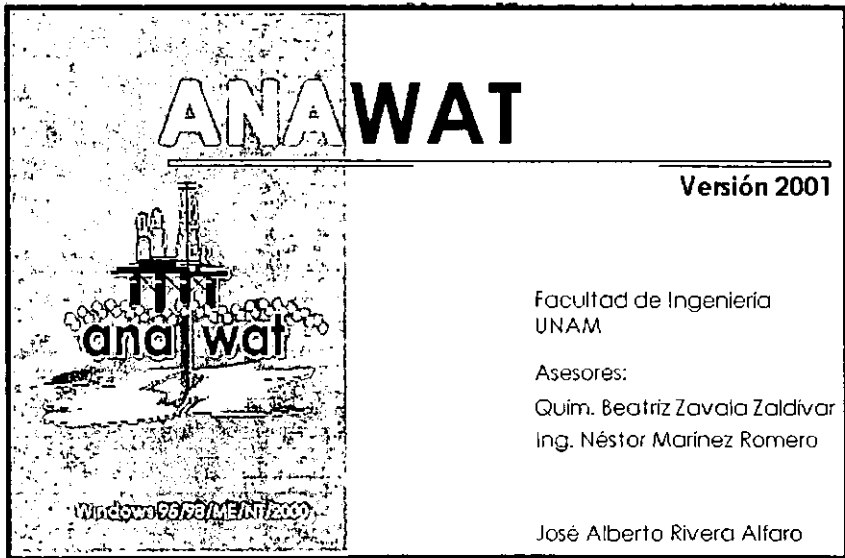


Fig. II-2 Pantalla de inicio del programa ANAWAT

Archivo:

El menú archivo agrupa acciones comunes del sistema para abrir, guardar, modificar o crear un nuevo documento.

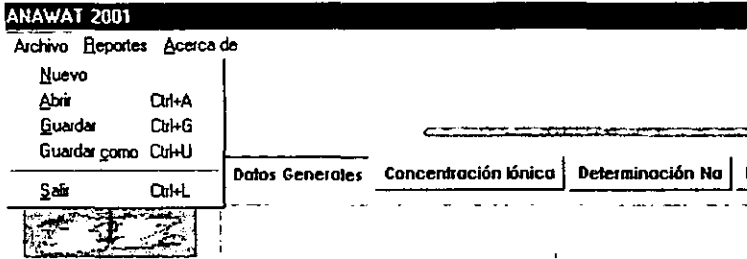


Fig. II-2 Barra de menú Archivo

1. Elija **N**uevo para hacer un nuevo análisis.
2. Elija **A**brir para acceder un análisis previo; asimismo puede ejecutarse la acción utilizando las teclas de acceso rápido **Ctrl+A**.
3. Elija **G**uardar para salvar la información del análisis; asimismo puede ejecutarse la acción utilizando las teclas de acceso rápido **Ctrl+G**.
4. Elija **G**uardar **c**omo para salvar la información del análisis con otro nombre de archivo; asimismo puede ejecutarse la acción utilizando las teclas de acceso rápido **Ctrl+U**.
5. Elija **S**alir si desea terminar la aplicación; asimismo puede ejecutarse la acción utilizando las teclas de acceso rápido **Ctrl+L**.

Reportes:

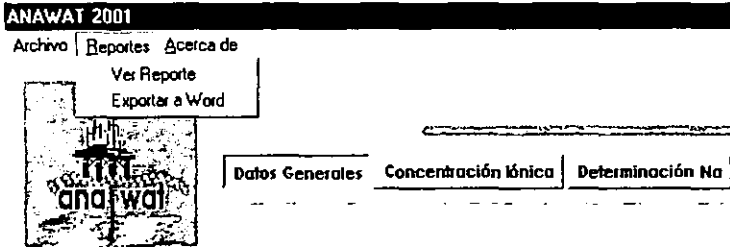


Fig. II-2 Barra de menú Reportes

1. Elija **Ver Reporte** para desplegar la información acerca del análisis realizado.
2. Elija **Exportar a Word** en el caso que desee salvar su archivo en formato .doc; una vez concluida la operación arroja el siguiente mensaje:

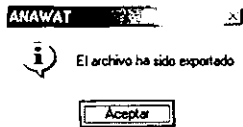


Fig. II-3 Ventana de notificación

Acerca de:

Muestra datos de diseño y creación.

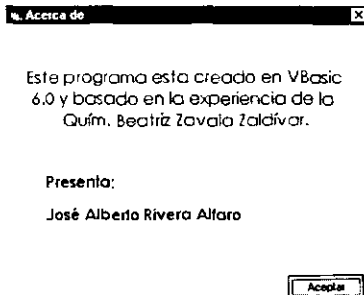


Fig. II-4 Ventana de Acerca de

Barra de acceso rápido.

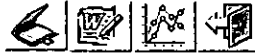






Fig. II-5 Barra de acceso rápido

Esta barra tiene las funciones más comunes dentro de la aplicación, las cuales son:

1. Mostrar reporte 
2. Exportar a Word 
3. Graficar 
4. Salir 

Módulos del sistema.



Fig. II-6 Barra de módulos del sistema.

La aplicación cuenta con los siguientes módulos cuyas funciones se explican a continuación:

Datos Generales.

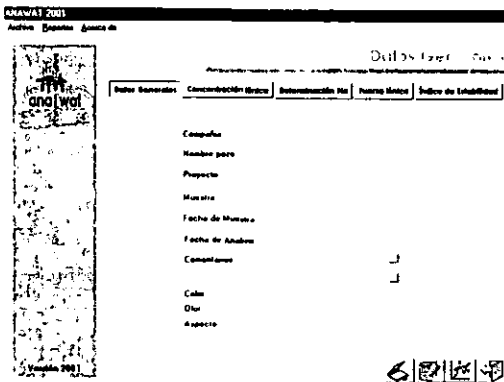


Fig. II-7 Pantalla de ingreso de datos generales.

En este módulo se encuentra la información descriptiva del proyecto que se esta examinando; y se encuentran los siguientes campos de captura de datos:

1. Compañía.
2. Nombre pozo.
3. Proyecto.
4. Muestra.
5. Fecha de muestra.
6. Fecha de análisis.
7. Comentarios.
8. Color.
9. Olor.
10. Aspecto.

Concentración Iónica

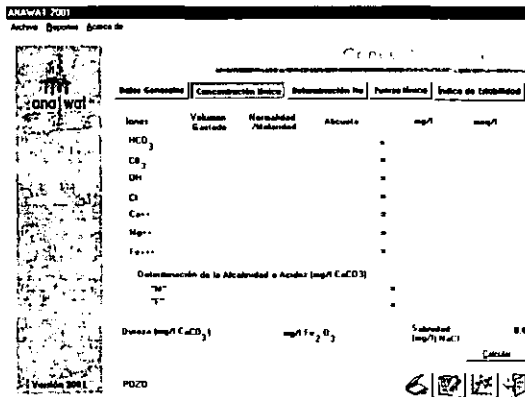


fig. II-8 Pantalla de cálculo de concentración iónica

Esta es la pantalla de captura de datos, obtenidos previamente de diferentes análisis en laboratorio, con los cuales presionando el botón situado en la parte inferior derecha de la ventana, el sistema realiza los cálculos de

concentración de la muestra, los cuales serán utilizados en los siguientes módulos.

Nota: Cabe mencionar que la información obtenida esta ligada con los módulos siguientes por lo que hay que ser cuidadosos en el llenado de la información.

Determinación del Sodio(Na).

A partir de la información del modulo anterior, y llenando los campos necesarios del análisis realizado, se calcula la concentración de Na.

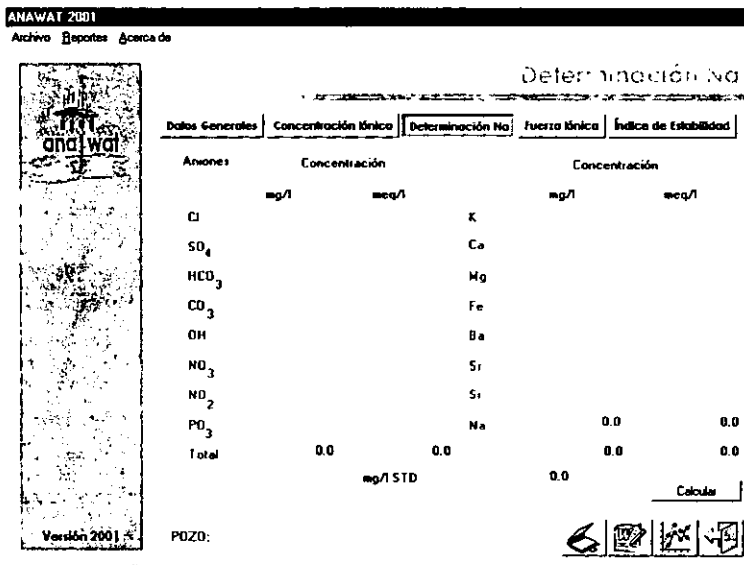


Fig. II-9 Pantalla de determinación de Na

Fuerza iónica.

En esta sección se visualizan la **Fuerza Iónica** a partir de los cálculos previos. Previo al cálculo debe introducirse el valor de la densidad del agua de la formación

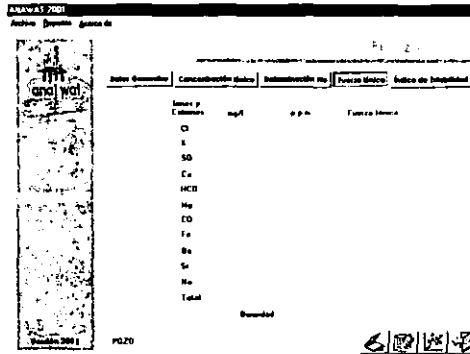


Fig. II-10 Pantalla de despliegue de Fuerza iónica

Índice de Estabilidad.

En este módulo se refleja el índice de estabilidad Stiff & Davis del análisis. La cual fue obtenida de los datos capturados previamente.

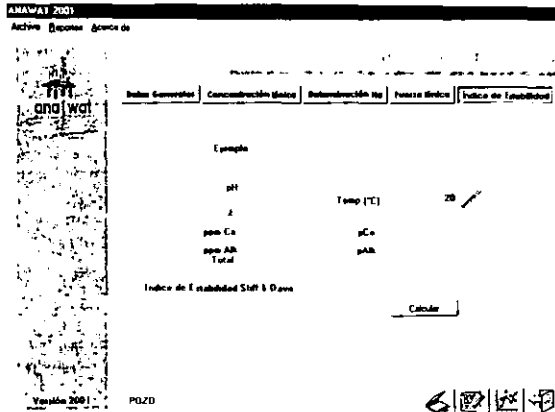


Fig. II-11 Pantalla de despliegue del índice de estabilidad Stiff & Davis

Gráfica:

El sistema cuenta con una gráfica descriptiva de un diagrama Stiff & Davis sobre el análisis y un resumen del mismo los cuales son mostrados a continuación.

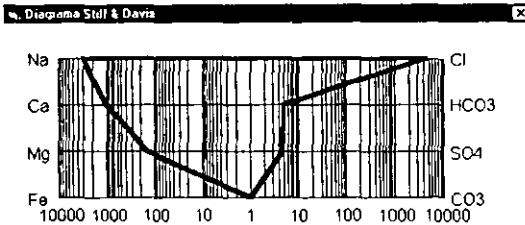


Fig. II-12 Pantalla de la gráfica Stiff & Davis

Reporte:

Se muestra una forma con los datos de entrada y resultados obtenidos por el programa.

DESCRIPCIÓN DE LA MUESTRA	
Pozo CAAN C-1063 REG MAR	PROY CDA-8113
Fecha Muestreo 16/JUL/95	Fecha Análisis 25/AGO/95
PROPIEDADES FÍSICAS	
Densidad	1.1718 @ T = 21 °C
pH	6.72 @ T = 21.2 °C
Conductividad	0.0 @ T = 0 °C
COLOR	AMBAR
OLOR	INTENSO A SULFÍDRICO
ASPECTO	AGUA CLARA
GASES EN SOLUCIÓN, MG/L	
SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN Y SOLUCIÓN, MG/L	
Sólidos Totales	254882.7377
Sólidos Disueltos	254854.7377
Sólidos en suspensión	28.0
Oxido Férrico	1.7013
Oxido de Silicio	75.7312
Acidez (CaCO3)	0.0
Dureza Total (CaCO3)	58184.6559
Alcalinidad 'f'	0.0
Alcalinidad 'm'	258.75

Fig. II-13 Pantalla de la reporte

La salida a MS-Word contiene los datos del reporte además de la gráfica Stiff-Davis como se ve a continuación.

DESCRIPCIÓN DE LA MUESTRA.

Pozo:CAAN C-1063 REG. MAR. PROY:CDA-8113.
Fecha Muestreo:16/JUL/95 Fecha Análisis:25/AGO/95

PROPIEDADES FÍSICAS.

Densidad = 1.1718 @ T = 21 °C
pH = 6.72 @ T = 21.2 °C
Conductividad = 0.0 @ T = 0 °C
COLOR : ÁMBAR
OLOR : INTENSO A SULFHÍDRICO.
ASPECTO: AGUA CLARA.

GASES EN SOLUCIÓN, mg/l

SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN Y SOLUCIÓN, mg/l

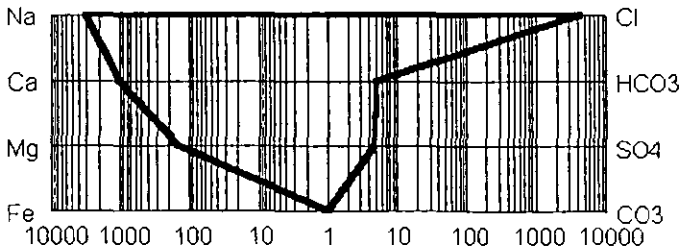
Sólidos Totales = 254882.7377
Sólidos Disueltos = 254854.7377
Sólidos en Suspensión = 28.0
Oxido Férrico = 1.7013
Oxido de Silicio = 75.7312
Acidez (CaCO3) = 0.0
Dureza Total (CaCO3) = 58184.6559
Alcalinidad "F" = 0.0
Alcalinidad "M" = 258.75
Salinidad (NaCl),mg/l = 256097.5789
Índice de estabilidad = 1.0958

IONES DISUELTOS.

Aniones	Concentración		Cationes	Concentración	
	(mg/l)	(meq/l)		(mg/l)	(meq/l)
Na	70668.66	3072.55	Cl	155333.038	4381.75
K	4852.0	124.092	CO3	0.0	0.0
Ca	20465.035	1020.7	HCO3	315.675	5.175
Mg	1720.44	141.6	OH	0.0	0.0
Fe	1.19	0.064	SO4	233.0	4.854
Ba	42.5	0.619	NO2	0.0	0.0
Sr	1187.8	27.113	NO3	0.0	0.0
Si	35.4	5.041	PO4	0.0	0.0

Salinidad ppm NaCl = 218550.5879

Diagrama Stiff & Davis, meq/l



II.4. CONSIDERACIONES IMPORTANTES

El programa de cómputo ANAWAT tiene por limitaciones el que se debe contar con un equipo de cómputo Pentium o mayor, con 32 Mb de RAM por lo menos y Windows 95 o mayor, debe tener instalado el Office 2000.

ANAWAT puede manejar n número de muestras para su análisis, es importante tener muy presente que si se introducen datos erróneos se tendrán resultados erróneos, se recomienda respetar las unidades de trabajo.

El lector podrá haberse percatado de que no se hizo una explicación de las fórmulas utilizadas para los cálculos, así como de los procedimientos de laboratorio para obtener la información requerida por ANAWAT; la razón de esta situación es evitar duplicar trabajos de tesis tales como el de *Caracterización de Aguas de Formación*, desarrollada por el Ing. José Luis Martínez German y salvaguardar las técnicas desarrolladas por la Quím. Beatriz Zavala Zaldívar durante varios años de trabajo en el Instituto Mexicano del Petróleo.

CAPÍTULO III Aplicaciones

III.1. Análisis de agua de formación

En este capítulo se muestran las pantallas de ingreso de datos y resultados, así como el reporte exportado a MS-WORD. El programa ANAWAT ha sido probado con cientos de análisis de agua de formación, y validado por comparación de cálculos manuales siendo este muy versátil y de gran rapidez en sus resultados.

De toda la gama de análisis calculados por el sistema se muestran únicamente cinco ejemplos, seleccionados aleatoriamente, previamente analizados por la Química Beatriz Zavala Zaldívar, en el INSTITUTO MEXICANO del PETRÓLEO, los cuales son datos de muestras de agua de los pozos: CAAN C-1063, CHUC A-31, ABKATÚN D-74, ABKATÚN B-73, UECH A-4.

III.1.1. Pozo CAAN C-1063.

El pozo CAAN C-1063, se encuentra en la Región Marina Suroeste, del Activo Abkatún, de PEMEX Exploración y Producción, y a continuación se muestra la secuencia de ingreso de datos, resultados, así como el reporte y gráfica obtenidos.

En la Fig. III-1 se ingresan los datos generales, donde se resalta que la muestra de agua tiene un color ámbar, olor intenso a sulfhídrico, con aspecto de agua clara.

En la Fig. III-2 a partir de los datos obtenidos en el laboratorio, volumen gastado, alícuota, normalidad/molaridad, se obtiene la de concentración de los iones presentes en el agua como cloruros, carbonatos, bicarbonatos, hidróxidos, calcio, magnesio, hierro, así como las conversiones de salinidad, dureza, óxido férrico, alcalinidad a la "F" y a la "M", cuyos valores son: $Fe_2O_3 = 1.7013$, del pozo CAAN C-1063, alcalinidad al anaranjado de metilo=0, alcalinidad a la fenoftaleína = 258.75, dureza del agua = 58184.66 y salinidad (mg/l) NaCl = 256067.58 .

En la Fig. III-3 se determina la concentración del sodio (Na) del pozo CAAN C-1063 a partir de los datos de concentración de aniones y cationes, resultando 70668.6602 mg/l .

En la Fig. III-4 se obtiene el valor de la fuerza iónica a partir de los aniones y cationes expresados en ppm. La densidad se obtiene de manera experimental en el laboratorio.

En la Fig. III-5 se calcula el valor del Índice de Estabilidad Stiff & Davis, a partir de los valores de

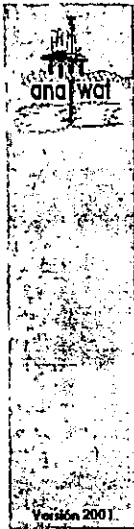
$$I_s = pH - pCa - pAlk - k$$

$I_s = 1.0958$, lo cual indica que el agua posee tendencia incrustante.

Seguido se expresa el reporte de la caracterización del agua del pozo CAAN C-1063 donde también se muestra el diagrama Stiff & Davis de dicha muestra.

ANAWAT 2001

Archivo Reportes Buscar de



Datos Generales

Datos Generales	Concentración Iónica	Determinación Na	Fuerza Iónica	Índice de Estabilidad
-----------------	----------------------	------------------	---------------	-----------------------

Compañía Pemex Exploración y Producción
 Nombre pozo CAAN C-1063 REG. MAR. PROY
 Proyecto CDA-8113
 Muestra CAAN C-1063 REG. MAR. PROY
 Fecha de Muestra 16/JUL/95
 Fecha de Analisis 25/AGO/95
 Comentarios
 Color AMBAR
 Olor INTENSO A SULFÍDRICO.
 Aspecto AGUA CLARA.



Fig. III-1 Datos generales del pozo CAAN C-1063

ANAWAT 2001

Archivo Reportes Buscar de



Concentración Iónica

Datos Generales	Concentración Iónica	Determinación Na	Fuerza Iónica	Índice de Estabilidad
-----------------	----------------------	------------------	---------------	-----------------------

Iones	Volumen Gastado	Normalidad /Molaridad	Alícuota	mg/l	meq/l
HCO ₃ ⁻	9	.115	20 =	315.675	5.175
CO ₃ ²⁻			=		
OH ⁻			=		
Cl ⁻	8.5	.1031	.2 =	155333.0375	4381.75
Ca ⁺⁺	8.65	.0118	.2 =	20465.035	1020.7
Mg ⁺⁺	1.2	.0118	.2 =	1720.44	141.6
Fe ⁺⁺⁺			=	1.19	0.0639

Determinación de la Alcalinidad o Acidez (mg/l CaCO₃)

"M"			=		
"F"	9	.115	20 =		258.75

Dureza (mg/l CaCO₃) 58184.66 mg/l Fe₂O₃ 1.7013 Salinidad (mg/l NaCl) 256097.5789

Calcular

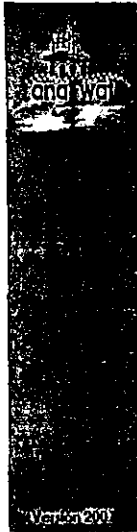
POZO CAAN C-1063 REG. MAR. PROY.CDA-8113.



Fig. III-2 Concentración iónica del pozo CAAN C-1063

ANAWAT 2001

Archivo Reportes Acerca de



Determinación Na

Datos Generales		Concentración Iónica	Determinación Na	Fuerza Iónica	Índice de Estabilidad
Aniones	Concentración		Concentración		
	mg/l	meq/l	mg/l	meq/l	
Cl	155333.0375	4381.75	K	4852.0	124.0321
SO ₄	233.0	4.8542	Ca	20465.035	1020.7
HCO ₃	315.675	5.175	Mg	1720.44	141.6
CO ₃			Fe	1.19	0.0639
OH			Ba	42.5	0.6189
NO ₃			Sr	1187.8	27.1125
NO ₂			Si	35.4	5.0413
PO ₃			Na	70668.6602	3072.5504
Total	155881.7125	4391.7792		98973.0252	4391.7792
		mg/l STD		254854.7377	
					Calcular

POZO: CAAN C-1063 REG. MAR. PROY.CDA-8113.



Fig. III-3 Determinación de Na del pozo CAAN C-1063

ANAWAT 2001

Archivo Reportes Acerca de



Fuerza Iónica

Datos Generales		Concentración Iónica	Determinación Na	Fuerza Iónica	Índice de Estabilidad
Iones y Cationes	mg/l		p.p.m.	Fuerza Iónica	
Cl	155333.0375	132559.3425		1.955831	
K	4852.0	4140.6383		0.052586	
SO	233.0	198.8394		0.004176	
Ca	20465.035	17464.6143		0.873231	
HCO	315.675	269.3932		0.002155	
Mg	1720.44	1468.2028		0.120393	
CO					
Fe	1.19	1.0155		0.000036	
Ba	42.5	36.269		0.000508	
Sr	1187.8	1013.6542		0.023111	
Na	70668.6602	60307.783		1.326771	
Total	254819.3377	217459.7522		4.2588	
		Densidad	1.1718		

POZO: CAAN C-1063 REG. MAR. PROY.CDA-8113.



Fig. III-4 Fuerza iónica del pozo CAAN C-1063

ANAWAT 2001
Archivo Reportes Acerca de

Índice de Estabilidad

Datos Generales	Concentración Iónica	Determinación No	Fuera Iónica	Índice de Estabilidad
Ejemplo CAAN C-1063 REG. MAR. PROY.CDA-8113.				
pH	6.72	Temp (°C)	20	
α	2.802			
ppm Ca	17464.6143	pCa	0.3596	
ppm Alk Total	220.8141	pAlk	2.4626	
Índice de Estabilidad Stiff & Davis		1.0958		
<input type="button" value="Calcular"/>				

POZO: CAAN C-1063 REG. MAR. PROY.CDA-8113.




Fig. III-5 Índice de estabilidad Stiff & Davis del pozo CAAN C-1063

DESCRIPCIÓN DE LA MUESTRA.

Pozo: CAAN C-1063 REG. MAR. PROY: CDA-8113.
Fecha Muestreo: 16/JUL/95 Fecha Análisis: 25/AGO/95

PROPIEDADES FÍSICAS.

Densidad = 1.1718 @ T = 21 °C
pH = 6.72 @ T = 21.2 °C
Conductividad = 0.0 @ T = 0 °C
COLOR : AMBAR
OLOR : INTENSO A SULFHÍDRICO.
ASPECTO: AGUA CLARA.

GASES EN SOLUCIÓN, mg/l

SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN Y SOLUCIÓN, mg/l

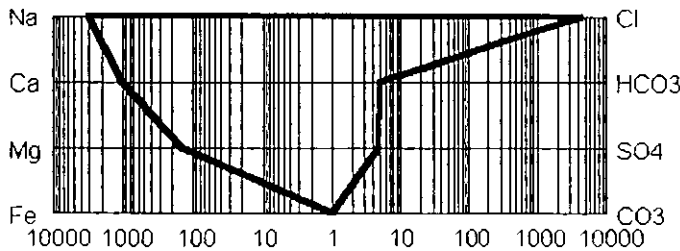
Sólidos Totales = 254882.7377
Sólidos Disueltos = 254854.7377
Sólidos en Suspensión = 28.0
Óxido Férrico (Fe2O3) = 1.7013
Óxido de Silicio(SiO2) = 75.7312
Acidez (CaCO3) = 0.0
Dureza Total (CaCO3) = 58184.6559
Alcalinidad "F" (CaCO3) = 0.0
Alcalinidad "M" (CaCO3) = 258.75
Salinidad (NaCl) = 256097.5789
Índice de estabilidad = 1.0958

IONES DISUELTOS.

Aniones	Concentración (mg/l)	Concentración (meq/l)	Cationes	Concentración (mg/l)	Concentración (meq/l)
Na	70668.66	3072.55	Cl	155333.038	4381.75
K	4852.0	124.092	CO3	0.0	0.0
Ca	20465.035	1020.7	HCO3	315.675	5.175
Mg	1720.44	141.6	OH	0.0	0.0
Fe	1.19	0.064	SO4	233.0	4.854
Ba	42.5	0.619	NO2	0.0	0.0
Sr	1187.8	27.113	NO3	0.0	0.0
Si	35.4	5.041	PO4	0.0	0.0

Salinidad ppm NaCl = 218550.5879

Diagrama Stiff & Davis, meq/l



III.1.2. Pozo CHUC A-31.

El pozo CHUC A-31, se encuentra en la Región Marina Suroeste, del Activo Pol-Chuc, de PEMEX Exploración y Producción, y a continuación se muestra la secuencia de ingreso de datos, resultados, así como el reporte y gráfica obtenidos.

En la Fig. III-6 se ingresan los datos generales, donde se resalta que la muestra de agua es incolora, indolora, con aspecto de agua clara.

En la Fig. III-7 a partir de los datos obtenidos en el laboratorio, volumen gastado, alícuota, normalidad/molaridad, se obtiene la de concentración de los iones presentes en el agua como cloruros, carbonatos, bicarbonatos, hidróxidos, calcio, magnesio, fierro, así como las conversiones de salinidad, dureza, óxido férrico, alcalinidad a la "F" y a la "M", cuyos valores son: $\text{Fe}_2\text{O}_3 = 0.3002$, del pozo CHUC A-31, teniendo como también como resultados el valor de alcalinidad al anaranjado de metilo = 0 y el valor de alcalinidad a la fenoftaleina = 215.625, dureza del agua = 35205.27 y salinidad (mg/l) NaCl = 137388.8188.

En la Fig. III-8 se determina la concentración del sodio (Na) del pozo CHUC A-31 a partir de los datos de concentración de aniones y cationes resultando: 36184.6533 mg/l.

En la Fig. III-9 se obtiene el valor de la fuerza iónica a partir de los aniones y cationes expresados en ppm. La densidad se obtiene de manera experimental en el laboratorio.

En la Fig. III-10 se calcula el valor del Índice de Estabilidad Stiff & Davis, a partir de los valores de

$$I_s = \text{pH} - \text{pCa} - \text{pAlk} - k$$

$Is = 0.06998$, lo cual indica que el agua posee tendencia incrustante.

Seguido se expresa el reporte de la caracterización del agua del pozo CHUC A-31 donde también se muestra el diagrama Stiff & Davis de dicha muestra.

ANAWAT 2001
 Archivo Reportes Acerca de

Datos Generales

Datos Generales	Concentración Iónica	Determinación No	Fuerte Iónica	Índice de Estabilidad
Compañía	Pemex Exploración y Producción			
Nombre pozo	CHUC A-31 REGION MARINA P			
Proyecto	CDA-8113			
Muestra	CHUC A-31 REGION MARINA P			
Fecha de Muestra	6/JUL/95			
Fecha de Análisis	25/AGT/95			
Comentarios	<div style="border: 1px solid black; height: 20px; width: 100%;"></div> <div style="border: 1px solid black; height: 20px; width: 100%;"></div>			
Color	INCOLORA			
Olor	INODORA			
Aspecto	AGUA CLARA			




Fig. III-6 Datos generales del pozo CHUC A-31

ANAWAT 2001

Archivo Reportes Acerca de



Concentración Iónica

Datos Generales		Concentración Iónica	Determinación Na	Fuerza Iónica	Índice de Estabilidad
Iones	Volumen Gastado	Normalidad /Molaridad	Alícuota	mg/l	meq/l
HCO ₃ ⁻	.75	.115	20 =	263.0625	4.3125
CO ₃ ⁻			=		
OH ⁻			=		
Cl ⁻	5.7	.1031	.25 =	83331.606	2350.68
Ca ⁺⁺	6.95	.0118	.25 =	12397.316	618.32
Mg ⁺⁺	.9	.0118	.25 =	1032.264	84.96
Fe ⁺⁺⁺			=	0.21	0.0113
Determinación de la Alcalinidad o Acidez (mg/l CaCO ₃)					
"M"			=		
"T"	.75	.115	20 =		215.625
Dureza (mg/l CaCO ₃)	35205.27	mg/l Fe ₂ O ₃	0.3002	Salinidad (mg/l) NaCl	137388.8188
Calcular					

POZO: CHUC A-31 REGION MARINA PROY.:CDA-8113.



Fig. III-7 Concentración iónica del pozo CHUC A-31

ANAWAT 2001

Archivo Reportes Acerca de



Determinación Na

Datos Generales		Concentración Iónica	Determinación Na	Fuerza Iónica	Índice de Estabilidad
Aniones	Concentración			Concentración	
	mg/l	meq/l		mg/l	meq/l
Cl	83331.606	2350.68	K	2493.0	63.7596
SO ₄	170.0	3.5417	Ca	12397.316	618.32
HCO ₃	263.0625	4.3125	Mg	1032.264	84.96
CO ₃			Fe	0.21	0.0113
OH			Ba	21.4	0.3116
NO ₃			Sr	520.8	11.8877
NO ₂			Si	42.4	6.0382
PO ₃			Na	36184.6533	1573.2458
Total	83764.6685	2358.5342		52692.0433	2358.5342
		mg/l STD		136456.7118	
Calcular					

POZO: CHUC A-31 REGION MARINA PROY.:CDA-8113.



Fig. III-8 Determinación de Na del pozo CHUC A-31

ANAWAT 2001
Archivo Reportes Acerca de



Fuerza Iónica

Datos Generales		Concentración Iónica	Determinación No	Fuerza Iónica	Índice de Estabilidad
Iones y Cationes	mg/l		p.p.m.	Fuerza Iónica	
Cl	83331.686		76213.2852	1.066986	
K	2453.0		2280.0439	0.028957	
SO	170.0		155.4783	0.003265	
Ca	12397.316		11338.3172	0.566916	
HCO	263.0625		240.5313	0.001925	
Mg	1032.264		944.0863	0.077415	
CO					
Fe	0.21		0.1921	0.000007	
Ba	21.4		19.572	0.000274	
Si	520.8		476.3124	0.01086	
Na	36184.6533		33893.7016	0.728061	
Total	136414.3118		124761.5803	2.4847	
	Densidad		1.0934		

POZO: CHUC A-31 REGION MARINA PROY.:CDA-8113.



Fig. III-9 Fuerza iónica del pozo CHUC A-31

ANAWAT 2001
Archivo Reportes Acerca de



Índice de Estabilidad

Datos Generales		Concentración Iónica	Determinación No	Fuerza Iónica	Índice de Estabilidad
Ejemplo	CHUC A-31 REGION MARINA PROY.:CDA-8113.				
pH	7.08		Temp (°C)	20	
k	3.3239				
ppm Ca	11338.3172		pCa	0.5458	
ppm Alk Total	197.206		pAlk	2.5104	
Índice de Estabilidad Stiff & Davis					0.6998
					Calcular

POZO: CHUC A-31 REGION MARINA PROY.:CDA-8113.



Fig. III-10 Índice de estabilidad Stiff & Davis del pozo CHUC A-31

DESCRIPCIÓN DE LA MUESTRA.

Pozo: CHUC A-31 REGION MARINA PROY.: CDA-8113.
Fecha Muestreo: 6/JUL/95 Fecha Análisis: 25/AGT/95

PROPIEDADES FÍSICAS.

Densidad = 1.0934 @ T = 21.5 °C
pH = 7.08 @ T = 20.5 °C
Conductividad = 0.0 @ T = 0 °C
COLOR : INCOLORA .
OLOR : INODORA.
ASPECTO: AGUA CLARA

GASES EN SOLUCIÓN, mg/l

SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN Y SOLUCIÓN, mg/l

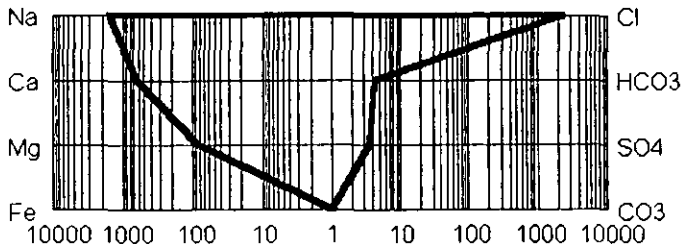
Sólidos Totales = 136484.7118
Sólidos Disueltos = 136456.7118
Sólidos en Suspensión = 28.0
Óxido Férrico (Fe2O3) = 0.3002
Óxido de Silicio(SiO2)= 90.7063
Acidez (CaCO3) = 0.0
Dureza Total (CaCO3) = 35205.273
Alcalinidad `F` (CaCO3)= 0.0
Alcalinidad `M` (CaCO3)= 215.625
Salinidad (NaCl),mg/l = 137388.8188
Índice de estabilidad = 0.6998

I O N E S D I S U E L T O S .

Aniones	Concentración (mg/l)	(meq/l)	Cationes	Concentración (mg/l)	(meq/l)
Na	36184.653	1573.246	Cl	83331.606	2350.68
K	2493.0	63.76	CO3	0.0	0.0
Ca	12397.316	618.32	HCO3	263.063	4.313
Mg	1032.264	84.96	OH	0.0	0.0
Fe	0.21	0.011	SO4	170.0	3.542
Ba	21.4	0.312	NO2	0.0	0.0
Sr	520.8	11.888	NO3	0.0	0.0
Si	42.4	6.038	PO4	0.0	0.0

Salinidad ppm NaCl = 125652.8433

Diagrama Stiff & Davis, meq/l



III.1.3. Pozo ABKATÚN D-74.

El pozo ABKATÚN D-74, se encuentra en la Región Marina Suroeste, del Activo Abkatún, de PEMEX Exploración y Producción, y a continuación se muestra la secuencia de ingreso de datos, resultados, así como el reporte y gráfica obtenidos.

En la Fig. III-11 se ingresan los datos generales, donde se resalta que la muestra de agua es de color ámbar, intenso olor a sulfhídrico, con aspecto de agua clara.

En la Fig. III-12 a partir de los datos obtenidos en el laboratorio, volumen gastado, alícuota, normalidad/molaridad, se obtiene la de concentración de los iones presentes en el agua como cloruros, carbonatos, bicarbonatos, hidróxidos, calcio, magnesio, fierro, así como las conversiones de salinidad, dureza, óxido férrico, alcalinidad a la "F" y a la "M", cuyos valores son: $\text{Fe}_2\text{O}_3 = 0.0014$, del pozo ABKATÚN D-74, teniendo como también como resultados el valor de alcalinidad al anaranjado de metilo = 230.0 y el valor de alcalinidad a la fenoftaleína = 1581.25, dureza del agua = 248.0643 y salinidad (mg/l) NaCl = 13678.6236.

En la Fig. III-13 se determina la concentración del sodio (Na) del pozo ABKATÚN D-74 a partir de los datos de concentración de aniones y cationes resultando: 5863.8015 mg/l.

En la Fig. III-14 se obtiene el valor de la fuerza iónica a partir de los aniones y cationes expresados en ppm. La densidad se obtiene de manera experimental en el laboratorio.


En la Fig. III-15 se calcula el valor del Índice de Estabilidad Stiff & Davis, a partir de los valores de

$$I_s = pH - pCa - pAlk - k$$

$I_s = 1.6299$, lo cual indica que el agua posee tendencia incrustante.

Seguido se expresa el reporte de la caracterización del agua del pozo ABKATÚN D-74 donde también se muestra el diagrama Stiff & Davis de dicha muestra.

ANAWAT 2001
Archivo Reportes Acerca de



Datos Generales

Datos Generales	Concentración Iónica	Determinación Na	Fuerza Iónica	Índice de Estabilidad
Compañía	Pemas Exploración y Producción			
Nombre pozo	ABKATUN D-74			
Proyecto	CDA-8113			
Muestra	ABKATUN D-74			
Fecha de Muestra	22/JUN/95			
Fecha de Análisis	25/AGT/95			
Comentarios	<div style="border: 1px solid black; height: 15px; width: 100%;"></div> <div style="border: 1px solid black; height: 15px; width: 100%;"></div>			
Color	AMBAR			
Olor	INTENSO A SULFÚRICO			
Aspecto	AGUA CLARA			

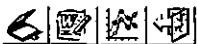


Fig. III-11 | Datos generales del pozo ABKATÚN D-74

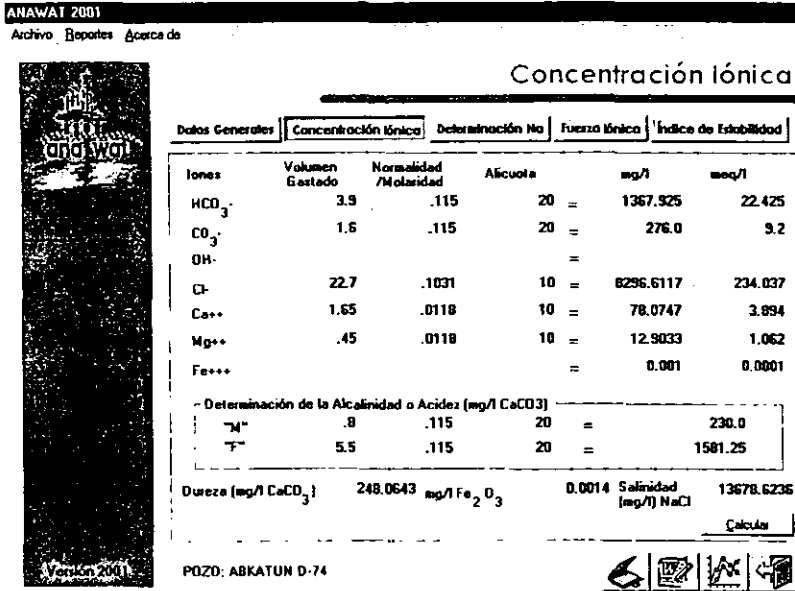


Fig. III-12 Concentración iónica del pozo ABKATÚN D-74

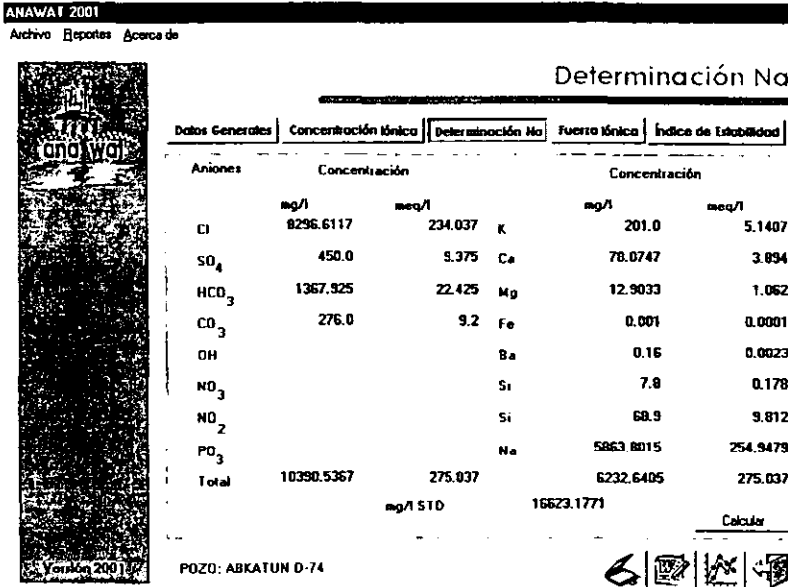


Fig. III-13 Determinación de Na del pozo ABKATÚN D-74

ANAWAT 2001

Archivo Reportes Acerca de



Fuerza Iónica

Datos Generales	Concentración Iónica	Determinación Na	Fuerza Iónica	Índice de Estabilidad
Iones y Cationes	mg/l	p.p.m.	Fuerza Iónica	
Cl	8296.6117	8187.715	0.114628	
K	201.0	198.3618	0.002519	
SO	450.0	444.0336	0.009326	
Ca	78.0747	77.0499	0.003952	
HCO	1367.925	1349.9704	0.0108	
Mg	12.9033	12.7339	0.001044	
CO	276.0	272.3774	0.00907	
Fe	0.001	0.001	0.0	
Ba	0.16	0.1579	0.000002	
Si	7.8	7.6976	0.000176	
Na	5863.8015	5786.6366	0.12731	
Total	16554.2771	16336.9951	0.2787	
	Densidad	1.0133		

POZO: ABKATUN D-74



Fig. III-14 Fuerza iónica del pozo ABKATÚN D-74

ANAWAT 2001

Archivo Reportes Acerca de



Índice de Estabilidad

Datos Generales	Concentración Iónica	Determinación Na	Fuerza Iónica	Índice de Estabilidad
Ejemplo	ABKATUN D-74			
pH	8.94	Temp (°C)	20	
A	3.0337			
ppm Ca	77.0499	pCa	2.6982	
ppm Alk Total	1787.4766	pAlk	1.5782	
Índice de Estabilidad Stiff & Davis	1.6299			
		<input type="button" value="Calcular"/>		

POZO: ABKATUN D-74



Fig. III-15 Índice de estabilidad Stiff & Davis del pozo ABKATÚN D-74

DESCRIPCIÓN DE LA MUESTRA.

Pozo: ABKATÚN D-74
Fecha Muestreo: 22/JUN/95 Fecha Análisis: 25/AGT/95

PROPIEDADES FÍSICAS.

Densidad = 1.0133 @ T = 21 °C
pH = 8.94 @ T = 20.5 °C
Conductividad = 0.0 @ T = 0 °C
COLOR : AMBAR
OLOR : INTENSO A SULFÚDRICO
ASPECTO: AGUA CLARA

GASES EN SOLUCIÓN, mg/l

SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN Y SOLUCIÓN, mg/l

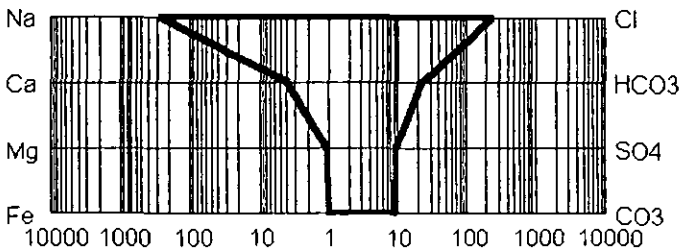
Sólidos Totales = 16646.1771
Sólidos Disueltos = 16623.1771
Sólidos en Suspensión = 23.0
Óxido Férrico (Fe2O3) = 0.0014
Óxido de Silicio(SiO2) = 147.3978
Acidez (CaCO3) = 0.0
Dureza Total (CaCO3) = 248.0643
Alcalinidad "F" (CaCO3) = 230.0
Alcalinidad "M" (CaCO3) = 1581.25
Salinidad (NaCl), mg/l = 13678.6236
Índice de estabilidad = 1.6299

I O N E S D I S U E L T O S.

Aniones	Concentración		Cationes	Concentración	
	(mg/l)	(meq/l)		(mg/l)	(meq/l)
Na	5863.801	254.948	Cl	8296.612	234.037
K	201.0	5.141	CO3	276.0	9.2
Ca	78.075	3.894	HCO3	1367.925	22.425
Mg	12.903	1.062	OH	0.0	0.0
Fe	0.001	0.0	SO4	450.0	9.375
Ba	0.16	0.002	NO2	0.0	0.0
Sr	7.8	0.178	NO3	0.0	0.0
Si	68.9	9.812	PO4	0.0	0.0

Salinidad ppm NaCl = 13499.0858

Diagrama Stiff & Davis, meq/l



III.1.4. Pozo ABKATÚN B-73.

El pozo ABKATÚN B-73, se encuentra en la Región Marina Suroeste, del Activo Abkatún, de PEMEX Exploración y Producción, y a continuación se muestra la secuencia de ingreso de datos, resultados, así como el reporte y gráfica obtenidos.

En la Fig. III-16 se ingresan los datos generales, donde se resalta que la muestra de agua tiene un color amarillo, inodora, con aspecto ligeramente turbio.

En la Fig. III-17 a partir de los datos obtenidos en el laboratorio, volumen gastado, alícuota, normalidad/molaridad, se obtiene la de concentración de los iones presentes en el agua como cloruros, carbonatos, bicarbonatos, hidróxidos, calcio, magnesio, fierro, así como las conversiones de salinidad, dureza, óxido férrico, alcalinidad a la "F" y a la "M", cuyos valores son: $\text{Fe}_2\text{O}_3 = 0.0014$, del pozo ABKATÚN B-73, teniendo como también como resultados el valor de alcalinidad al anaranjado de metilo = 86.25 y el valor de alcalinidad a la fenoftaleina = 517.5, dureza del agua = 4252.988 y salinidad (mg/l) NaCl = 50616.9332 .

En la Fig. III-18 se determina la concentración del sodio (Na) del pozo ABKATÚN B-73 a partir de los datos de concentración de aniones y cationes resultando: 17747.1889 mg/l.

En la Fig. III-19 se obtiene el valor de la fuerza iónica a partir de los aniones y cationes expresados en ppm. La densidad se obtiene de manera experimental en el laboratorio.

En la Fig. III-20 se calcula el valor del Índice de Estabilidad Stiff & Davis, a partir de los valores de

$$I_s = pH - pCa - pAlk - k$$

$I_s = 1.2675$, lo cual indica que el agua posee tendencia incrustante.

Seguido se expresa el reporte de la caracterización del agua del pozo ABKATÚN B-73 donde también se muestra el diagrama Stiff & Davis de dicha muestra.

Datos Generales	
Compañía	Pozos Exploración y Producción
Nombre pozo	ABKATUN B-POZO 73,REG,MA
Proyecto	CDA-8113
Muestra	ABKATUN B-POZO 73,REG,MA
Fecha de Muestra	21/JUL/95
Fecha de Analisis	25/AGT/95
Comentarios	
Color	ANARILLO
Olor	INDDORA
Aspecto	LIGERAMENTE TURBIA

Fig. III-16 Datos generales del pozo ABKATÚN B-73

ANAWAT 2001

Archivo Reportes Acerca de



Concentración Iónica

Datos Generales		Concentración Iónica	Determinación Na	Fuerza Iónica	Índice de Estabilidad	
Iones	Volumen Gastado	Normalidad /Molaridad	Alícuota	mg/l	meq/l	
HCO ₃ ⁻	1.2	.115	20 =	420.9	6.9	
CO ₃ ⁻	.6	.115	20 =	103.5	3.45	
OH ⁻			=			
Cl ⁻	8.4	.1031	1 =	30701.118	866.04	
Ca ⁺⁺	3.2	.0118	1 =	1514.176	75.52	
Mg ⁺⁺	.4	.0118	1 =	114.696	9.44	
Fe ⁺⁺⁺			=	0.001	0.0001	
Determinación de la Alcalinidad o Acidez (mg/l CaCO ₃)						
"M"	.3	.115	20 =		86.25	
"F"	1.8	.115	20 =		517.5	
Dureza (mg/l CaCO ₃)		4252.988	mg/l Fe ₂ O ₃	0.0014	Salinidad (mg/l NaCl)	50616.9332
Calcular						

POZO: ABKATUN B-POZO 73.REG.MAR.PROY:CDA-8113.



Fig. III-17 Concentración iónica del pozo ABKATÚN B-73

ANAWAT 2001

Archivo Reportes Acerca de



Determinación Na

Datos Generales		Concentración Iónica	Determinación Na	Fuerza Iónica	Índice de Estabilidad
Aniones	Concentración		Concentración		
	mg/l	meq/l		mg/l	meq/l
Cl	30701.118	866.04	K	998.0	25.5243
SO ₄	840.0	17.5	Ca	1514.176	75.52
HCO ₃	420.9	6.9	Mg	114.696	9.44
CO ₃	103.5	3.45	Fe	0.001	0.0001
OH			Ba	1.4	0.0204
NO ₃			Si	103.8	2.3693
NO ₂			Si	66.0	9.399
PO ₃			Na	17747.1889	771.6169
Total	32065.518	893.89		20545.2619	893.89
		mg/l STD		52610.7799	
Calcular					

POZO: ABKATUN B-POZO 73.REG.MAR.PROY:CDA-8113.



Fig. III-18 Determinación de Na del pozo ABKATÚN B-73

ANAWAT 2001

Archivo Reportes Acerca de



Fuerza Iónica

Datos Generales | Concentración Iónica | Determinación No | Fuerza Iónica | Índice de Estabilidad

IONES y Cationes	mg/l	p.p.m.	Fuerza Iónica
Cl	30701.118	29708.8427	0.415924
K	998.0	965.7441	0.012265
SO	840.0	812.8508	0.01707
Ca	1514.176	1465.2371	0.073262
HCO	420.9	407.2963	0.003259
Mg	114.636	110.989	0.009101
CO	103.5	100.1548	0.003335
Fe	0.001	0.001	0.0
Ba	1.4	1.3548	0.000019
Si	103.8	100.4451	0.00229
Na	17747.1889	17173.591	0.377819
Total	52544.7799	50846.5066	0.9143
Densidad		1.0334	

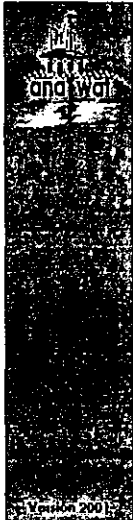
POZO: ABKATUN B-POZO 73;REG.MAR.PROY:CDA-8113.



Fig. III-9 Fuerza iónica del pozo ABKATÚN B-73

ANAWAT 2001

Archivo Reportes Acerca de



Índice de Estabilidad

Datos Generales | Concentración Iónica | Determinación No | Fuerza Iónica | Índice de Estabilidad

Ejemplo ABKATUN B-POZO 73;REG.MAR.PROY:CDA-8113.			
pH	8.24	Temp (°C)	20
k	3.4933		
ppm Ca	1465.2371	pCa	1.4281
ppm Alk Total	584.2365	pAlk	2.0511
Índice de Estabilidad Stiff & Davis		1.2675	
Calcular			

POZO: ABKATUN B-POZO 73;REG.MAR.PROY:CDA-8113.



Fig. III-20 Índice de estabilidad Stiff & Davis del pozo ABKATÚN B-73

DESCRIPCIÓN DE LA MUESTRA.

Pozo: ABKATÚN B-POZO 73; REG. MAR. PROY: CDA-8113.
Fecha Muestreo: 21/JUL/95 Fecha Análisis: 25/AGT/95

PROPIEDADES FÍSICAS.

Densidad = 1.0334 @ T = 21 °C
pH = 8.24 @ T = 20.5 °C
Conductividad = 0.0 @ T = 0 °C
COLOR : AMARILLO
OLOR : INODORA
ASPECTO: LIGERAMENTE TURBIA

GASES EN SOLUCIÓN, mg/l

SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN Y SOLUCIÓN, mg/l

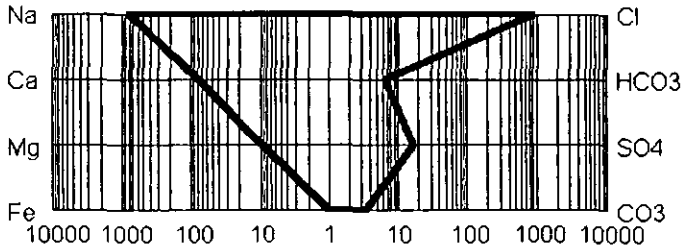
Sólidos Totales = 52642.7799
Sólidos Disueltos = 52610.7799
Sólidos en Suspensión = 32.0
Óxido Férrico (Fe2O3) = 0.0014
Óxido de Silicio(SiO2) = 141.1938
Acidez (CaCO3) = 0.0
Dureza Total (CaCO3) = 4252.988
Alcalinidad `F` (CaCO3) = 86.25
Alcalinidad `M` (CaCO3) = 517.5
Salinidad (NaCl), mg/l = 50616.9332
Índice de estabilidad = 1.2675

I O N E S D I S U E L T O S .

Aniones	Concentración		Cationes	Concentración	
	(mg/l)	(meq/l)		(mg/l)	(meq/l)
Na	17747.189	771.617	Cl	30701.118	866.04
K	998.0	25.524	CO3	103.5	3.45
Ca	1514.176	75.52	HCO3	420.9	6.9
Mg	114.696	9.44	OH	0.0	0.0
Fe	0.001	0.0	SO4	840.0	17.5
Ba	1.4	0.02	NO2	0.0	0.0
Sr	103.8	2.369	NO3	0.0	0.0
Si	66.0	9.399	PO4	0.0	0.0

Salinidad ppm NaCl = 48980.9689

Diagrama Stiff & Davis, meq/l



III.1.5. Pozo UECH A-4.

El pozo UECH A-4, se encuentra en la Región Marina Suroeste, del Activo Litoral Tabasco, de PEMEX Exploración y Producción, en el Activo de Litoral y a continuación se muestra la secuencia de ingreso de datos, resultados, así como el reporte y gráfica obtenidos.

En la Fig. III-21 se ingresan los datos generales, donde se resalta que la muestra de agua es incolora, inodora, con aspecto de agua clara.

En la Fig. III-22 a partir de los datos obtenidos en el laboratorio, volumen gastado, alícuota, normalidad/molaridad, se obtiene la de concentración de los iones presentes en el agua como cloruros, carbonatos, bicarbonatos, hidróxidos, calcio, magnesio, fierro, así como las conversiones de salinidad, dureza, óxido férrico, alcalinidad a la "F" y a la "M", cuyos valores son: $\text{Fe}_2\text{O}_3 = 06005$, del pozo UECH A-4, teniendo como también como resultados el valor de alcalinidad al anaranjado de metilo = 28.75 y el valor de alcalinidad a la fenoftaleína = 402.5, dureza del agua = 10278.24 y salinidad (mg/l) $\text{NaCl} = 48206.6031$.

En la Fig. III-23 se determina la concentración del sodio (Na) del pozo UECH A-4 a partir de los datos de concentración de aniones y cationes resultando: 13787.7147 mg/l.

En la Fig. III-24 se obtiene el valor de la fuerza iónica a partir de los aniones y cationes expresados en ppm. La densidad se obtiene de manera experimental en el laboratorio.


En la Fig. III-25 se calcula el valor del Índice de Estabilidad Stiff & Davis, a partir de los valores de

$$I_s = \text{pH} - \text{pCa} - \text{pAlk} - k$$

Is = 1.1291, lo cual indica que el agua posee tendencia incrustante.

Seguido se expresa el reporte de la caracterización del agua del pozo UECH A-4 donde también se muestra el diagrama Stiff & Davis de dicha muestra.

ANAWAT 2001
 Archivo Reportes Acerca de



ANAWAT

Versión 2001:

Datos Generales

Datos Generales	Concentración Iónica	Determinación Na	Fuerte Iónica	Índice de Estabilidad
Compañía	Pemex Exploración y Producción			
Nombre pozo	UECH A-4 REGION MARINA PR			
Proyecto	CDA-8113			
Muestra	UECH A-4 REGION MARINA PR			
Fecha de Muestra	6/JUL/95			
Fecha de Analisis	25/AGT/95			
Comentarios	<div style="border: 1px solid black; height: 20px; width: 100%;"></div> <div style="border: 1px solid black; height: 20px; width: 100%;"></div>			
Color	INCOLORA			
Olor	INODORA			
Aspecto	AGUA CLARA			


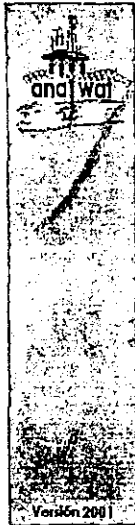


Fig. III-21 Datos generales del pozo UECH A-4

ANAWAT 2001

Archivo Reportes Acerca de



Concentración Iónica

Datos Generales		Concentración Iónica	Determinación Na	Fuerza Iónica	Índice de Estabilidad
Iones	Volumen Gastado	Normalidad /Molaridad	Alicuota	mg/l	meq/l
HCO ₃ ⁻	1.2	.115	20 =	420.9	6.9
CO ₃ ⁻	.2	.115	20 =	34.5	1.15
OH ⁻			=		
Cl ⁻	4	.1031	.5 =	29239.16	824.8
Ca ⁺⁺	3.65	.0118	.5 =	3454.214	172.28
Mg ⁺⁺	.7	.0118	.5 =	401.436	33.04
Fe ⁺⁺⁺			=	0.42	0.0226
Determinación de la Alcalinidad o Acidez (mg/l CaCO ₃)					
"M"	.1	.115	20 =		28.75
"F"	1.4	.115	20 =		402.5
Dureza (mg/l CaCO ₃)	10278.24	mg/l Fe ₂ O ₃	0.6005	Salinidad (mg/l NaCl)	48206.6031
Calcular					

POZO: UECH A-4 REGION MARINA PROY.:CDA-8113.



Fig. III-22 Concentración iónica del pozo UECH A-4

ANAWAT 2001

Archivo Reportes Acerca de



Determinación Na

Datos Generales		Concentración Iónica	Determinación Na	Fuerza Iónica	Índice de Estabilidad
Aniones	Concentración		Concentración		
	mg/l	meq/l		mg/l	meq/l
Cl ⁻	29239.16	824.8	κ	993.0	25.3964
SO ₄	500.0	10.4167	Ca	3454.214	172.28
HCO ₃	420.9	6.9	Mg	401.436	33.04
CO ₃	34.5	1.15	Fe	0.42	0.0226
OH ⁻			Ba	4.5	0.0655
NO ₃			Si	183.8	4.1954
NO ₂			Si	61.8	8.8009
PO ₃			Na	13787.7147	599.4659
Total	30194.56	843.2667		18886.8847	843.2667
		mg/l STD	49081.4447		
Calcular					

POZO: UECH A-4 REGION MARINA PROY.:CDA-8113.

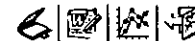


Fig. III-23 Determinación de Na del pozo UECH A-4

ANAWAT 2001

Archivo Reportes Acerca de



Fuerza Iónica

Datos Generales	Concentración Iónica	Determinación No	Fuerza Iónica	Índice de Estabilidad
Iones y Cationes	mg/l	p.p.m.	Fuerza Iónica	
Cl	29239.16	28272.2491	0.395811	
K	993.0	960.1624	0.012194	
SO	500.0	483.4655	0.010153	
Ca	3454.214	3339.9865	0.166999	
HCO	420.9	406.9812	0.003256	
Mg	401.436	388.1609	0.031829	
CO	34.5	33.3591	0.001111	
Fe	0.42	0.4061	0.000014	
Ba	4.5	4.3512	0.000061	
Sr	183.8	177.7219	0.004052	
Na	13787.7147	13331.7682	0.293299	
Total	49019.6447	47398.6121	0.9189	
	Densidad	1.0342		

POZO: UECH A-4 REGION MARINA PROY.:CDA-8113.



Fig. III-24 Fuerza iónica del pozo UECH A-4

ANAWAT 2001

Archivo Reportes Acerca de



Índice de Estabilidad

Datos Generales	Concentración Iónica	Determinación No	Fuerza Iónica	Índice de Estabilidad
Ejemplo	UECH A-4 REGION MARINA PROY.:CDA-8113.			
pH	7.89	Temp (°C)	20	
z	3.4943			
ppm Ca	3339.9865	pCa	1.0729	
ppm Alk Total	416.989	pAlk	2.1937	
Índice de Estabilidad Stiff & Davis			1.1291	
	Calcular			

POZO: UECH A-4 REGION MARINA PROY.:CDA-8113



Fig. III-25 Índice de estabilidad Stiff & Davis del pozo UECH A-4

DESCRIPCIÓN DE LA MUESTRA.

Pozo:UECH A-4 REGION MARINA PROY.:CDA-8113.
Fecha Muestreo:6/JUL/95 Fecha Análisis:25/AGT/95

PROPIEDADES FÍSICAS.

Densidad = 1.0342 @ T = 21 °C
pH = 7.89 @ T = 21.4 °C
Conductividad = 0.0 @ T = 0 °C
COLOR : INCOLORA
OLOR : INODORA
ASPECTO: AGUA CLARA

GASES EN SOLUCIÓN, mg/l

SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN Y SOLUCIÓN, mg/l

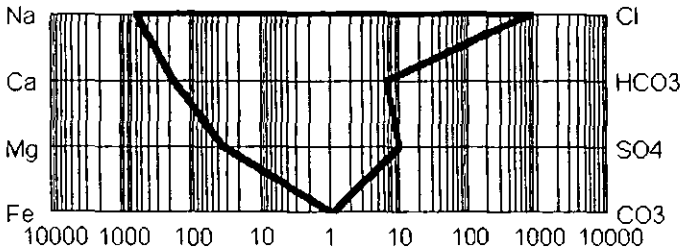
Sólidos Totales = 49092.4447
Sólidos Disueltos = 49081.4447
Sólidos en Suspensión = 11.0
Óxido Férrico (Fe2O3) = 0.6005
Óxido de Silicio(SiO2)= 132.2087
Acidez (CaCO3) = 0.0
Dureza Total (CaCO3) = 10278.2356
Alcalinidad `F` (CaCO3)= 28.75
Alcalinidad `M` (CaCO3)= 402.5
Salinidad (NaCl),mg/l = 48206.6031
Índice de estabilidad = 1.1291

IONES DISUELTOS.

Aniones		Cationes	
Concentración (mg/l)	(meq/l)	Concentración (mg/l)	(meq/l)
Na	13787.715	Cl	29239.16
K	993.0	CO3	34.5
Ca	3454.214	HCO3	420.9
Mg	401.436	OH	0.0
Fe	0.42	SO4	500.0
Ba	4.5	NO2	0.0
Sr	183.8	NO3	0.0
Si	61.8	PO4	0.0

Salinidad ppm NaCl = 46612.4571

Diagrama Stiff & Davis, meq/l



III.2. Discusión de Resultados.

Dada la importancia que tiene la variación de salinidad de la aguas de inyección es importante señalar que existe una tendencia regional en la forma del diagrama Stiff & Davis en los ejemplos que se han tomado y ello se puede visualizar en la Fig. III-26.

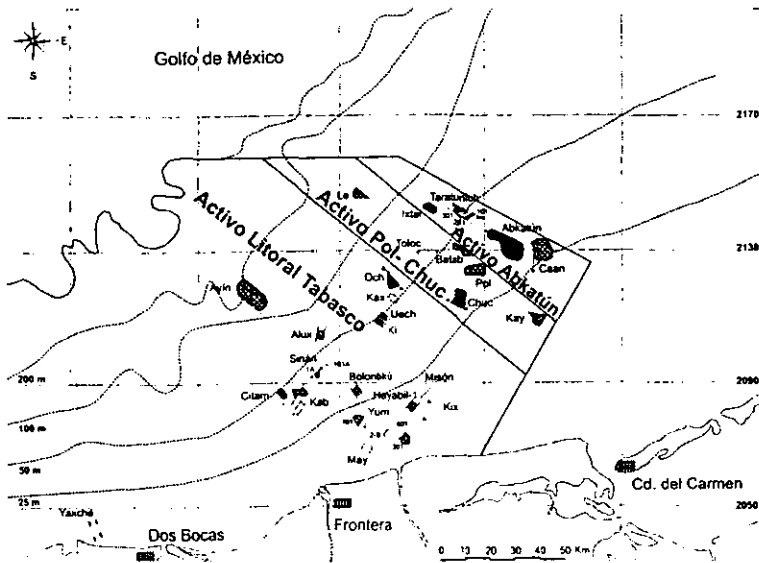


Fig. III-26 Ubicación geográfica de los activos de explotación de la Región Marina Suroeste.

En la Fig. III-27 se muestran los diagramas Stiff & Davis de los pozos analizados, los diagramas son una expresión gráfica de una composición del agua, nos permiten definir si el agua tiene la misma procedencia, se puede tener tomas similares en un diagrama Stiff & Davis y se debe a que tienen composiciones similares, aunque sus concentraciones variaran de acuerdo a su profundidad.

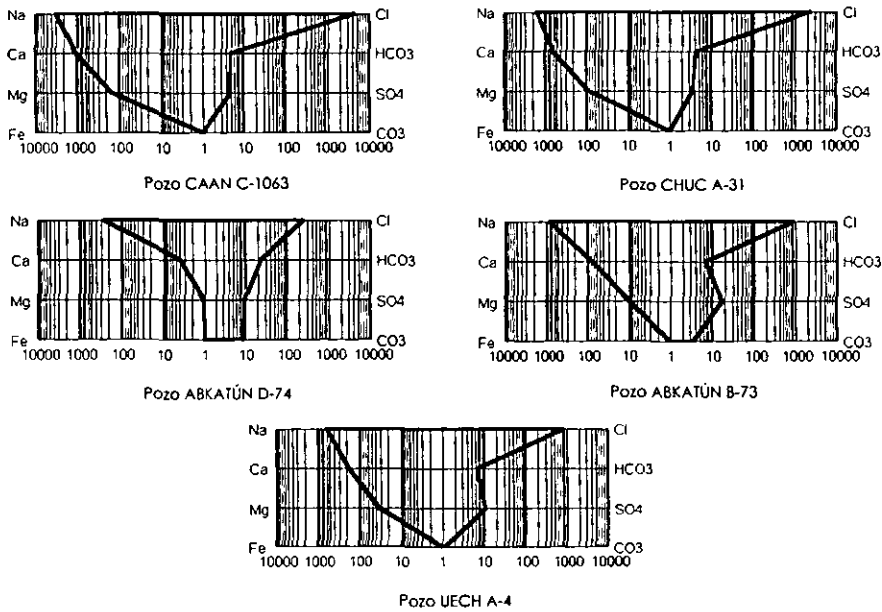


Fig. III-27 Diagramas característicos Stiff & Davis de agua de pozos correspondientes a la Región Marina Suroeste.

Es más cómodo para el ingeniero petrolero manejar diagramas Stiff & Davis, que el interpretar la hoja de registro del agua.

En los diagramas Stiff & Davis es fácil identificar la forma de composición del agua analizada, puede esperarse que una formación tenga agua con un patrón característico.

Un estudio de los patrones del agua puede, en muchos casos, ser utilizado para identificar diferentes estratos productores.

A través de patrones de muestras de agua del pozo se puede determinar si existe contaminación, en su perforación o en la producción de aceite, ya sea por filtraciones en la tubería o invasiones de otros estratos.

El análisis de patrones es un medio práctico de caracterizar, comparar y correlacionar el agua de formación. Particularmente es muy útil en la fácil solución de problemas en la producción de petróleo.

En la tabla III-1 se muestra una comparación de la salinidad, dureza, pH e índice de estabilidad Stiff & Davis del agua de los pozos muestra.

Pozo	Salinidad ppm NaCl	Dureza Total (CaCO ₃)	pH	Densidad	Temperatura °C	Índice de estabilidad Stiff & Davis
CAAN C-1063	218550.59	58184.66	6.72	1.1718	21	1.0958
CHUC A-31	125652.8433	35205.273	7.08	1.0934	21	0.6998
ABKATÚN D-74	13499.0858	248.0643	8.94	1.0133	21	1.6299
ABKATÚN B-73	48980.9689	4252.988	8.24	1.0334	21	1.2675
UECH A-4	46612.4571	10278.2356	7.89	1.0342	21	1.1291

Tabla III-1 Datos comparativos de valores característicos de agua para diferentes pozos..

Es notable que existe variación en la salinidad del agua y esto es debido a la profundidad a la que es tomada la muestra, conforme mayor sea la profundidad mayor será la salinidad. Los planos de formación permiten generar planos de isosalinidades.

CAPÍTULO IV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El presente trabajo permite al ingeniero, técnico o estudiante que elabore análisis y caracterizaciones de agua de formación de una manera sencilla y más rápida.
- El programa de cómputo ANAWAT esta diseñado para ser una herramienta que permite en una forma rápida realizar cálculos, conocer la concentración iónica, calcular el valor del índice de estabilidad y obtener un grafico característico Stiff & Davis del análisis del agua, y los valores con los que se alimenta el programa se obtienen con base del trabajo experimental del laboratorio.
- Es necesario tener presente que los diagramas Stiff-Davis permiten la fácil identificación de las compatibilidades de diferentes tipos de agua, ya sea para desecho por producción o para inyección.
- El tratamiento de agua de inyección en la recuperación secundaria es de suma importancia, ya que al tratar el agua antes de inyectarla al yacimiento, evita problemas de corrosión en las líneas y equipo superficial, así como también la depositación de materiales indeseables, que ocasionarían un taponamiento en los poros del yacimiento, teniendo como consecuencia una baja recuperación de aceite.
- Para que el agua de desecho pueda ser inyectada a los yacimientos sin dañarlos, debe someterse a un tratamiento físico químico y bacteriológico con el propósito de eliminar y/o controlar el contenido

de sólidos suspendidos, aceite remanente, contenido microbiológico, pH y gases en solución, principalmente el oxígeno disuelto.

- En los proyectos de Recuperación Secundaria por inyección de agua deberá tratarse en forma individual, pues no existen reglas generales o patrones fijos, y se debe tener presente que la inyección de agua se debe realizar con la mayor eficiencia posible y al menor costo.
- En un proyecto de inyección de agua hay que prever razonablemente los resultados del tratamiento del agua y ejercer los ajustes necesarios según las necesidades que se presenten.

NOMENCLATURA

pH	Potencial Hidrogeno	SO ₄	Sulfato
T	Temperatura	ppm	Partes por millón
@ T	A condición de temperatura	pV	Presión por volumen
°C	Grados centígrados	STD	Sólidos totales disueltos
mg/l	Miligramos por litro		
H ₂ S	Ácido sulfhídrico		
CaCO ₃	Carbonato de calcio		
F	Alcalinidad a la "F" expresada como mg/l CaCO ₃		
M	Alcalinidad a la "M" expresada como mg/l CaCO ₃		
NaCl	Cloruro de Sodio		
Is	Índice de estabilidad Stiff-Davis		
meq/l	Miliequivalentes por litro		
Ca	Calcio		
Ba	Bario		
Fe	Fierro		
K	Potasio		
Mg	Magnesio		
Na	Sodio		
Si	Silicio		
Sr	Estroncio		
Cl	Cloruro		
CO ₂	Bióxido de carbono		
CO ₃	Carbonato		
HCO ₃	Ácido carbónico		
NO ₂	Nitrito		
NO ₃	Nitrato		
PO ₄	Fosfato		
O ₂	Oxígeno		
OH	Hidróxido		

BIBLIOGRAFÍA

1. Wrigth, C. C., "WATER QUALITY CONTROL FOR SUBSURFACE INJECTION", October 1960.
2. Case, L. C. "WATER PROBLEMS IN OIL PRODUCTION", Petroleum Publ., 1970.
3. Galván, R., Lory, A. M., Nolasco, J. E., Nava, Y. F., "TRATAMIENTO DEL AGUA DE INYECCIÓN", Proyecto D-3110, publicación No. 1 IMP 1982.
4. "PRINCIPIOS BÁSICOS PARA TRATAMIENTO DE AGUAS", Industrias Nalco 1983.
5. "APUNTES DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA", Facultad de Ingeniería, 1987.
6. "COMITÉ CONSULTIVO NACIONAL DE NORMALIZACIÓN PARA LA PROTECCIÓN AMBIENTAL. NOM-PA-CCA-003/93", Diario Oficial de la Nación, junio 1993.
7. "RECOMMENDED PRACTICE FOR ANALYSIS OF FIELD AND WATERS", API RP-45, 1990.
8. "DEVELOPMENTS IN ENVIRONMENTAL PROTECTION RELATED TO PRODUCED WATER TREATMENT AND DISPOSAL (PRODUCED WATER RE-INJECTION)", SPE. 21179, 1994.
9. Loreto, E., "APUNTES DE CLASE DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA", Facultad de Ingeniería, UNAM, 1995.

-
10. Leyva, G. H., "DETERMINACIÓN DEL DIAGRAMA STIFF CARACTERÍSTICO DEL ACUÍFERO ASOCIADO AL CAMPO ABKATUN (FORMACIÓN BRECHA DEL PALEOCENO)", Pemex, Activo Abkatún, Depto. de Diseño de Pozos, 20 de mayo de 1998.
 11. Velez, M., "TRATAMIENTO FÍSICO QUÍMICO DEL AGUA DE INYECCIÓN EN LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA", Tesis profesional, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1989.
 12. Sánchez, Ma. R., "ACONDICIONAMIENTO DE POZOS CERRADOS A INYECTORES DE AGUA RESIDUAL", Tesis para obtener grado de especialista, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2000.
 13. Islas, C., "MANUAL DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL DE POZOS PETROLEROS", Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C., 1991
 14. Craig, F., "THE RESERVOIR ENGINEERING ASPECTS OF WATERFLOODING", Monograph Volume 3 of the Henry L. Doherty Series, SPE, New York – Dallas, 1971
 15. Martínez, J.L. , "CARACTERIZACIÓN DE AGUAS DE FORMACIÓN", Tesis profesional, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1999.
 16. Stiff, H. , "THE INTERPRETATION OF CHEMICAL WATER ANALYSIS BY MEANS OF PATTERNS", Petroleum Transaction of AIME, Vol. 192, 1951