



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Características del agua
producida y su tratamiento
para el aprovechamiento en
la industria petrolera**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero petrolero

P R E S E N T A

Carlos Eduardo Valencia Ortíz

DIRECTORA DE TESIS

Dra. Ana Paulina Gómora
Figueroa



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2023



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA


Aceptación de Trabajo Escrito

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.


Presente.


En relación con el Examen Profesional de **VALENCIA ORTIZ CARLOS EDUARDO**, registrado con número de cuenta **312137124** en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por el citado alumno.


Atentamente.


C. Q. RAMON EDGARDO DOMÍNGUEZ
BETANCOURT
FECHA DE ACEPTACIÓN: _____


DRA. ANA PAULINA GOMORA FIGUEROA
FECHA DE ACEPTACIÓN: 9. oct. 23


LIC. FAVIO ERAZO BARBOSA CANO
FECHA DE ACEPTACIÓN: 19 oct 2023


ING. DANIEL MARURE VALDEZ
FECHA DE ACEPTACIÓN: 10/oct/2023

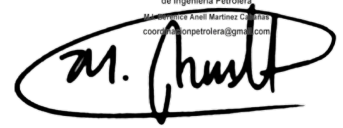

DR. VICTOR LEONARDO TEJA JUAREZ
FECHA DE ACEPTACIÓN: 18-10-2023

FECHA DE EMISIÓN: 9 de octubre de 2023

Si el fex-2 excede de un mes de haber sido emitido, su aceptación o nueva emisión quedará sujeto a lo que determine el Comité de Titulación.



FI-DICT
Coordinación de la Carrera de Ingeniería Petrolera
Cecilia Aniel Martínez Contreras
coordinacionpetrolera@gnm.com



Agradecimientos

A dios, por la vida, y por la salud, que me ha permitido llegar hasta este momento de la mano de mis decisiones

A mi madre por su incondicional apoyo y el amor más sincero, a mi padre por su amor y enseñarme a ser un hombre de bien en esta vida y ser un ejemplo para mí de esfuerzo, los amo

A mi hermana Cecilia y a mi hermano Cesar por ser siempre para mí un motor para convertirme en su mejor ejemplo, por enseñarme tanto a valorar cada día lo afortunado que soy de tener salud, los amo

Al resto de mi familia, muchas gracias por todo su amor y todo su apoyo, por estar siempre pendientes de mí

A la mujer que me ha acompañado en los momentos buenos y en los momentos malos, gracias Monse por el amor que me haces sentir todos los días, por ser una persona tan maravillosa y cariñosa, y por todo el apoyo que me diste para que esto fuera posible, te amo y agradezco a la vida por compartir mi camino a tu lado

A mi muy querida y amada universidad, gracias por ser mi casa y por todas las oportunidades que me brindó, junto con mi facultad de ingeniería que llevó y llevaré en mi corazón siempre

A mi directora de tesis, la Doctora Ana Paulina Gómora, por todo el tiempo, dedicación, conocimientos, apoyo y compromiso que me mostró en la universidad y a lo largo de este trabajo escrito, muchas gracias, maestra por ser una parte tan fundamental de mi carrera y por hacer posible esto

A mis sinodales por su apoyo y consejos dentro y fuera de la universidad, gracias por aceptar ser parte de este importante paso en mi vida, en especial muchas gracias al Ingeniero Daniel Marure por la oportunidad que me brindó para mi desarrollo profesional y por el apoyo siempre brindado

Al Grupo de Supervisión de Intervenciones a Pozos de la Región Marina (GSIP) por el apoyo brindado por todos los ingenieros en mi desarrollo profesional y personal, especialmente gracias a la Ingeniera Juana Esmeralda, al Ingeniero Jose Alfredo, al Ingeniero Fernando Lopez y al Ingeniero Israel Galván, muchas gracias a todos, los llevo en el corazón

A los amigos que me dejó mi facultad y que marcaron dentro de mí esta experiencia y permanecen más allá en mi vida, Martín, Miguel, Alfonso, Isaac, Daniel, Hector, Axel, Victor, Luis, y todos los demás, muchas gracias por volver mi etapa universitaria tan buena

A esos amigos que representan un apoyo en la vida, que se convirtieron en mi segunda familia, Roberto, Arturo, Hanssel, Alexander, Diego, Victor, Jesus, Carlos, Edgar, Andres, Majo, Sharon, Sbeidy y al resto, muchas gracias por todos los momentos que me hacen considerarlos hermanos

ÍNDICE

Introducción	3
Objetivos	4
Capítulo 1. Cadena de valor de los hidrocarburos	5
Upstream	5
Midstream	10
Downstream	14
Capítulo 2. Agua producida	17
Relación del agua con el origen de los hidrocarburos	17
Origen del agua producida	18
Análisis “Stiff-Davis”	21
Capítulo 3. Normatividad aplicable al agua producida	23
Normatividad sobre disposición y calidad de agua en México	25
Colombia.....	30
Venezuela.....	34
Brasil.....	36
Ecuador	37
Comparación de la normatividad mexicana con las normas internacionales	42
Referencias de normas en América del Norte	52
Capítulo 4. Propiedades y tratamiento del agua producida	63
Propiedades del agua	63
Sales disueltas en forma de cationes.....	63
Sales disueltas en forma de aniones.....	65
Propiedades fisicoquímicas.....	65
Hidrocarburos disueltos y suspendidos.....	69
Tratamiento del agua producida	71
Tratamiento del agua producida para aprovechamiento en Islas Shetland	73
Relación del agua producida México.....	80
Capítulo 5. Usos del agua producida en México	84
Agua producida en México	84
Agua producida aplicada a la recuperación secundaria	87
Agua producida aplicada a la generación de energía en los procesos de refinación	90
Agua producida propuesta a la industria de la irrigación.....	96
Conclusiones	97
Referencias	99
ANEXOS	102

Introducción

Comúnmente el desarrollo de la sociedad va de la mano con el aumento en la demanda de energía, la cual es indispensable y se encuentra presente en todos los ámbitos de nuestra vida. Actualmente, el mix energético está constituido en su mayor parte por los combustibles fósiles; sin embargo, dichos combustibles generan gases de efecto invernadero que a su vez causan el calentamiento global y cambio climático. El aumento de la temperatura global de la Tierra tiene consecuencias diversas y es por eso que la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) es preocupante.

Si bien no sólo se debe culpar a la industria petrolera por la generación de estos gases, es una realidad que hay un aporte considerable de esta industria al total de las emisiones generadas; por lo tanto, hoy en día se aplican cada vez más las energías renovables para alcanzar la transición energética y generar energía más limpia y menos emisiones de gases de efecto invernadero. A pesar de esto, no es tan fácil cambiar el modelo energético de una sociedad que está totalmente cimentada en el desarrollo de los hidrocarburos, las tendencias mundiales en aspectos energéticos muestran el papel irrefutable que tienen los combustibles fósiles hacia las próximas décadas.

Ya que se conoce el escenario esperado, no basta con resignarse a que el uso de los hidrocarburos siga dañando el planeta, los ingenieros petroleros deben buscar y aplicar propuestas para volver la industria petrolera más sustentable. La sustentabilidad implica el uso correcto de los recursos actuales sin comprometer, es decir, preservar aquellos de las generaciones futuras. Si la base para las próximas décadas de la civilización son los hidrocarburos, es responsabilidad de la industria del petróleo y el gas realizar las actividades con la mayor conciencia e impulsar alternativas para reducir emisiones de los GEI, optimizar procesos e incorporar energías renovables durante la producción de hidrocarburos y asegurar un desarrollo sustentable.

Una de esas alternativas es el aprovechamiento del agua producida ya que a pesar de no contar con valor comercial y considerarla como un residuo es importante darle un tratamiento correcto para su disposición, de lo contrario puede ser sumamente perjudicial para el medio ambiente, animales y poblaciones cercanas; sin embargo, si se somete a un tratamiento adecuado es posible reutilizarla de formas más convenientes, o bien, disponerla de manera segura evitando penalizaciones y riesgos. El mayor producto de desperdicio en la producción de petróleo y gas, durante la vida de casi todos los yacimientos es el agua. Este subproducto es conocido como salmuera, agua salada o agua producida. La razón es que la mayoría de los campos petroleros tienen agua asociada. Por lo tanto, es importante estudiar las características del agua para conocer las posibles problemáticas asociadas junto con la producción, acondicionamiento y transporte de hidrocarburos. El agua producida debe cumplir con la normatividad vigente para ser desechada, o bien, debe presentar ciertas propiedades para reutilizarla en recuperación secundaria o mejorada e inclusive en otras industrias.

La importancia de analizar el agua y llevar a cabo un tratamiento adecuado para remover la mayor cantidad posible de residuos y contaminantes presentes en el agua producida cumpliendo con la normatividad vigente para su reutilización debe procurarse y promoverse en la industria del petróleo. Este trabajo se recopiló información sobre la normatividad vigente en México y otros países, así como los métodos para tratar el agua producida.

Objetivos

- Estudiar y conocer las propiedades del agua producida a través de distintos casos reportados en la literatura, así mismo revisar la normatividad vigente en México que establece los límites permisibles al agua producida y realizar una comparación con las normas de distintos países para conocer las características que debe presentar el agua antes de ser dispuesta en un cuerpo receptor, o bien, para reutilizarse en la industria.
- Conocer los distintos procesos de tratamiento que se le aplican al agua producida y en qué consisten, mediante ejemplos de trenes de tratamiento existentes, así como analizar los volúmenes actuales de este fluido en México y que uso se le da en el país.

Capítulo 1. Cadena de valor de los hidrocarburos

La cadena de valor de los hidrocarburos corresponde al conjunto de actividades económicas relacionadas con la exploración, producción, transporte, refinación o procesamiento y comercialización de los hidrocarburos Figura 1. Dicho conjunto también está conformado por la regulación y administración de estas actividades (Souza, 2018).

La cadena de calor de los hidrocarburos consta de las siguientes etapas:

- “Upstream”
- “Midstream”
- “Downstream”

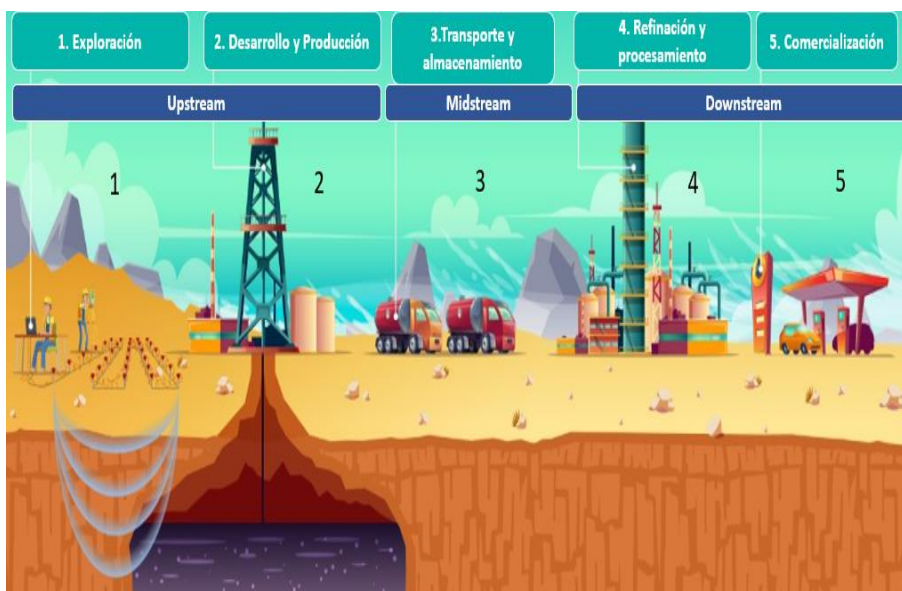


Fig. (1). Cadena de Valor de los Hidrocarburos (Petróleo Conoce El Sector de Hidrocarburos, 2020).

En el “upstream” tendrán lugar las etapas de exploración, desarrollo y producción, posteriormente sigue la fase de “midstream” en donde se realizan los procesos de transporte y almacenamiento, por último, se sitúa el “downstream” que será la etapa que da lugar a la transformación o refinación de los hidrocarburos y a su comercialización. A continuación, se describe con más detalle en que consiste cada etapa.

Upstream

El sector “upstream”, también conocido como sector de exploración y producción, es la parte de la cadena de valor de los hidrocarburos en donde se realiza la búsqueda de posibles campos terrestres o marinos de petróleo y gas natural, la perforación de los pozos exploratorios y posteriormente la perforación y producción de pozos de desarrollo (Arvenstraining, 2017).

Para el descubrimiento de los yacimientos petroleros, primero se debe realizar una exploración, esta es la primera fase en la cadena de valor de los hidrocarburos. La exploración de hidrocarburos es el conjunto de actividades que se basan en los métodos directos o indirectos, con el fin de identificar, descubrir y evaluar estructuras geológicas que alberguen hidrocarburos (Secretaría de Energía, 2023). Entre los métodos más importantes utilizados en la exploración geofísica del subsuelo, según las propiedades a estudiar, están: los sísmicos, eléctricos, potenciales donde se tienen gravimétricos y magnético, por otra parte, también tenemos métodos electromagnéticos, en la Figura 2 se puede observar su distribución. Así mismo dentro de estos métodos los más destacados son los sísmicos.

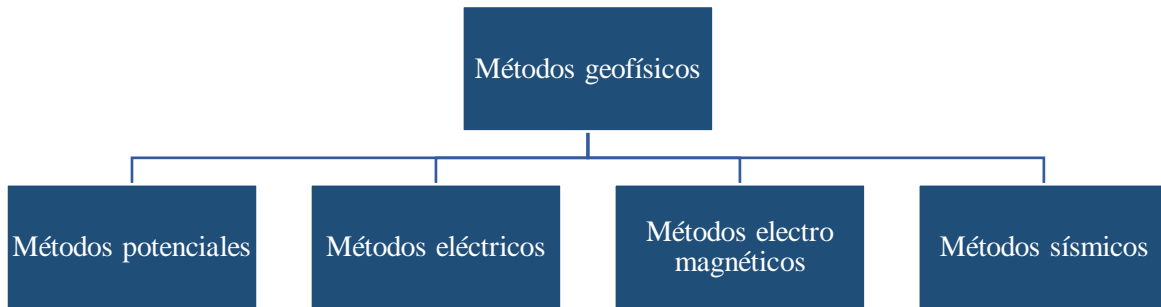


Fig. (2). Clasificación de métodos geofísicos (Flores Soto, 2023).

La perforación, consiste en hacer un agujero en el subsuelo Figura 3, a partir de los movimientos rotatorios que hace una barrena en conjunto de tuberías y otras herramientas especiales para realizar esta actividad, en este proceso se bombean fluidos para lograr extraer los recortes de sedimentos que se generan conforme se perfora el agujero y llevarlos a superficie. El proceso de perforación tiene como fin llevar a cabo la extracción de estos recursos naturales (Energético, 2019). La perforación se puede aplicar para realizar distintos tipos de pozos los cuales se describen en la Tabla 1.

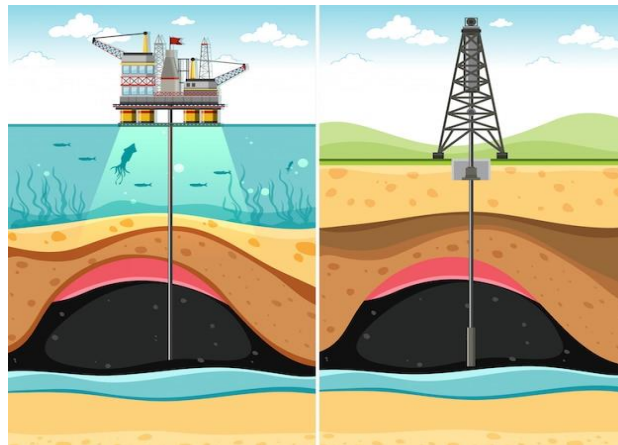


Fig. (3). Perforación de pozos a través de la Tierra y el mar hasta el petróleo subterráneo (Free Vector, 2020).

Tabla. (1). Clasificación de pozos por actividad (Structuralia Blog, 2023).

Tipo de pozo	Descripción
Pozos de exploración	Son los pozos que se perforan después de la interpretación sísmica. Dentro de sus objetivos están confirmar la presencia de hidrocarburos. Los datos geológicos tomados de los recortes, los núcleos y los registros, son los objetivos de estos pozos.
Pozos delimitadores	Su perforación es realizada para delimitar un yacimiento después de su descubrimiento, o para la búsqueda de nuevas formaciones que contengan hidrocarburos, situadas cerca o debajo de las que ya se sabe que contienen aceite o gas.
Pozos de desarrollo	Después del descubrimiento y realizada la determinación aproximada de la extensión del yacimiento mediante los pozos delimitadores, se perforan los pozos de desarrollo para producir hidrocarburos. El número de pozos de desarrollo dependerán de la definición esperada del nuevo yacimiento, tanto en tamaño como en productividad.
Pozos de Inyección	Tienen como objetivo realizar la inyección de fluidos como pueden ser agua, gas o productos químicos a los yacimientos de los campos de producción, ya sea como un método de mantenimiento de presión o para realizar desplazamiento de petróleo hacia pozos de producción mediante fuerza hidráulica o un aumento de la presión.

Para lograr la perforación de estos distintos tipos de pozos los ingenieros se apoyan en diferentes herramientas que conforman la sarta de perforación, como la barrena Figura 4 que se encuentra en la parte inferior de la sarta y servirá para triturar la formación, así como para circular lodo a través de sus toberas.



Fig. (4). Barrena PDC tipo TKC76, con 10 toberas y doble estructura de corte. Elaboración propia.

Alfredo Sanchez (2023) explicó: “Dentro de las herramientas que conforman una sarta de perforación, también se encuentran: martillos hidráulicos, tuberías de perforación, estabilizadores, porta barrenas, mitigadores de vibración, reductores de fricción, entre otros”.

Otro tipo de clasificación que pueden tener los pozos es según su trayectoria la cual puede ser vertical o direccional Figura 5. La perforación direccional permite controlar la trayectoria de un pozo a lo largo de un recorrido para alcanzar uno o varios objetivos cuya localización está en una dirección y distancia lateral desde la vertical (Halliburton, 2023). Algunas de las principales razones para recurrir a la perforación direccional son:

- Locaciones inaccesibles
- Límites fronterizos-con restricciones
- Riesgo de colisión
- Desvío (“sidetrack”)
- Características de las formaciones (Fallas, buzamiento, geomecánica de rocas, domos de sal)
- Pozos múltiples desde una misma localización (Multilaterales)
- Aumento del área de contacto de los yacimientos (Pozos horizontales)

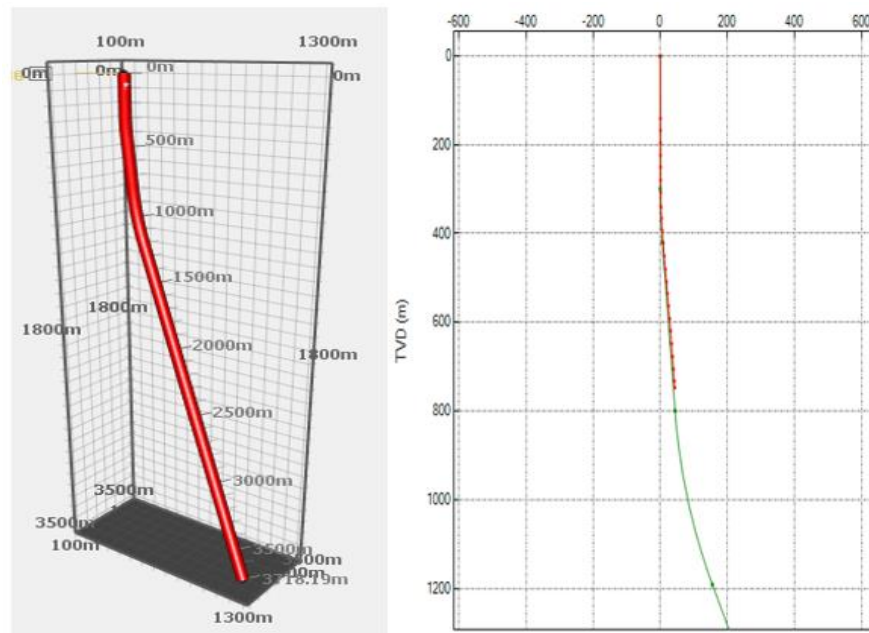


Fig. (5). Pozo trayectoria direccional (Petróleos Mexicanos, 2023).

Al finalizar la perforación debe realizarse la introducción del aparejo de producción, el Ingeniero Juan Carlos Sabido (2019) describe que: “Este es el medio por el cual se transportan los hidrocarburos desde el yacimiento hasta la superficie”. Posterior a la introducción del aparejo se inicia la terminación y prueba de los pozos. Si el volumen encontrado justifica su extracción, se inicia la producción de hidrocarburos y mediante un instrumento se perfora el último tramo de tubería a través de disparos, abriendo pequeños orificios por donde pasa el hidrocarburo y sale a la superficie de manera controlada. En esta etapa pueden producirse varias fases incluyendo; petróleo, agua, gas y materiales sólidos (como partículas suspendidas) (Villegas. et al, 2017). A medida que la producción continua, se produce movimiento de fluidos dentro del yacimiento y se perturba el contacto petróleo-agua y disminuye la presión del yacimiento en la vecindad inmediata de los pozos productores, (ACIPET, 2006). Conforme avanza la vida productiva de un pozo, su energía disminuye, y se presenta el aumento en la producción de agua, en la Figura 6 se observa el aumento de agua en la vida productiva de un pozo.

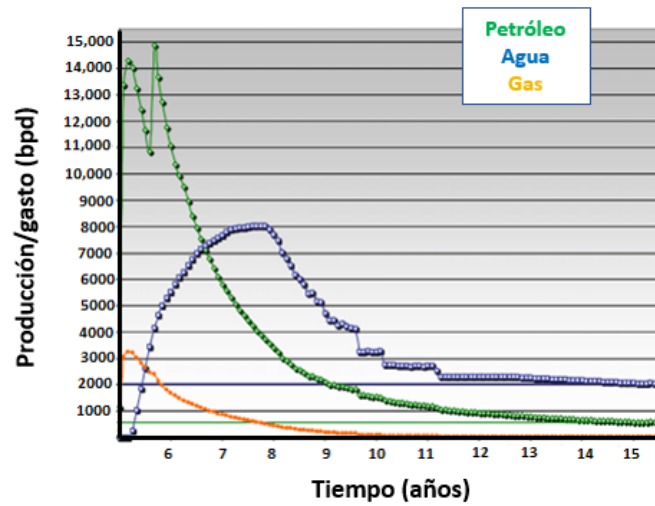


Fig. (6). Producción de agua, petróleo y gas a lo largo del tiempo (CEPEMAR, 2005).

La producción de hidrocarburos puede clasificarse en primaria, secundaria y mejorada. Aunque anteriormente se tenía la práctica de que éstas debían implementarse cronológicamente existen condiciones de producción no-convencionales provocando que los métodos convencionales de producción sean raramente aplicables. Tal es el caso de los aceites extrapesados e hidrocarburos de arenas bituminosas. En estos yacimientos, la recuperación primaria es muy baja, cerca del 5 % del volumen original, por lo que se requieren procesos alternativos de producción, que incluyan métodos térmicos o no-térmicos, para extraer el aceite (CNH, 2012). Generalmente, la extracción de hidrocarburos convencionales comienza con la recuperación primaria, la cual se basa en aprovechar la energía natural del yacimiento, existen cinco mecanismos de producción primaria: gas en solución, capa de gas, segregación gravitacional, expansión de roca-fluidos; y empuje hidráulico (Ferrer, 2001). En la Figura 7 se muestran estos mecanismos de producción.

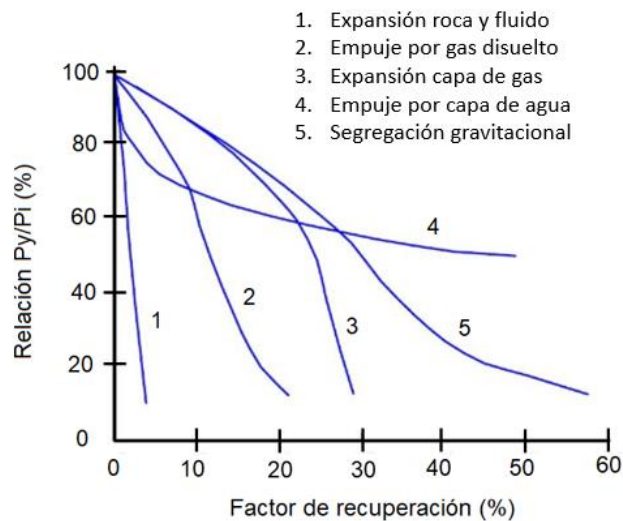


Fig. (7). Mecanismos de producción primaria (Busnego.H, 2023).

Conforme disminuye la energía natural de los yacimientos, es común incorporar técnicas de recuperación secundaria o mejorada para mantener o incrementar la producción y maximizar la rentabilidad del proyecto. El proceso de recuperación secundaria agrega energía adicional al yacimiento con el fin de proveer un empuje extra al mismo, o mediante la inyección de fluidos en forma inmisible (gas, agua y combinación agua-gas). Mientras que la recuperación mejorada se refiere a la recuperación de aceite obtenida al inyectar fluidos que no están presentes en el yacimiento, o bien, fluidos que son inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar las propiedades fisicoquímicas de los fluidos dentro del yacimiento.

Los métodos de recuperación mejorada se clasifican en dos grupos principales: térmicos, los cuales incluye a la inyección de vapor, inyección de agua caliente y combustión; y no-térmicos como inyección de químicos como surfactantes, polímeros y álcalis e inyección de gases miscibles, (CNH,2012). Si bien el agua a menudo impulsa la producción primaria e interviene en la producción secundaria, el exceso de agua producida representa un costo significativo para las compañías productoras de petróleo y gas. Hoy en día, el mejoramiento de las técnicas de manejo de la producción de agua permite minimizar el volumen de este fluido llevado a la superficie, convirtiendo el excedente en un recurso (Arnold.et.al, 2004).

Midstream

Posteriormente, al descubrimiento y desarrollo de un yacimiento se realiza el traslado de los fluidos hacia los centros de refinación o a los puertos de embarque con destino a la exportación. Los sistemas de transportes de los hidrocarburos representan la red básica para la distribución de energía del país. Los hidrocarburos pueden transportarse a través de ductos, vía terrestre o marina, ver Figura 8 (Mendoza, 2010).

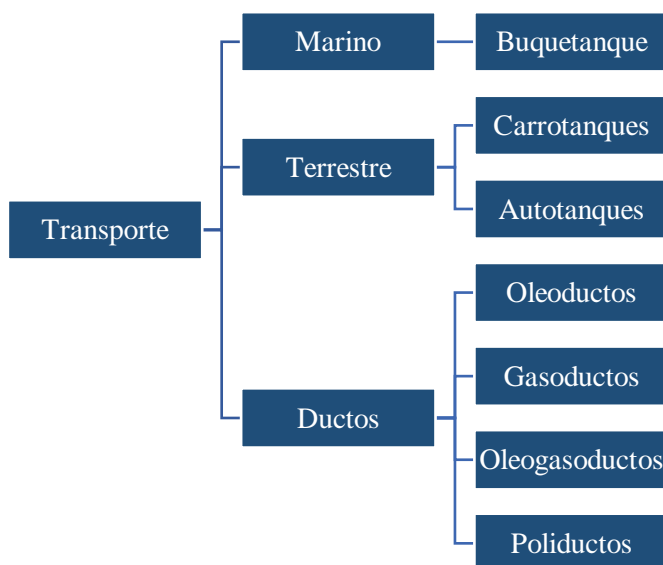


Fig. (8). Clasificación de transportes en mar, tierra y ductos (Mendoza, 2010).

Ductos

El transporte de hidrocarburos mediante ductos se puede clasificar en; recolección, transporte y distribución. Las instituciones que regulan el transporte y la construcción de ductos son la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) (Cartocritcia, 2017). El transporte por ductos puede ser sumamente complejo, para entenderlo, se puede catalogar por empresa, tipo de hidrocarburo, diámetro, función, estado de operación, entre otros; el análisis por categorías arroja claridad sobre diversos aspectos.

Los ductos de recolección permiten el acopio de hidrocarburos que se han extraído del subsuelo, se realiza mediante un sistema de líneas de descarga que van desde el cabezal de cada pozo en el yacimiento hasta las primeras baterías de separación o, en su caso, hasta los sistemas de transporte (Cartocritcia, 2017). Los ductos de recolección solo se encuentran donde se extraen hidrocarburos del subsuelo, principalmente en aguas del Golfo de México, en Tabasco, Tamaulipas, Nuevo León, Veracruz y Campeche. Según la CNH (2017): “En el marco regulatorio actual, solo pueden estar dentro de un Área Contractual o un Área de Asignación, ya que pertenecen a la fase de exploración y extracción de los hidrocarburos”.

Los ductos de transporte y distribución conducen a los hidrocarburos en múltiples fases, entre estaciones o plantas para su compresión, bombeo, procesamiento, almacenamiento y finalmente distribución. Aquí se incluyen ductos tanto nacionales como internacionales, es decir aquellos cuya capacidad está destinada a la importación de hidrocarburos. Estos se encuentran distribuidos a lo largo de prácticamente todas las entidades del país, aunque no necesariamente interconectados entre sí, pueden interconectarse con buques cisterna o ferrocarriles (Cartocritcia, 2017).

Los ductos también pueden clasificarse dependiendo del fluido que transportan, como se observa en la Tabla 2, ya sean como gasoductos, oleoductos, oleo-gasoductos o poliductos.

Tabla. (2.) Tipo de ductos según el fluido que transportan. (Cartocritcia, 2017).

Tipo de ducto	Fluido que transporta
Oleoducto	Aceite
Gasoducto	Gas
Oleo-gaseoductos	Aceite/Gas
Poliductos	Aceite/Gas/Agua/Combustibles procesados

Transporte terrestre

Un carro tanque es un vehículo para transportar líquidos, especialmente gasolina y agua. Algunos carro tanques están diseñados para almacenar y transportar gases en su forma licuada. Las instituciones a nivel internacional que emiten normas para regular su fabricación y uso son: “Association of American Railroads, Department of Transportation” y “Transport of Canada”. De acuerdo con estas instituciones, los carro tanques se clasifican en no presurizados, presurizados y para líquidos criogénicos Figura 9. De acuerdo con el sitio web de Ferromex (2023): “Un carro tanque tiene una longitud de 12.3 metros, una longitud con coples de 13.3 metros, altura de 4.8 metros, capacidad de 66,525 litros y un peso neto sin carga de 37.19 toneladas”.



Fig. (9). Transportes terrestres, Carro tanque 43' (Ferromex, 2023).

Los autotanques son vehículos con motor que cuentan con un tanque estacionario de almacenamiento para transportar fluidos como agua, químicos, combustibles y fluidos de grado sanitario. De acuerdo con la NOM-020-SCT2/2022, se trata de una unidad vehicular tipo tanque destinado para el transporte de materiales y residuos peligrosos, principalmente en forma líquida y por su tamaño y construcción se puede cargar o descargar separado o no de un vehículo motorizado Figura 10 (semirremolque/remolque, tanque sobre chasis) (SEGOB, 2022).



Fig. (10). Tipo de autotanque según su unión (Vertiente Global, 2019).

Transporte Marino

Los principales tipos de buques son el petrolero, el quimiquero y el gasero. Pueden tener una capacidad que va desde varios cientos de toneladas, que incluye buques para el servicio de pequeños puertos y asentamientos costeros, hasta varios cientos de miles de toneladas, para el transporte de largo alcance. Los buques se clasifican por su capacidad de transporte. Por lo general, los buques que navegan a través de los océanos son usados para el transporte internacional de mercancías. La diferencia radica en las particularidades y requerimientos de la mercancía que transportan (Dachser, 2019).

Los buques petroleros se diferencian de los buques de carga por la estanqueidad al petróleo, la resistencia estructural, y su sistema de bombeo para la carga y descarga del combustible. Son embarcaciones de tamaño tan elevado que deben realizar el atraque en alta mar. Pueden albergar hasta dos millones de barriles de crudo (Dachser, 2019). Los buques petroleros más utilizados para el transporte de crudo son los que se muestran en la Figura 11 y se describen a continuación.

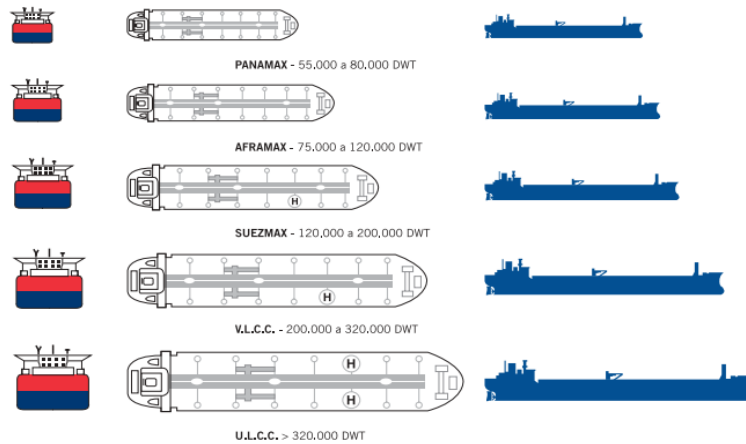


Fig. (11). Clasificación de los buques petroleros más usados (Gadea, 2004).

- **Panamax:** Su tonelaje puede variar entre los 55,000 TPM (Tonelaje de Peso Muerto¹) hasta los 80,000 (TPM). Poseen una capacidad entre los 350,000 y los 500,000 barriles de petróleo
- **Aframax:** Transportan petróleo crudo. Su tonelaje oscila entre 75,000 TPM y 120,000 TPM, es decir, cuenta con una capacidad de 500,000 a 800,000 barriles de petróleo
- **Suezmax:** Sus módulos van desde los 120,000 TPM hasta los 200,000 TPM. Transportan entre 900,000 y 1,200,000 barriles de petróleo crudo
- **V.L.C.C. (Very Large Crude Carrier):** Módulos desde los 200,000 TPM hasta los 320,000 TPM. En promedio, transportan 2 millones de barriles
- **U.L.C.C. (Ultra Large Crude Carrier):** Sus módulos son todos aquellos cuyo porte es mayor a los 320,000 TPM (aproximadamente 3 millones de barriles). Se encuentran muy limitados para operar en aguas restringidas o poco profundas

Almacenamiento de hidrocarburos

El almacenamiento continúa siendo una actividad indispensable para el transporte y manejo de los hidrocarburos. Las etapas que comprenden el proceso de almacenamiento de petróleo y sus derivados son las siguientes:

1. **Recepción de petróleo y sus derivados:** El aceite extraído de los yacimientos es conducido a través de tuberías para ser descargado y almacenado en los tanques de almacenamiento temporal, previo a su traslado hasta las zonas de refinación o embarque marítimo para su exportación
2. **Descarga de petróleo y sus derivados:** La descarga del crudo en las refinерías o en los puntos de embarque (puertos) se realiza a través de la manipulación de las válvulas de control, existentes en los oleoductos, las cuales dan paso al crudo registrando el flujo del mismo. Cuando el crudo llega a la refinерía se deposita en taques de almacenamiento temporales, monitoreando en todo momento la presión y caudal

¹ Es la medida para determinar la capacidad de carga sin riesgo de una embarcación, cuyo valor se expresa en toneladas, normalmente especificado en "toneladas métricas" para diferenciar con otras medidas usadas en comercio internacional como la tonelada corta.

3. Almacenamiento de petróleo y sus derivados: La selección del tipo y tamaño de tanque está regida por la relación producción-consumo, las condiciones ambientales, la localización del tanque y el tipo de fluido a almacenar. El almacenamiento se puede realizar en tres tipos de instalaciones: superficiales, subterráneas y buques tanque
4. Almacenamiento de gas natural: Para el almacenamiento de gas natural son empleados los siguientes tipos de tanques:
 - a) Tanques superficiales de doble pared (este es el más utilizado)
 - b) Tanques superficiales de hormigón reforzado
 - c) Tanques subterráneos a baja temperatura
 - d) Tanques subterráneos de hormigón prensado

Los tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos Figura 12, son los dispositivos en donde se pueden almacenar los hidrocarburos hasta que exista un mercado para su venta o hasta que se pueda enviar a refinación. Durante el diseño de un tanque y todos sus elementos, es necesario considerar condiciones de presión. La construcción y capacidad del tanque dependerá de la cantidad y tipo de fluido que será almacenado, así mismo, de su volatibilidad y su presión de vapor. Existen dos clasificaciones de tanques superficiales para el almacenamiento de hidrocarburos líquidos.

- Tanques de almacenamiento atmosféricos
- Tanque de almacenamiento a baja presión



Fig. (12). Tanque de almacenamiento líquido de tipo atmosférico (Yuridia, 2021).

Downstream

Según la Secretaría de Energía (2023): “La refinación es el conjunto de procesos que se aplican al petróleo crudo para separar sus componentes útiles para procesarse y obtener productos terminados con aplicaciones para la sociedad”. Las diversas fracciones de líquidos se colectan por separado y son transferidas a tanques de almacenamiento al enfriarse (OilTanking, 2015). En la Figura 13 se muestran los intervalos de temperatura en donde los diferentes compuestos de hidrocarburos ebulen. Los hidrocarburos tienen diferente composición y componentes; como resultado de esto existen dichos componentes que pueden separarse por su punto de ebullición. La manera más común de separarlos es por destilación fraccionada, esto es por calentamiento Figura 14.

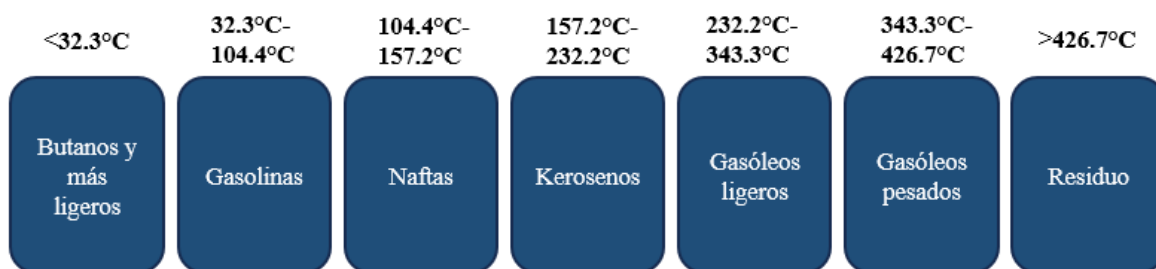


Fig. (13). Puntos de ebullición en la refinación de hidrocarburos (Petróleos Mexicanos, 2023).

Muy pocos de los componentes que salen de la columna de destilación fraccionaria están listos para su distribución en el mercado. Muchos de ellos requieren procesamiento químico (reformación, combinación). Las fracciones destiladas son tratadas para remover las impurezas tales como compuestos que contienen azufre, nitrógeno, oxígeno, agua, metales disueltos y sales inorgánicas. Eventualmente, algunos de estos productos son traídos por buque tanques, ductos, carro tanques hasta uno de los terminales (OilTanking, 2015).

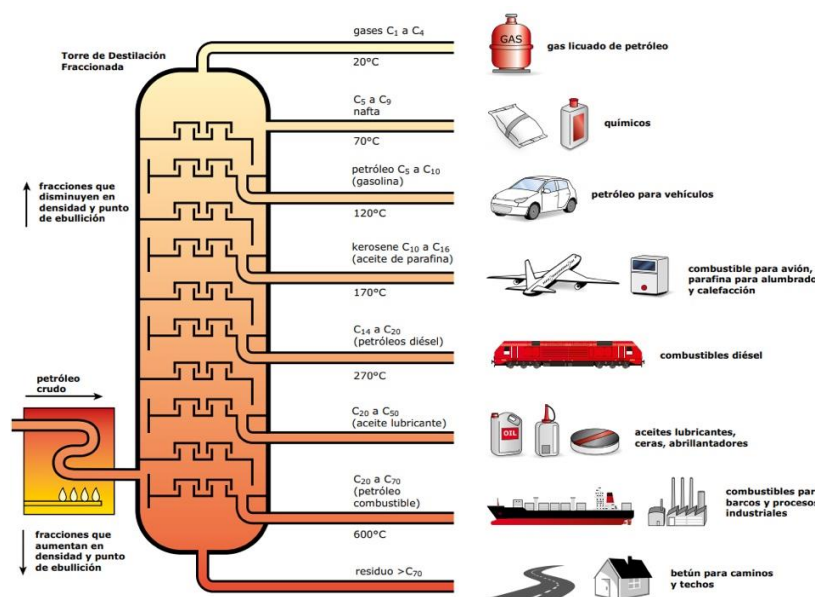


Fig. (14). Derivados del petróleo según su temperatura en la columna de destilación fraccionada (OilTanking, 2015).

Para la compra y venta de aceite crudo se definen mezclas o corrientes, lo que quiere decir que los aceites a la venta pueden provenir de uno o varios campos. Por ejemplo, el crudo “West Texas Intermediate” o WTI (40° API; 0.24% de azufre en peso), es una mezcla de varios petróleos crudos locales estadounidenses ligeros y con bajo contenido de azufre. El petróleo WTI se utiliza como referencia principal en el mercado petrolero de Estados Unidos porque es más fácil y barato de refinar porque es menos viscoso y necesita menos tratamiento para eliminar el exceso de azufre, en comparación con los aceites pesados y con mayor contenido de azufre. Otro producto de referencia en el mercado es el crudo “Brent” (39° API; 0.37% de azufre en peso), que se extrae en el Mar del Norte y tiene acceso a las conexiones de transporte y a una mayor variedad de mercados en todo el

mundo; por lo tanto, se usa como referencia para el mercado petrolero en general. Por otro lado, los referentes de crudos medios y con alto contenido de azufre son el crudo Dubái y el Omán con 32. 5° y 33. 3° API, respectivamente. Las referencias son importantes en el mercado del petróleo porque se puede seguir fácilmente el precio del crudo, además se identifica la procedencia del petróleo y su composición. Esto es necesario porque a partir de diferentes tipos de aceite se pueden obtener diversos productos o derivados para múltiples aplicaciones. En el caso particular de México, el aceite crudo producido se divide en tres tipos dependiendo de su densidad; Olmeca, Istmo y Maya, ver Figura 15. A continuación, se presentan las características y aplicaciones principales de cada uno de este tipo de aceites.

Olmeca: Se considera un crudo ligero (39° API y 0.8% de azufre en peso) se utiliza para producir lubricantes y petroquímicos.

Istmo: Es un crudo medio (32° API y 1.3% de azufre en peso) y exhibe buen rendimiento para la realización de gasolina y destilados intermedios.

Maya: Al ser un crudo pesado (22° API y 3.3% de azufre en peso) tiene menor rendimiento en producción de gasolina y diésel.

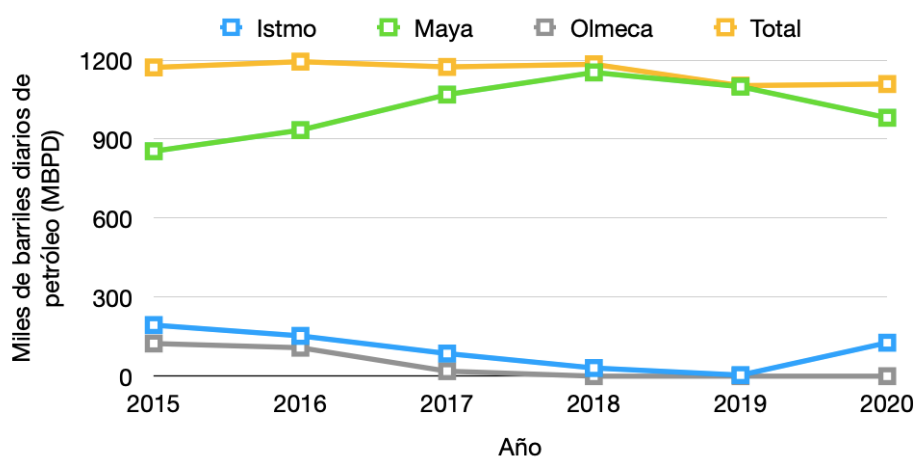


Fig. (15). Producción anual de crudos mexicanos Istmo, Maya y Olmeca, Tomado de sitio de (Nova Oil, 2012).

La SEGOB (2015) señaló: “A partir del 2015, la producción de hidrocarburos en México se clasifica empleando la densidad por grados API y el contenido de azufre con base en lo publicado por el Diario Oficial de la Federación el 16 de febrero de 2015, de la siguiente manera”.

- Súper Ligero: >39° API
- Ligero: 31.1 – 39° API
- Mediano: 22.3 – 31.1° API
- Pesado: 10 – 22.3° API
- Extrapesado: <10° API

Los aceites se clasifican en amargos si el contenido de azufre es mayor a 1.5% en peso; semiamargo si el contenido de azufre es mayor 0.5 y menor a 1.5%; y se clasifica como dulce si el azufre es igual 0.

Capítulo 2. Agua producida

Relación del agua con el origen de los hidrocarburos

La generación del petróleo tiene lugar en las rocas sedimentarias. Una roca sedimentaria es aquella que se ha consolidado con la acumulación de partículas o sedimentos provenientes de la disgregación de rocas preexistentes, debido a distintos agentes de erosión y transporte como el agua, el hielo, el viento y la gravedad. Estos agentes viajan hasta un depósito en zonas marinas llamado cuenca sedimentaria, Figura 16. Las cuencas sedimentarias por lo general son ambientes con una baja energía que permiten la precipitación de la materia orgánica, la cual es proviene de organismos que se depositaron junto con sedimentos de grano fino en ambientes anóxicos². El escenario principal para encontrar condiciones deficientes en oxígeno se halla precisamente en el fondo de un cuerpo de agua, y es una condición necesaria en el proceso de generación de hidrocarburos. Con el paso del tiempo la materia orgánica se depositó junto con los sedimentos, acumulándose en el fondo de la cuenca sedimentaria y conforme aumentó la profundidad también incrementaron la presión y temperatura.

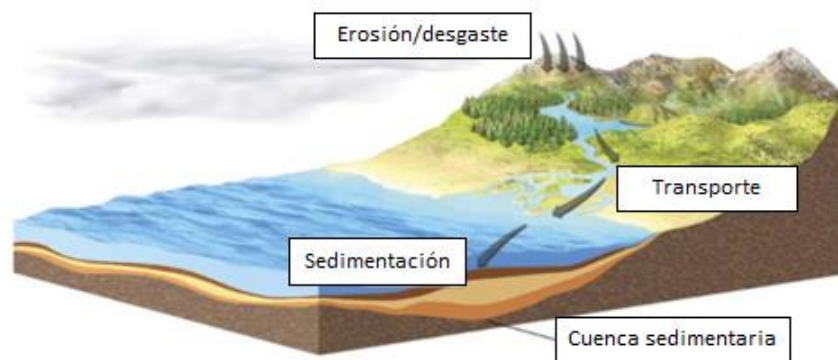


Fig. (16). Ambiente de depósito sedimentario, (Computación e informática aplicada a la Geología. El sitio de la infomageo 2016).

Estos procesos de alta temperatura y presión a los que se exponen los sedimentos, como se aprecia en la Figura 17, darán lugar a la consolidación de rocas que contienen alto contenido de materia orgánica y posteriormente será transformada en hidrocarburos. Este tipo de roca es conocida como roca generadora, la cual alguna vez fue el lecho de un ambiente acuático y muchas son provenientes de ambientes marinos, por lo que sus poros se encuentran llenos de agua con salinidad variable. Dichas rocas generadoras son rocas impermeables, los hidrocarburos quedaron atrapados en poros microscópicos aislados sin posibilidad de escapar, pero en algunos casos el aumentado sostenido de la presión y los movimientos tectónicos de la corteza terrestre abren fisuras en la roca generadora provocando la migración de los fluidos a formaciones adyacentes que contienen agua almacenada.

² Un ambiente en el que el oxígeno libre es escaso o inexistente.

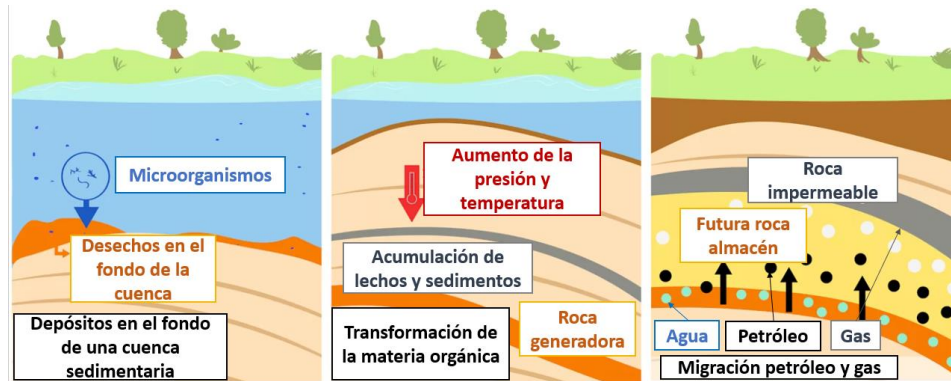


Fig. (17). Formación de rocas generadoras y su migración a las rocas almacén (SITEC, 2020).

Luego de la migración primaria, ocurrió una secundaria, en la que el petróleo y el gas se desplazaron a través del agua y se concentraron en las rocas almacén. Dicha concentración es el resultado de la segregación por gravedad entre el petróleo, el gas y el agua. Este petróleo segregado permanece en contacto con la capa de agua o capa freática, y en muchos casos, es presionado por la misma. Por lo tanto, la presencia de agua en las formaciones petroleras se remonta a la formación de éstas, ya que quedó atrapada en los poros pertenecientes a las rocas generadas por los sedimentos y materia orgánica depositados en estos ambientes de cuencas sedimentarias. Los yacimientos de petróleo comúnmente contienen mayores volúmenes de agua que los yacimientos de gas. Esto se debe a la mayor compresibilidad y capacidad de adsorción del gas. El gas se almacena y produce a partir de yacimientos menos porosos que contienen roca generadora con una menor capacidad de agua. La generación de agua producida comúnmente aumenta con el tiempo en los yacimientos convencionales a medida que el petróleo y el gas se agotan durante la producción de hidrocarburos (Guerra.et.al, 2011).

Origen del agua producida

Con la producción de hidrocarburos es muy común la presencia de agua, a la cual se le denomina agua producida, esta hace referencia al agua reportada en superficie proveniente de la producción de pozos de hidrocarburos, desde la zona de interés (agua connata), un acuífero activo adyacente (agua de intrusión) o un proyecto de inyección de agua (agua inyectada), (Ebrath Salgado, 2011) (Cruz, Duque & Marulanda, 2015). En la Figura 18 se observa cuáles pueden ser las fuentes del agua.

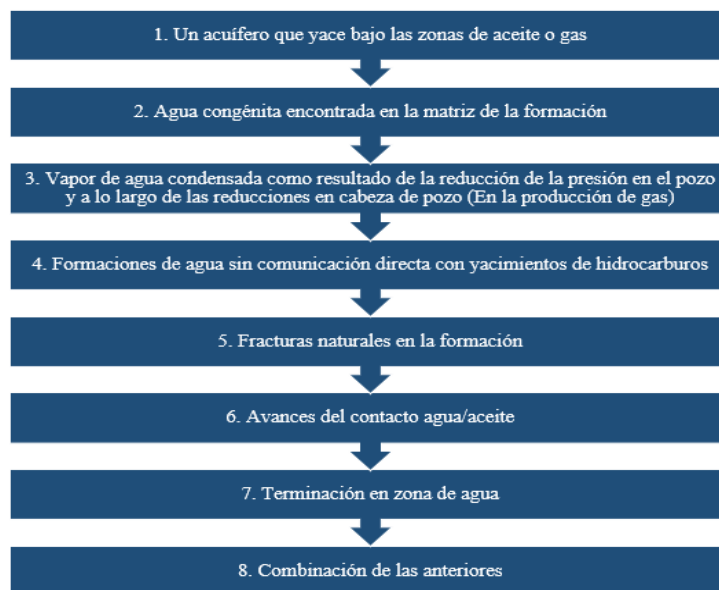


Fig. (18). Fuentes de las cuales puede provenir el agua producida.

Producción y cantidades del agua producida

Al finalizar las actividades de perforación se puede producir en un inicio pequeñas cantidades de agua, a medida que la producción de hidrocarburos continua, también aumentan los volúmenes de agua producida, esto debido a la disminución de presión en el yacimiento lo cual causa el movimiento de los fluidos dentro del mismo y se perturba el contacto agua-aceite (ACIPET, 2006). Se estima que, por cada barril de petróleo producido se producen de 4 a 10 barriles de agua, siendo ésta el producto mayoritario de las operaciones de extracción de hidrocarburos (Guerra.et.al, 2011). De acuerdo con Ecopetrol en el año 2016 se produjeron 11.6 barriles de agua por cada barril de petróleo en Colombia (Suarez et al, 2016).

El agua es un fluido que se encuentra presente durante toda la vida productiva de un pozo y por esto es importante identificar si el agua producida puede afectar la viabilidad financiera del proyecto de extracción de hidrocarburos. Ahmed (2010) explicó: “El límite económico de un proyecto de explotación en un yacimiento se define como el momento en que ya no es económicamente rentable la extracción de los fluidos, debido a la excesiva producción de agua o la producción de hidrocarburos a muy bajos caudales; lo cual, no genera las utilidades económicas suficientes para sustentar el proyecto”. El límite económico generalmente se define mediante la relación agua-petróleo (WOR), por sus siglas en inglés). Una gráfica de la relación agua-petróleo vs. tiempo, permite evaluar cuando ocurre un problema de excesiva producción de agua (Chan, K.S., 1995).

Disposición del agua producida

El agua producida puede reutilizarse en otros procesos asociados a la producción de hidrocarburos, como los que se muestran en la Figura 19. También incluye múltiples aplicaciones como la perforación de pozos, la fracturación hidráulica, la recuperación secundaria de petróleo y el mantenimiento de la presión del acuífero, que requieren grandes volúmenes de agua. El uso de suministros de agua dulce en estas prácticas puede minimizarse mediante el tratamiento y la reutilización del agua producida. La generación en boca de pozo hace que el recurso esté disponible en el sitio, lo que reduce los costos de transporte y camiones. El agua tratada en un punto de recolección de agua producida en un campo de pozos representa una fuente local de agua comúnmente más cercana a la mayoría de los pozos que las fuentes de agua dulce (Guerra.et.al, 2011).

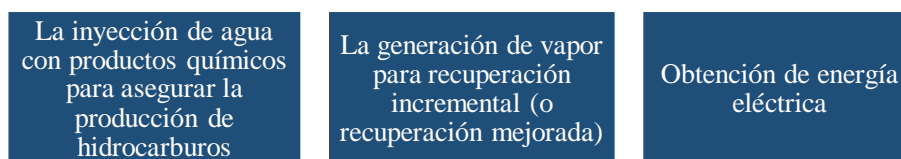


Fig. (19). Algunos usos para reutilización del agua producida (Warner Jr, 2007).

Aunque el agua producida puede aplicarse en estos usos asociados al aumento de la producción de hidrocarburos, como ya se mencionó, esta se considera un subproducto de desecho en la industria del petróleo y el gas, debido a esto, históricamente las estrategias de gestión practicadas con mayor frecuencia tienen como objetivo la eliminación en lugar del uso beneficioso (Guerra, 2011). Las practicas más comunes para la eliminación de agua producida incluyen las mostradas en la Figura 20.

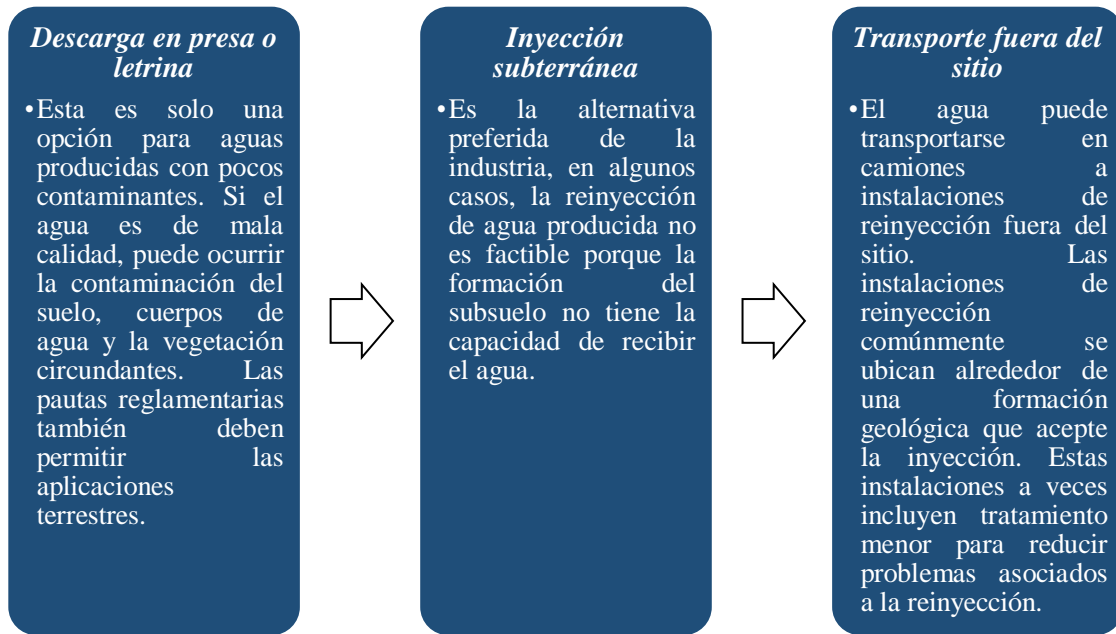


Fig. (20). Prácticas comunes aplicadas al agua producida (2022).

Residuos o contaminantes presentes en el agua producida

El agua producida contiene diferentes compuestos como pueden ser hidrocarburos suspendidos y disueltos, sólidos suspendidos y disueltos, bacterias, metales, elementos radioactivos, entre otros (Al-Ghouti et al., 2019). Estos componentes (o contaminantes) se clasifican de dos maneras; suspendidos y disueltos, ver Figura 21. Morales Hernández (2017) señala que: “Las propiedades del agua pueden variar con respecto al tiempo debido a la interacción entre el agua y la formación, al reemplazo de los fluidos del yacimiento provenientes de otras formaciones, o a otros fluidos inyectados durante la producción de hidrocarburos. Por lo tanto, realizar análisis a la composición del agua producida para su estudio puede aportar información valiosa que complemente la evaluación de los pronósticos de producción en las distintas fases de la vida productiva de un yacimiento”. La importancia de estos análisis también radica en mostrar la composición del agua y en que cantidades se manejan sus contaminantes para determinar el nivel de tratamiento que requiere el agua previa a reutilizarla o disponerla.

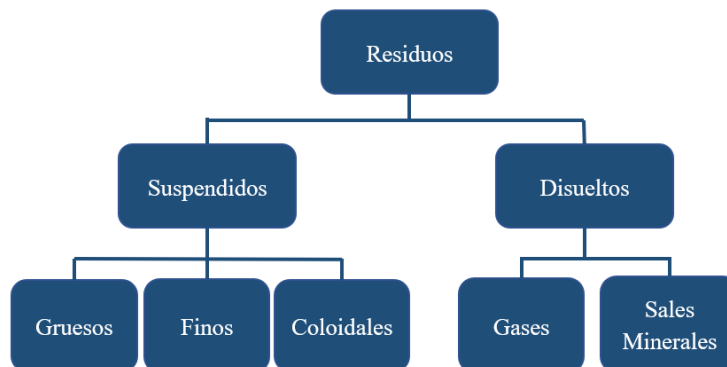


Fig. (21). Residuos en el agua producida, clasificados por suspendidos y disueltos (2022).

Impacto ambiental causado por el agua producida

Dichos impactos se han reportado desde mediados del siglo XIX, cuando se perforaron y operaron los primeros pozos de petróleo y gas. Según el autor Otton (2006): “Las preocupaciones ambientales más comúnmente reportadas son; la degradación de suelos, aguas subterráneas, aguas superficiales y ecosistemas que sustentan. Debido a que mucha del agua producida contiene niveles elevados de iones disueltos, hidrocarburos y otros componentes nocivos, las descargas de agua producida sin tratar pueden ser dañinas para el medio ambiente circundante”.

Análisis “Stiff-Davis”

Como se ha mencionado, analizar la composición del agua producida aportará información relevante que ayuda al diseño de tratamientos y para la evaluación de los pronósticos en la vida productiva de los yacimientos. Una herramienta para analizar el agua producida es el diagrama “Stiff-Davis”, que se utiliza en diversas áreas de la ingeniería petrolera como un análisis de rutina (Figueroa et.al, 2022). H.D Stiff y H. Davis (1951) explicaron que: “Este es una representación gráfica de algunos de los iones que se encuentran presentes en una muestra de agua, que resulta en patrones característicos que pueden ser interpretados o comparados con otros diagramas”. Las líneas horizontales que se extienden hacia la derecha y hacia la izquierda a partir de la línea vertical del centro (línea punteada) forman el gráfico, Figura 22. Los iones positivos (cationes: Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} y Fe^{3+}) se representan en la izquierda, mientras que los iones negativos (aniones: Cl^- , HCO_3^- , SO_4^{2-} , CO_3^{2-}) se representan en la derecha. La interpretación para estos diagramas consiste en que la concentración de los cationes se realiza del lado izquierdo, mientras que la concentración de los aniones se ubica e incrementa hacia la derecha. La concentración de estos aniones y cationes se identifica marcada como puntos para cada ion, posteriormente se unen los puntos y como resultado se obtiene un patrón característico para la muestra de agua. *En el anexo A se muestra el procedimiento para obtener este análisis.*

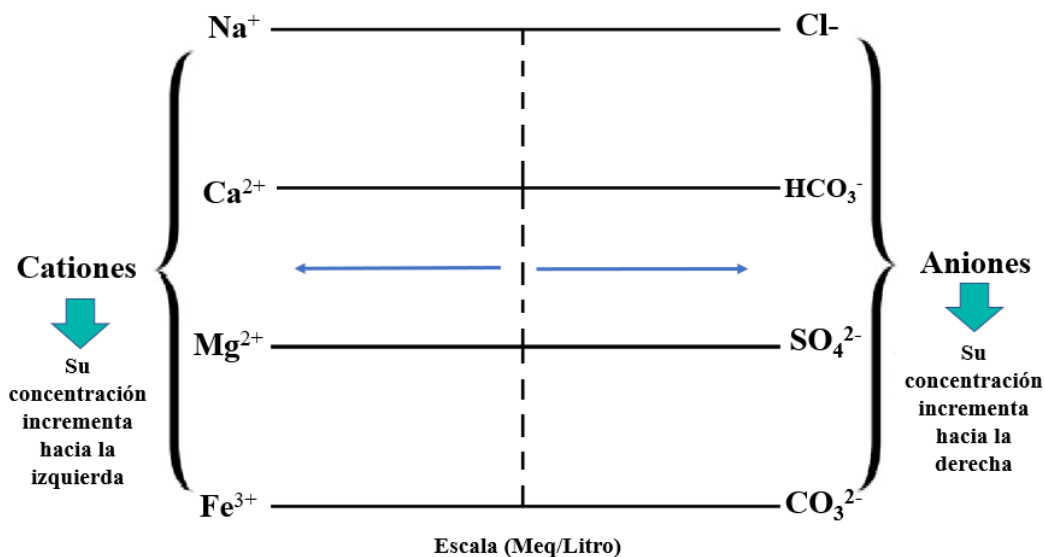


Fig. (22). Interpretación del diagrama Stiff-Davis, Elaboración propia con información de (Henry A. Stiff, 1951).

La forma de los patrones de agua varía según su composición (origen). En la Figura 23 se aprecian distintos ejemplos de muestras de agua, provenientes del agua de producción de campos petroleros.

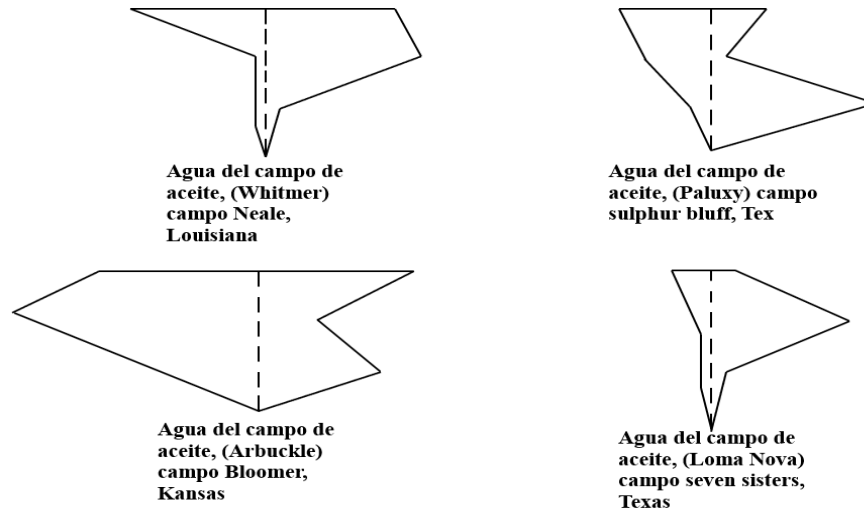


Fig. (23). Patrones composición de agua proveniente de campos petroleros (Stiff, 1951).

Analizando los patrones de agua se puede distinguir que la concentración de hierro y carbonatos tienden al origen y esto precisamente será lo que se espere en la mayoría de las salmueras evaluadas. El hierro es un ion que no se encuentra presente en el agua de mar ni las salmueras petroleras de manera natural, por lo que, si el análisis comienza a detectar presencia de este podrá ser un indicador de corrosión, esto puede ser debido a que el agua tenga gases corrosivos disueltos como H_2S o CO_2 , y en el momento en que estos entren en contacto con las tuberías generan corrosión. Entonces la concentración de hierro en el agua incrementa porque los productos de corrosión son solubles en el agua. Los patrones de agua también pueden sufrir cambios con el tiempo, debido a filtraciones de agua, inyección de fluidos o una combinación de ambas. Debido a la peculiaridad de cada uno de los patrones, las aplicaciones de esta forma de representación son diversas, ya que se facilita el análisis de la muestra de agua (Figuroa et.al, 2022). En la Figura 24 se muestran algunos ejemplos.

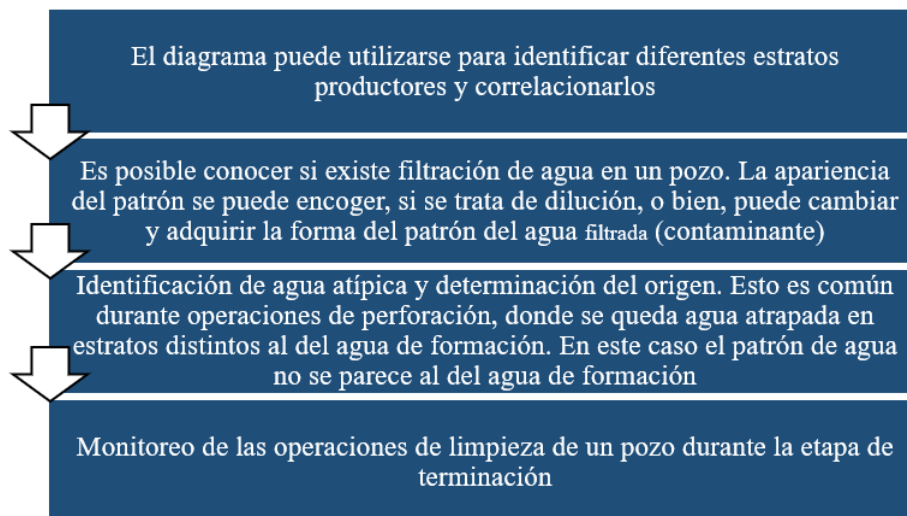


Fig. (24). Aplicaciones del análisis Stiff-Davis (Figuroa et.al, 2022).

Capítulo 3. Normatividad aplicable al agua producida

El seguir la normatividad vigente sirve, entre otras cosas, para definir los parámetros que debe presentar el agua después de un tratamiento físico y químico, para reutilizarla o disponerla en algún cuerpo receptor de agua. La Tabla 3 muestra las normas referentes a la calidad del agua aplicables en México.

Tabla. (3). Normatividad aplicada a la calidad del agua en México.

Norma	Comentarios
<p>NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-004-CONAGUA-1996</p>	<p>Aplicable a todos los pozos de exploración, monitoreo o producción que penetren total o parcialmente un acuífero, y que sean destinados a alguno de los usos de extracción de agua clasificados en esta norma, así como a aquellos que fueron perforados para otros usos, y que han quedado abandonados. Su cumplimiento es exigible a los concesionarios y asignatarios de pozos de extracción de agua y a los dueños de pozos para otros usos, y es independiente del trámite para la concesión o asignación del volumen de aguas nacionales.</p> <p>Esta norma hace referencia a pozos que aplican en la extracción de agua específicamente, es hasta el punto 6.4 donde menciona que:</p> <p>6.4 Cierre de pozos de uso diferente a la extracción de agua y que penetren total o parcialmente un acuífero conocido.</p> <p>Consulta:https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4890289&fecha=08/08/1997#gsc.tab=0</p>
<p>NORMA Oficial Mexicana NOM-115-SEMARNAT</p>	<p>Establece las especificaciones y medidas preventivas de protección al ambiente, que deben observar quienes realicen actividades de perforación y mantenimiento de pozos petroleros terrestres para exploración y producción en zonas agrícolas y ganaderas, fuera de áreas naturales protegidas o terrenos forestales. Las especificaciones ambientales que establece esta norma no aplican a las actividades propias de la producción petrolera; sin embargo, es de observancia obligatoria en el territorio nacional para los responsables de estas actividades.</p> <p>4.3 Perforación y mantenimiento</p> <p>4.3.10 El manejo y la descarga de aguas residuales en el área del proyecto, zonas aledañas y cuerpos de agua debe realizarse de acuerdo con la normatividad aplicable en la materia.</p> <p>4.4 Terminación de actividades o abandono del sitio</p> <p>4.4.2 Al término de las actividades de perforación o mantenimiento de pozos petroleros se debe realizar la limpieza de la localización o pera, restaurando las zonas que hayan resultado afectadas, para tener las condiciones de operación y evitar la contaminación de áreas aledañas; disponiendo los residuos generados por tal acción, en los sitios que indique la autoridad competente.</p> <p>Consulta: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=679215&fecha=27/08/2004#gsc.tab=0</p>
<p>NORMA Oficial Mexicana NOM-149-SEMARNAT-2006</p>	<p>Aplica a las actividades de perforación, mantenimiento y abandono de pozos petroleros que se lleven a cabo en las zonas marinas sobre las que la nación ejerce derechos de soberanía y jurisdicción, con excepción de la perforación de pozos petroleros que se realicen en áreas naturales protegidas, humedales o dentro de las doce millas del mar territorial.</p>

Continuación Tabla. (3). Normatividad aplicada a la calidad del agua en México.

<p>NORMA Oficial Mexicana NOM-149-SEMARNAT-2006</p>	<p>5.2 Perforación y mantenimiento de pozos petroleros</p> <p>5.2.6 Para el manejo de las aguas residuales se debe contar con plantas de tratamiento, a las cuales se les debe dar mantenimiento preventivo. Las descargas de aguas residuales deben cumplir con los límites máximos permisibles de contaminantes establecidos en la NOM-001-SEMARNAT-1996 o con las condiciones particulares de descarga determinadas por la Comisión Nacional del Agua.</p> <p>5.2.7 Los lodos resultantes de la planta de tratamiento de aguas no se verterán al mar, éstos serán manejados conforme a la NOM-004-SEMARNAT-2002.</p> <p>Consulta:https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4961159&fecha=31/01/2007#gsc.tab=0</p>
<p>Norma Oficial Mexicana NOM-003-SEMARNAT-1997</p>	<p>Establece los límites máximos permisibles de contaminantes para las aguas residuales tratadas que se reúsen en servicios al público, con el objeto de proteger el medio ambiente y la salud de la población, y es de observancia obligatoria para las entidades públicas responsables de su tratamiento y reúso.</p> <p>Consulta:http://www.ordenjuridico.gob.mx/Documentos/Federal/wo69207.pdf</p>
<p>NORMA Oficial Mexicana NOM-138-SEMARNAT/SSA 1-2012</p>	<p>Incluir esta norma es importante para actuar en caso de un derrame de hidrocarburos en el cualquier momento de la operación de tratamiento.</p> <p>Esta Norma Oficial Mexicana es de observancia obligatoria en todo el territorio nacional para quienes resulten responsables de la contaminación en suelos con los hidrocarburos.</p> <p>Consulta: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5313544&fecha=10/09/2013#gsc.tab=0</p>
<p>NMX-AA-3-1908 NORMA MEXICANA “Aguas residuales muestreo”</p>	<p>Establece los lineamientos generales y recomendaciones para muestrear las descargas de aguas residuales, con el fin de determinar sus características físicas y químicas, debiéndose observar las modalidades indicadas en las normas de métodos de prueba correspondientes.</p> <p>Consulta: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/166762/NMX-AA-003-1980.pdf</p>

En este trabajo se analizan las normas mexicanas mostradas en la Figura 25 referentes a los límites máximos permisibles de contaminantes contenidos en aguas residuales que se descarguen en agua y bienes nacionales, así como los parámetros sugeridos para el manejo del agua proveniente de la industria petrolera. También se hará un análisis de algunas normas internacionales y se comparan con la normatividad vigente en México.

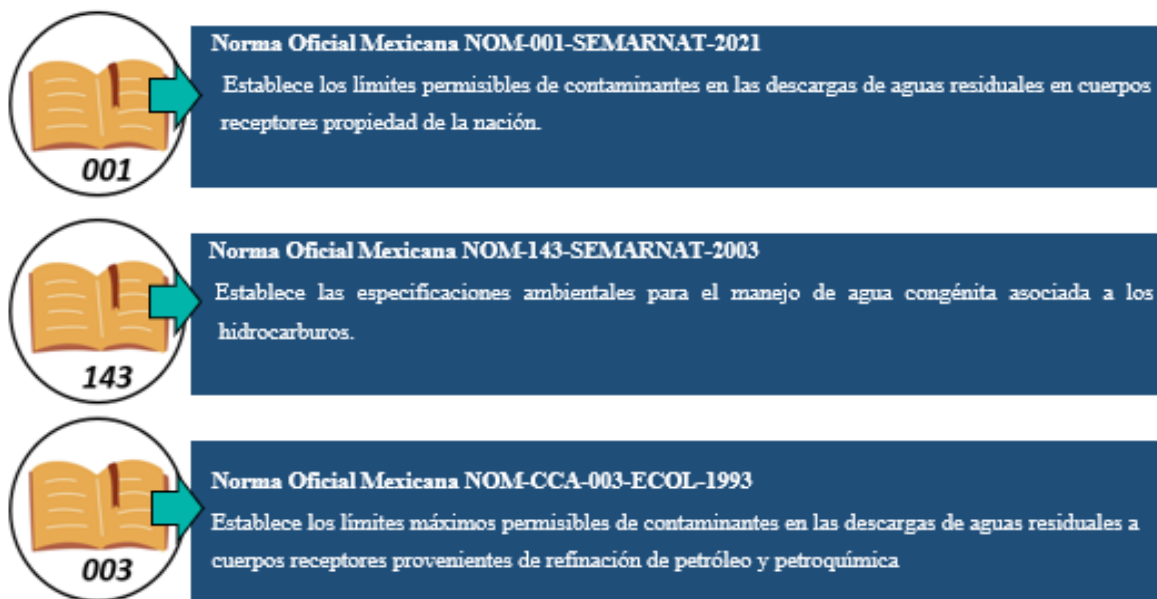


Fig. (25). Normas mexicanas utilizadas como referencia para análisis de comparación con normatividad internacional, elaboración propia.

Normatividad sobre disposición y calidad de agua en México

En México las normas que dictan parámetros permisibles para el agua de producción son las siguientes:

- Norma Oficial Mexicana **NOM-143-SEMARNAT-2003** establece las especificaciones ambientales para el manejo de agua congénita asociada a los hidrocarburos, apartado 5.1.4 de Caracterización. Ver Tabla 4
- Norma Oficial Mexicana **NOM-CCA-003-ECOL-1993** establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a cuerpos receptores provenientes de refinación de petróleo y petroquímica. Ver Tabla 5

Tabla (4) Límites permisibles de HC y SDT para descargas del agua congénita. Norma Oficial Mexicana NOM-143-SEMARNAT-2003, apartado 5.1.4 de Caracterización.

Límite máximo permisible de hidrocarburos para la descarga del agua congénita a un cuerpo receptor		
Parámetro	Cuerpos receptores de agua dulce	Aguas costeras y zonas marinas
<i>HC</i>	15 (mg/L)	40 (mg/L)
<i>SDT</i>	500 (mg/L)	32,000 (mg/L)

Tabla (5). Límites permisibles en descarga de aguas provenientes de refinación de petróleo. Norma Oficial Mexicana NOM-CCA-003-ECOL-1993.

Parámetro	Unidades	Límites máximo permisibles	
		Promedio diario	Promedio instantáneo
Grasas y aceites	mg/L	30	45
Demanda química de oxígeno	mg/L	100	120
Demanda bioquímica de oxígeno	mg/L	60	72
Sulfuros	mg/L	0.2	0.4
Cromo hexavalente	mg/L	0.05	0.075
Cromo total	mg/L	1	1.2
Fenoles	mg/L	0.5	0.75
Sólidos suspendidos totales	mg/L	70	85
pH	Unidades pH	6 a 9	6 a 9

En las Tablas 4 y 5 se aprecian los límites máximos permisibles para México en los distintos parámetros contenidos en el agua de producción, tales como hidrocarburos contenidos en el agua, sólidos suspendidos totales, sólidos disueltos totales, entre otras; sin embargo, no marca los iones que pueden estar presentes en el agua de producción. A pesar de esto, la NOM-143-SEMARNAT-2003 señala que, para estos parámetros se deben seguir los límites establecidos en la NOM-001-SEMARNAT-1996, sin embargo, dicha norma fue actualizada renovando aspectos técnicos que, por el transcurso del tiempo, esta última ya no cumplía, por la NOM-001-SEMARNAT-2021, la cual se seleccionó para ilustrar los límites máximos permisibles para la gran cantidad de contaminantes básicos y metales presentes en el agua.

- Norma Oficial Mexicana **NOM-001-SEMARNAT-2021** Que establece los límites permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en cuerpos receptores propiedad de la nación

En esta norma, los límites máximos permisibles de contaminantes básicos se establecen para los siguientes cuerpos receptores y fines:

- Ríos, arroyos, canales, drenes
- Embalses, lagos y lagunas
- Zonas marinas mexicanas
- Suelo

Todos los vertimientos a cuerpos receptores deben cumplir con los requisitos mostrados en las Tablas 6 y 7.

Tabla (6). Límites máximos permisibles para descargas de agua en México, NOM-001-SEMARNAT-2021.

Parámetros (mg/L, excepto cuando se especifique)	Ríos, arroyos, canales,			Embalses, lagos y lagunas			Zonas marinas mexicanas			Suelo								
										Riego de áreas verdes			Infiltración y otros riegos			Cárstico		
	P.M	P.D.	V.I.	P.M	P.D.	V.I.	P.M	P.D.	V.I.	P.M	P.D.	V.I.	P.M	P.D.	V.I.	P.M	P.D.	V.I.
Temperatura (°C)	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Grasas y Aceites	15	18	21	15	18	21	15	18	21	15	18	21	15	18	21	15	18	21
Sólidos Suspendidos Totales	60	72	84	20	24	28	20	24	28	30	36	42	100	120	140	20	24	28
Demanda Química de Oxígeno	150	180	210	100	120	140	85	100	120	60	72	84	150	180	210	60	72	84
Carbono Orgánico Total	38	45	53	25	30	35	21	25	30	15	18	21	38	45	53	15	18	21
Nitrógeno Total	25	30	35	15	25	30	25	30	35	NA	NA	NA	NA	NA	NA	15	25	30
Fósforo Total	15	18	21	5	10	15	15	18	21	NA	NA	NA	NA	NA	NA	5	10	15
Huevos de Helmintos (huevos/litro)	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	1								
Escherichia coli (NMP/100 mL)	250	500	600	250	500	600	250	500	600	250	500	600	250	500	600	50	100	200
Enterococos fecales (NMP/100 MI)	250	400	500	250	400	500	250	400	500	250	400	500	250	400	500	50	100	200
pH (UpH)	Entre 6 y 9																	
N.A: No Aplica			NMP: Número más probable						* Si Cloruros es mayor o igual a 1000 mg/L se analiza y reporta COT.									
P.M: Promedio Mensual			UpH: Unidades de pH						* Si la conductividad eléctrica menor a 3500 µS/cm se analiza y reporta <i>E. coli</i> .									
P.D: Promedio Diario			UT: Unidades de Toxicidad						* Si la conductividad eléctrica es mayor o igual a 3500 µS/cm se analiza y reporta Enterococos fecales.									
V.I: Valor Instantáneo			* Si Cloruros es menor a 1000 mg/L se analiza y reporta DQO.						Las determinaciones de Conductividad eléctrica y de Cloruros no requieren la acreditación y aprobación de la entidad correspondiente.									

Tabla (7). Límites máximos permisibles a Metales y Cianuros para descargas de agua en México, NOM-001-SEMARNAT-2021.

Parámetros (mg/L)	Ríos, arroyos, canales,			Embalses, lagos y lagunas			Zonas marinas			Suelo								
										Riego de áreas verdes			Infiltración y otros riegos			Cárstico		
	P.M.	P.D.	V.I.	P.M.	P.D.	V.I.	P.M.	P.D.	V.I.	P.M.	P.D.	V.I.	P.M.	P.D.	V.I.	P.M.	P.D.	V.I.
Arsénico	0,2	0,3	0,4	0,1	0,15	0,2	0,2	0,3	0,4	0,2	0,3	0,4	0,1	0,15	0,2	0,1	0,15	0,2
Cadmio	0,2	0,3	0,4	0,1	0,15	0,2	0,2	0,3	0,4	0,05	0,075	0,1	0,1	0,15	0,2	0,05	0,075	0,1
Cianuro	1	2	3	1	1,5	2	2	2,50	3	2	2,5	3	1	1,50	2	1	1,5	2
Cobre	4	5	6	4	5	6	4	5	6	4	5	6	4	5	6	4	5	6
Cromo	1	1,25	1,5	0,5	0,75	1	1	1,25	1,5	0,5	0,75	1	0,5	0,75	1	0,5	0,75	1
Mercurio	0,01	0,015	0,02	0,005	0,008	0,01	0,01	0,015	0,02	0,005	0,008	0,01	0,005	0,008	0,01	0,005	0,008	0,01
Níquel	2	3	4	2	3	4	2	3	4	2	3	4	2	3	4	2	3	4
Plomo	0,2	0,3	0,4	0,2	0,3	0,4	0,5	0,75	1	0,5	0,75	1	0,2	0,3	0,4	0,2	0,3	0,4
Zinc	10	15	20	10	15	20	10	15	20	10	15	20	10	15	20	10	15	20
Parámetros	P.M: Promedio Mensual																	
medidos de	P.D: Promedio Diario																	
manera total	V.I: Valor Instantáneo																	

Las normas anteriores muestran los límites permisibles que se establecen al agua producida y residual para su descarga en cuerpos receptores en México. Se llevará a cabo el análisis de la normatividad internacional para conocer sus límites permisibles en materia de calidad del agua y hacer una comparación con los parámetros establecidos en México. Las normas internacionales utilizadas en este trabajo corresponden a Colombia, Brasil y Venezuela y se tomaron como referencia porque estos países son, junto con México, los más representativos para la producción de petróleo en Latinoamérica ver Tabla 8. También se incluye a Ecuador debido a que las normas sobre el agua residual son muy completas. Las normas utilizadas se muestran en la Figura 26, a continuación.

Tabla (8). Países productores de petróleo en Latinoamérica (Statista, 2021).

Ranking	País	Mb/d
10	Brasil	2,8
13	México	1,6
21	Colombia	0,9
22	Venezuela	0,9
28	Ecuador	0,5

Los criterios para seleccionar las normas internacionales de calidad del agua fue la misma que en el caso de México, se investigó sobre las normas que establecen los límites permisibles para el agua proveniente de la industria petrolera y también los límites de descargas permitidos en los cuerpos de agua receptores. Esto con el fin de comparar las normas de cada país y saber si existen tendencias, similitudes o diferencias. A continuación, se realiza una breve descripción de cada una.



Fig. (26). Normas internacionales consultadas para la propuesta de norma a nivel Latinoamérica, elaboración propia.

Colombia

Colombia es el cuarto productor latinoamericano de crudo después de Venezuela, México y Brasil. La producción nacional de agua ronda los 7 mbpd y los campos que más producen agua son caño limón y rubiales con un aproximado de 4 mbpd (Alejandra Prieto Castañeda, 2012).

Decreto 3939 de 2010

En el capítulo IV de este decreto, “la destilación genérica de aguas superficiales, subterráneas y marinas”, el artículo 9 menciona que se tendrán en cuenta los siguientes usos del agua:

1. Consumo humano y doméstico
2. Preservación de flora y fauna
3. Agrícola
4. Pecuario
5. Recreativo
6. Industrial
7. Estético
8. Pesca, Maricultura y Acuicultura
9. Navegación y Transporte Acuático

Después el artículo 16 menciona de los puntos anteriores las especificaciones del uso industrial, se entiende por uso industrial del agua, su utilización en las siguientes actividades:

1. Procesos manufactureros de transformación o explotación, así como aquellos conexos y complementarios
2. Generación de energía
3. Minería
- 4. Hidrocarburos**
5. Fabricación o procesamiento de drogas, medicamentos, cosméticos, aditivos y productos similares
6. Elaboración de alimentos en general y en especial los destinados a su comercialización o distribución

En este decreto los hidrocarburos se consideran dentro de las especificaciones del agua para el uso industrial.

Decreto 1594 de 1984

En este decreto se menciona en el artículo 48 que para el uso industrial (dentro del cual se encuentran los hidrocarburos) no se establecen criterios de calidad. Debido a esto se tuvo que recurrir al artículo 72, donde se menciona que todo vertimiento a un cuerpo de agua (refiriéndose a algo más general), debe cumplir por lo menos con las especificaciones mostradas en la Tabla 9. Así mismo el artículo 74 menciona las concentraciones para el control de la carga permitida en las sustancias mostradas en la Tabla 10.

Tabla (9). Normas de vertimiento. (Colombia). Decreto 1594.

Referencia	Usuario existente	Usuario nuevo
pH	5 a 9 unidades	5 a 9 unidades
Temperatura	< 40°C	< 40°C
Material flotante	Ausente	Ausente
Grasas y aceites	Remoción < 80% en carga	Remoción < 80% en carga
Sólidos suspendidos,	Remoción < 50% en carga	Remoción < 80% en carga
Demanda bioquímica de oxígeno	Ausente	Ausente
Para desechos domésticos	Remoción < 30% en carga	Remoción < 80% en carga
Para desechos industriales	Remoción < 20% en carga	Remoción < 80% en carga

Tabla. (10). Concentraciones para el control de la carga de las siguientes sustancias de interés. Decreto 1594.

Sustancia	Expresada como	Concentración (mg/L)
Arsénico	As	0.5
Bario	Ba	5
Cadmio	Cd	0.1
Cobre	Cu	3
Cromo	Cr	0.5
Compuestos fenólicos	Fenol	0.2
Mercurio	Hg	0.02
Níquel	Ni	2
Plata	Ag	0.5
Plomo	Pb	0.5
Selenio	Se	0.5
Cianuro	CN ⁻	1
Difeniles policlorados	Concentración de agente activo	No detectable
Mercurio orgánico	Hg	No detectable
Tricloroetileno	Tricloroetileno	1
Cloroformo	Extracto Carbón	1
Tetracloruro de Carbono	Tetracloruro de Carbono	1
Dicloroetileno	Dicloroetileno	1
Sulfuro de Carbono	Sulfuro de Carbono	1
Otros compuestos organoclorados, cada variedad	Concentración de agente activo	0.05
Compuestos organofosforados, cada variedad	Concentración de agente activo	0.1
Carbamatos		0.1

Proyecto Norma

El proyecto de Norma de Colombia versión 4.0 borrador del proyecto norma de mayo del 2012 establece los parámetros y los valores límites máximos permisibles en vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a sistemas de alcantarillado público, y se dictan otras disposiciones. En dicho proyecto de norma, el artículo 30 establece los parámetros a monitorear en los vertimientos puntuales de aguas residuales generadas de las siguientes actividades:

Sección C Explotación de minas y canteras

- **1110.** Extracción de petróleo crudo y de gas natural
- **1120.** Actividades de servicios relacionadas con la extracción de petróleo y de gas, excepto las actividades de prospección

Sección D Industria manufacturera.

- 2321. Fabricación de productos de la refinación del petróleo, elaborados en refinería
- 2322. Fabricación de productos de la refinación del petróleo, fuera de refinería

Sección E Suministro de electricidad, gas y agua.

- **4020.** Fabricación de gas; distribución de combustibles gaseosos por tuberías

En la sección D los parámetros a monitorear de interés para este trabajo. A continuación, se muestran dichas propiedades en la Tabla 11.

Tabla. (11). Vertimientos para la industria de extracción de petróleo crudo y gas natural. Proyecto de norma –Bogotá D.C, mayo 2012.

Parámetro	Unidades	Valores límites máximos permisibles	
		Cuerpo de agua superficial	Alcantarillado público
GENERALES			
Demanda Química de Oxígeno	mg/L O ₂	150,0	300,0
Demanda Bioquímica de Oxígeno	mg/L O ₂	30,0	45,0
Sólidos Suspendedos Totales	mg/L	35,0	70,0
Sólidos Sedimentables (SSED)	mL/L	1,0	5,0
Material Flotante	mg/L	0,5	-
Grasas y Aceites	mg/L	10,0	50,0
Fenoles	mg/L	0,02	0,02
Sustancias Activas al Azul de Metileno	mg/L	4,0	8,0
HIDROCARBUROS			
Hidrocarburos Totales (HTP)	mg/L	1,0	2,5
Hidrocarburos Aromáticos Polinucleares (HAP)	mg/L	0,05	0,5
BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno)	µg/L	20,0	100,0
Compuestos Orgánicos Halogenados Adsorbibles (AOX)	mg/L	0,05	0,5

Continuación Tabla. (II). Vertimientos para la industria de extracción de petróleo crudo y gasnatural. Proyecto de norma –Bogotá D.C, mayo 2012.

NUTRIENTES			
Fósforo Total (P)	mg/L	2,0	4,0
COMPUESTOS NITROGENADOS			
Nitrógeno Total (N)	mg/L	10,0	-
IONES			
Cianuro (CN⁻)	mg/L	0,1	0,2
Cloruros (Cl⁻)	mg/L	100,0	200,0
Fluoruros (F⁻)	mg/L	5,0	10,0
GENERALES			
Demanda Química de Oxígeno	mg/L O ₂	150,0	300,0
Demanda Bioquímica de Oxígeno	mg/L O ₂	30,0	45,0
Sólidos Suspendedos Totales	mg/L	35,0	70,0
Sólidos Sedimentables (SSED)	mL/L	1,0	5,0
Material Flotante	mg/L	0,5	-
Grasas y Aceites	mg/L	10,0	50,0
Fenoles	mg/L	0,02	0,02
Sustancias Activas al Azul deMetileno	mg/L	4,0	8,0
HIDROCARBUROS			
Hidrocarburos Totales (HTP)	mg/L	1,0	2,5
Hidrocarburos Aromáticos Polinucleares (HAP)	mg/L	0,05	0,5
BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno)	µg/L	20,0	100,0
Compuestos Orgánicos Halogenados Adsorbibles (AOX)	mg/L	0,05	0,5
NUTRIENTES			
Fósforo Total (P)	mg/L	2,0	4,0
COMPUESTOS NITROGENADOS			
Nitrógeno Total (N)	mg/L	10,0	-
IONES			
Cianuro (CN⁻)	mg/L	0,1	0,2
Cloruros (Cl⁻)	mg/L	100,0	200,0
Fluoruros (F⁻)	mg/L	5,0	10,0
Sulfatos (SO₄²⁻)	mg/L	250,0	500,0
Sulfuros (S²⁻)	mg/L	1,0	2,5
METALES Y METALOIDES			
Aluminio (Al)	mg/L	0,5	1,5
Arsénico (As)	mg/L	0,1	0,3
Bario (Ba)	mg/L	0,5	5,0
Boro (B)	mg/L	0,5	2,0
Cadmio (Cd)	mg/L	0,01	0,1
Cinc (Zn)	mg/L	0,5	2,5

Continuación Tabla. (II). Vertimientos para la industria de extracción de petróleo crudo y gasnatural. Proyecto de norma –Bogotá D.C, mayo 2012.

Cobre (Cu)	mg/L	0,5	1,5
Cromo (Cr)	mg/L	0,2	0,4
Estaño (Sn)	mg/L	1,0	1,5
Hierro (Fe)	mg/L	1,0	2,5
Litio (Li)	mg/L	0,1	2,5
Magnesio (Mg)	mg/L	No definido	No definido
Manganeso (Mn)	mg/L	0,1	3,0
Mercurio (Hg)	mg/L	0,01	0,2
Molibdeno (Mo)	mg/L	0,01	0,1
Níquel (Ni)	mg/L	0,5	2,0
Plata (Ag)	mg/L	0,5	1,0
Plomo (Pb)	mg/L	0,1	0,25
Selenio (Se)	mg/L	0,1	0,25
Vanadio (V)	mg/L	0,5	2,0

Venezuela

Para el caso de la normatividad en Venezuela se seleccionó el decreto 883 (11, octubre, 1995) Por el cual se establece las normas para la clasificación y el control de la calidad de los cuerpos de agua y vertidos o efluentes líquidos, Caracas, 1995.

En el capítulo 3 del presente decreto se menciona en la sección III “de las descargas a cuerpos de agua” el artículo 10 que enuncia lo siguiente:

ARTÍCULO 10.- A los efectos de este Decreto se establecen los siguientes rangos y límites máximos de calidad de vertidos líquidos que sean o vayan a ser descargados, en forma directa o indirecta, a ríos, estuarios, lagos y embalses.

También en la sección IV de “las descargas al medio marino-costero” se menciona el siguiente artículo:

ARTÍCULO 12.- Las descargas al medio marino-costero sólo podrán efectuarse en zonas donde se produzca mezcla rápida del vertido con el cuerpo receptor y cumplirán con los rangos y límites máximos establecidos.

La selección de los anteriores artículos del decreto 883 (11, octubre, 1995) son con el fin de poder realizar una comparación con respecto a los parámetros de descarga permisibles que muestra este decreto contra la normatividad en México y en los distintos países seleccionados. Para fines de practicidad se elaboró en la Tabla 12 una comparación donde se puedan visualizar los rangos y límites máximos de calidad de vertidos líquidos que sean o vayan a ser descargados, en forma directa o indirecta, a ríos, estuarios, lagos y embalses o al medio marino-costero, mismas que podemos observar se encuentran especificadas en los artículos 10 y 12.

Tabla. (12). Límites máximos permisibles en vertimientos (Venezuela). Ley Orgánica de Ambiente, Decreto 883 (11, octubre, 1995). Por el cual se establece las normas para la clasificación y el control de la calidad de los cuerpos de agua y vertidos o efluentes líquidos, Caracas, 1995.

Parámetro	Unidades	Límites máximos permisibles	
		Directo a cuerpos de agua	Medio marino-costero
Aluminio	mg/L	5,0	5,0
Arsénico	mg/L	0,5	0,5
Bario	mg/L	5,0	5,0
Boro	mg/L	5,0	-
Cadmio	mg/L	0,2	0,2
Cianuro	mg/L	0,2	0,2
Cloruros	mg/L	1000	-
Cobalto	mg/L	0,5	0,5
Cobre	mg/L	1,0	1,0
Cromo total	mg/L	2,0	2,0
Estaño	mg/L	5,0	-
Fluoruros	mg/L	5,0	5,0
Fosforo	mg/L	10	10
Hierro	mg/L	10	-
Manganeso	mg/L	2,0	-
Mercurio	mg/L	0,01	0,01
Níquel	mg/L	0,2	2,0
Nitrógeno	mg/L	40	40
Plata	mg/L	0,1	0,1
Plomo	mg/L	0,5	0,5
Selenio	mg/L	0,05	0,2
Sulfatos	mg/L	1000	-
Sulfuros	mg/L	0,5	2,0
Zinc	mg/L	5,0	10
DBO	mg/L	60	60
DQO	mg/L	350	350
Detergentes	mg/L	2,0	2,0
Espumas	mg/L	Ausentes	Ausentes
Sólidos totales	mg/L	1500	1600
Sólidos suspendidos	mg/L	80	-
Sólidos sedimentables	mg/L	1,0	-
Sólidos flotantes	mg/L	Ausente	Ausente
Temperatura	°C	Cambio < 3°C	Actual
pH	mg/L	6-9	6-9
Color	U Pt-Co	500	500
Olor		Ausente	-
Aceites minerales e hidrocarburos	mg/L	20	20

Brasil

Para el caso de Brasil, la normatividad aplicada a la calidad del agua seleccionada fue la resolución 430 del 2011, debido a que en la sección II se encuentran las condiciones (Renovadas y actualizadas) para las emisiones de efluentes en cuerpos de agua, Tabla 13.

Tabla. (13). Límites permisibles en vertimientos para Brasil, resolución 430, 2011.

Parámetros	Valor máximo
pH	05-sep
Temperatura	Menor a 40°C
Material flotante	Nulo
Solidos sedimentables	1 mg/L
Aceites minerales: 20 mg/L Aceites vegetales y grasas animales	
Grasas y aceites	50 mg/L
Parámetros inorgánicos	valores máximos
Arsénico total	0,5 mg/L
Bario total	5,0 mg/L
Boro total (No aplica para liberación de agua salina)	5,0 mg/L
Cadmio total	0,2 mg/L
Plomo total	0,5 mg/L
Cianuro total	1.0 mg/L
Cianuro libre (destilable por ácidos débiles)	0.2 mg/L
Cobre disuelto	1,0 mg/L
Cromo hexavalente	0,1 mg/L
Cromo trivalente	1,0 mg/L
Estaño total	4,0 mg/L
Hierro disuelto	15,0 mg/L
Fluoruro total	10,0 mg/L
Manganeso disuelto	1,0 mg/L
Mercurio total	0,01 mg/L
Níquel total	2,0 mg/L
Nitrógeno amoniacal total	20,0 mg/L
Plata completa	0,1 mg/L
Selenio total	0.30 mg/L
Sulfuro	1,0 mg/L
Zinc total	5,0 mg/L
Parámetros orgánicos	valores máximos
Benceno	1,2 mg/L
Cloroformo	1,0 mg/L
Dicloroetano (suma de 1.1 + 1.2cis + 1.2 trans)	1,0 mg/L
Estireno	0,07 mg/L

Continuación Tabla. (13). Límites permisibles en vertimientos para Brasil, resolución 430, 2011.

Etilbencina	0,84 mg/L
Fenoles totales (sustancias que reaccionan con 4-aminoantipirina)	0,5 mg/L
Tetracloruro de carbono	1,0 mg/L
Tricloroeteno	1,0 mg/L
Tolueno	1,2 mg/L
Xileno	1,6 mg/L

Ecuador

En el caso de Ecuador se seleccionaron las siguientes normas con el fin de mostrar parámetros permisibles en la descarga de agua en cuerpos receptores, así como los parámetros que se marcan en la industria petrolera para el manejo del agua producida y posteriormente incorporarlos a una comparación en el análisis de este capítulo.

Norma de calidad ambiental y de descargas de efluentes: Recurso Agua

La presente norma técnica ambiental revisada y actualizada es dictada bajo el amparo de la Ley de Gestión Ambiental y del Reglamento a la Ley de Gestión Ambiental para la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental y se somete a las disposiciones de éstos, es de aplicación obligatoria y rige en todo el territorio nacional. La presente norma técnica determina o establece:

1. Los principios básicos y enfoque general para el control de la contaminación del agua
2. Las definiciones de términos importantes y competencias de los diferentes actores establecidas en la ley
3. Los criterios de calidad de las aguas para sus distintos usos
4. Los límites permisibles, disposiciones y prohibiciones para las descargas en cuerpos de aguas o sistemas de alcantarillado;
5. Permisos de descarga
6. Los parámetros de monitoreo de las descargas a cuerpos de agua y sistemas de alcantarillado de actividades industriales o productivas, de servicios públicas o privadas
7. Métodos y procedimientos para determinar parámetros físicos, químicos y biológicos con potencial riesgo de contaminación del agua

En el apartado **5.2.4** encontramos las Normas generales para descarga de efluentes a cuerpos de agua dulce mostradas en la Tabla 14

Tabla (14). Límites de descarga a un cuerpo de agua dulce. Ley de Gestión Ambiental para la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental.

Parámetros	Expresado como	Unidad	Límite máximo permisible
Aceites y Grasas.	Sustancias solubles en hexano	mg/L	30,0
Alkil mercurio		mg/L	No detectable
Aluminio	Al	mg/L	5,0
Arsénico total	As	mg/L	0,1
Bario	Ba	mg/L	2,0
Boro Total	B	mg/L	2,0
Cadmio	Cd	mg/L	0,02
Cianuro total	CN ⁻	mg/L	0,1
Cloro Activo	Cl	mg/L	0,5
Cloroformo	Extracto carbón cloroformo (ECC)	mg/L	0,1
Cloruros	Cl ⁻	mg/L	1 000
Cobre	Cu	mg/L	1,0
Cobalto	Co	mg/L	0,5
Coliformes Fecales	NMP	NMP/100 ml	Remoción > al 99,9 %
Color real	Color real	unidades de color	* Inapreciable en dilución: 1/20
Compuestos fenólicos	Fenol	mg/L	0,2
Cromo hexavalente	Cr ⁺⁶	mg/L	0,5
Demanda Bioquímica de Oxígeno (5 días)	DBO ₅	mg/L	50,0
Demanda Química de Oxígeno	DQO	mg/L	100,0
Estaño	Sn	mg/L	5,0
Fluoruros	F	mg/L	5,0
Fósforo Total	P	mg/L	10,0
Hierro total	Fe	mg/L	10,0
Hidrocarburos Totales de Petróleo	TPH	mg/L	20,0
Manganeso total	Mn	mg/L	2,0
Materia flotante	Visibles		Ausencia
Mercurio total	Hg	mg/L	0,005
Níquel	Ni	mg/L	2,0
Nitrógeno amoniacal	N	mg/L	30,0
Nitrógeno Total	N	mg/L	50,0
Compuestos Organoclorados	Organoclorados totales	mg/L	0,05
Compuestos Organofosforados	Organofosforados totales	mg/L	0,1
Plata	Ag	mg/L	0,1
Plomo	Pb	mg/L	0,2
Potencial de hidrógeno	pH		45174
Selenio	Se	mg/L	0,1

Continuación Tabla (14). Límites de descarga a un cuerpo de agua dulce. Ley de Gestión Ambiental y del Reglamento a la Ley de Gestión Ambiental para la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental.

Sólidos Suspendidos Totales	SST	mg/L	80,0
Sólidos totales	ST	mg/L	1 600
Sulfatos	SO ₄ ⁻²	mg/L	1000
Sulfuros	S ⁻²	mg/L	0,5
Temperatura	°C		< 35
Tensoactivos	Activas al azul de metileno	mg/L	0,5
Zinc	Zn	mg/L	5,0

En la misma norma se menciona en el apartado **5.2.4.8** que: Las aguas provenientes de la explotación petrolífera y de gas natural, podrán ser reinyectadas de acuerdo con lo establecido en las leyes, reglamentos y normas específicas, que se encuentren en vigencia, para el sector hidrocarburífero.

Posterior, en el apartado 5.2.5 encontramos las Normas generales para descarga de efluentes a cuerpos de agua marina que se muestran en la Tabla 15

Tabla (15). Límites de descarga a cuerpos de agua marina. Ley de Gestión Ambiental y del Reglamento a la Ley de Gestión Ambiental para la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental.

Parámetros	Expresado como	Unidad	Límite máximo permisible
Aceites y Grasas		mg/L	30,0
Arsénico total	As	mg/L	0,5
Aluminio	Al	mg/L	5,0
Cianuro total	CN-	mg/L	0,2
Cinc	Zn	mg/L	10,0
Cobre	Cu	mg/L	1,0
Cobalto	Co	mg/L	0,5
Coliformes fecales	NMP	NMP/100 ml	10⁸
Color	Color verdadero	unidades de color	* Inapreciable en dilución: 1/20
Cromo hexavalente	Cr+6	mg/L	0,5
Compuestos fenólicos	Fenol	mg/L	0,2
Demanda Bioquímica de Oxígeno (5 días)	DBO5	mg/L	200,0
Demanda Química de Oxígeno	DQO	mg/L	400,0
Hidrocarburos Totales de Petróleo.	TPH	mg/L	20,0
Materia flotante	Visibles		Ausencia
Mercurio total	Hg	mg/L	0,01
Nitrógeno Total	N	mg/L	40,0

Continuación Tabla (15). Límites de descarga a cuerpos de agua marina. Ley de Gestión Ambiental y del Reglamento a la Ley de Gestión Ambiental para la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental.

Potencial de hidrógeno	pH		6-9
Sólidos Suspendidos Totales		mg/L	250,0
Sulfuros	S	mg/L	0,5
Compuestos Organoclorados	Organoclorados totales	µg/L	50,0
Compuestos Organofosforados	Organofosforados totales	µg/L	100,0
Carbamatos	Especies totales	mg/L	0,25
Temperatura	°C		< 35
Tensoactivos	Activas al azul de metileno	mg/l	0,5
* La apreciación del color se estima sobre 10 cm de muestra diluida.			

Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador.

En el Decreto No. 1215, publicado en el Registro Oficial No. 265 de 13 de febrero de 2001, Anexo 2 se encontró que los límites permisibles para el monitoreo ambiental permanente de aguas y descargas líquidas en la exploración, producción, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, inclusive lavado y mantenimiento de tanques y vehículos;

- 4.a) límites permisibles en el punto de descarga de efluentes (descargas líquidas)
- 4.b) límites permisibles en el punto de control en el cuerpo receptor (inmisión)

Como se muestra en las Tablas 16 y 17, tienen que cumplirse los límites establecidos en los dos puntos; quiere decir que, si el efluente cumple con los límites establecidos, pero en el punto de control se sobrepasan los límites, tienen que tomarse las respectivas medidas para disminuir los valores en el efluente hasta cumplir con la calidad exigida en el punto de control (inmisión). Cualquier efluente debe ser oxigenado (aireación) previo a su descarga. La periodicidad de los muestreos y análisis deberá cumplir con lo siguiente: Diario en refinerías y para descargas de perforación durante todo el periodo de perforación; Mínimo una vez al mes en todas las demás instalaciones hidrocarburíferas que generan descargas líquidas y en todas las fases de operación, excepto aquellos referidos en el siguiente punto; Semestralmente para las fases, instalaciones y actividades de almacenamiento, transporte, comercialización y venta de hidrocarburos que generen descargas líquidas.

Tabla (16). límites permisibles en el punto de descarga de efluentes (descargas líquidas). Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador. **Decreto No. 1215**, publicado en el Registro Oficial No. 265 de 13 de febrero de 2001.

a) EFLUENTE (punto de descarga)					
Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite	Promedio	Destino de
			Permisible	Anual	descarga
Potencial hidrógeno	pH	---	5<pH<9	5.0<pH<9.0	Todos
Conductividad eléctrica	CE	μS/cm	<2500	<2000	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/L	<20	<15	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/L	<30	<20	Mar abierto
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/L	<120	<80	Continente
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/L	<350	<300	Mar abierto
Sólidos totales	ST	mg/L	<1700	<1500	Todos
Bario	Ba	mg/L	<5	<3	Todos
Cromo (total)	Cr	mg/L	<0.5	<0.4	Todos
Plomo	Pb	mg/L	<0.5	<0.4	Todos
Vanadio	V	mg/L	<1	<0.8	Todos
Fenoles (3)		mg/L	<0.15	<0.10	Todos

Tabla (17). límites permisibles en el punto de control en el cuerpo receptor (inmisión). Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador. **Decreto No. 1215**, publicado en el Registro Oficial No. 265 de 13 de febrero de 2001. Anexo 2

b) INMISIÓN (punto de control en el cuerpo receptor)					
Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite Permisible (1)	Promedio Anual (2)	Aplicación
Temperatura		°C	+3°C		General
Potencial hidrógeno	pH	---	6.0<pH<8.0	6.0<pH<8.0	General
Conductividad Eléctrica	CE	μS/cm	<170	<120	Continente
Hidrocarburos	TPH	mg/l	<0.5	<0.3	General
Demanda química de Oxígeno	DQO	mg/l	<30	<20	General
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs)	C	mg/l	<0.0003	<0.0002	General

Comparación de la normatividad mexicana con las normas internacionales

Las normas mexicanas e internacionales referentes a la calidad del agua fueron seleccionadas debido a que muestran los límites máximos permisibles de diversos componentes correspondientes al agua producida proveniente de la industria petrolera, así como los límites máximos permisibles de diversos componentes para la descarga del agua proveniente de actividades de la industria que tengan ubicación cercana a cuerpos receptores de agua.

A partir de las normas seleccionadas, en este trabajo, se identificaron similitudes y diferencias; posteriormente se planteó una propuesta de los límites máximos permisibles de contaminantes en aguas residuales provenientes de la industria petrolera a nivel Latinoamérica, la cual podría ser aplicada como referencia para Latinoamérica en caso de que otros países no cuenten con normatividad propia, o bien, se desee consultar para comparación. A continuación, se describe como se llevó a cabo la identificación y organización de las normas:

1. Parámetros para descargas en cuerpos de agua dulce

Para comparar los parámetros de interés para la descarga en cuerpos de agua dulce de las normas que establecen los distintos países, primero se investigó sobre las normas que establecen dichos parámetros, con el fin de conocer las similitudes y diferencias, o en muchos casos se observa que en la normatividad de algunos países no coinciden en varios parámetros. Las normas empleadas para llevar a cabo el análisis son; NOM-001-SEMARNATT-2021 (México); Norma de Calidad Ambiental y de Descarga de Efluentes (Ecuador); Decreto 883, 11, octubre, 1995 (Venezuela); Decreto 1594 de 1984 (Colombia) y Resolución 430 del 2011 (Brasil). Las normas analizadas incluyen hasta 47 parámetros evaluados como se observa en la Figura 27, la cual muestra el número de parámetros que marca por ley cada país para la descarga en cuerpos de agua dulce. La información analizada se organizó en la Tabla 18.

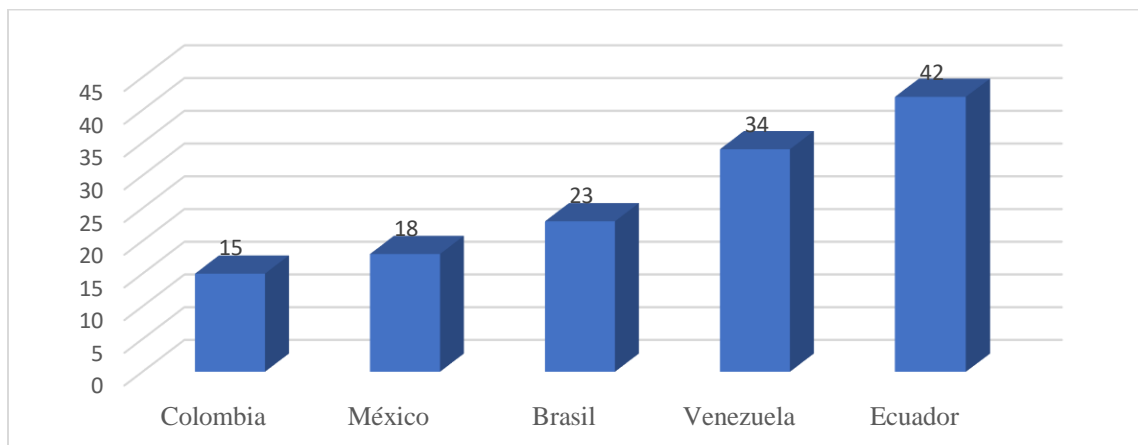


Fig. (27). Parámetros totales registrados por cada país de 46 parámetros evaluados en cuerpos de agua dulce.

Comparación de la normatividad mexicana con las normas internacionales

Tabla (18). Comparación de límites permisibles según distintas normatividades de Latinoamérica para disposición de agua en cuerpos receptores de agua dulce.

Parámetros	Expresado como	Unidad	NOM-001-SEMARNAT-2021		NORMA DE CALIDAD AMBIENTAL Y DE DESCARGA DE EFLUENTES: RECURSO AGUA	Decreto 883 (11, octubre, 1995)	Decreto 1594 de 1984	Resolución 430 del 2011
			Límite máximo permisible México		Límite máximo permisible Ecuador	Límite máximo permisible Venezuela	Límite máximo permisible Colombia	Límite máximo permisible Brasil
			Ríos, arroyos, canales	Embalses, lagos y lagunas				
Temperatura	C°		35	40	< 35	35	40	menor a 40°C
pH	UpH	Unidades de pH	6 a 9	6 a 9	5 a 9	6 a 9	5 a 9	5 a 9
Aceites y Grasas.	Sust. solubles en hexano	mg/L	15	15	30,0	Aceites minerales e hidrocarburos 20 / Aceites y grasas vegetales y animales 20	Remoción del 80% en carga	50
Aluminio	Al	mg/L			5,0	5,0		
Arsénico total	As	mg/L	0.2	0.1	0,1	0,5	0,5	0,5
Bario	Ba	mg/L			2,0	5,0	5,0	5,0
Boro Total	B	mg/L			2,0	5,0	5,0	5,0
Cadmio	Cd	mg/L	0.2	0.1	0,02	0,2	0,2	0,2
Carbono Orgánico Total	COT	mg/L	38	25				
Cianuro total	CN ⁻	mg/L	1	1	0,1	0,2		1,0
Cloro Activo	Cl	mg/L			0,5			
Cloroformo	Ext. carbón cloroformo ECC	mg/L			0,1			
Cloruros	Cl ⁻	mg/L			1 000	1 000		
Cobalto	Co	mg/L			0,5	0,5		
Cobre	Cu	mg/L	4	4	1,0	1,0	3,0	1,0
Coliformes Fecales	NMP	NMP/100 mL			Remoción > al 99,9 %			
Color real	Color real	unidades de color	436 nm, 525 nm, 620 nm	436 nm, 525 nm, 620 nm	* Inapreciable en dilución: 1/20	500 unidades de Pt-Co		
Compuestos Organoclorados	Organoclorados totales	mg/L			0,05			
Compuestos Organofosforados	Organofosforados totales	mg/L			0,1			
Cromo	Cr	mg/L	1	0.5	0,5	2,0	0,5	
Demanda Bioquímica de Oxígeno	DBO ₅	mg/L			50,0	60,0	80	

Comparación de la normatividad mexicana con las normas internacionales

Continuación Tabla (18). Comparación de límites permisibles según distintas normatividades de Latinoamérica para disposición de agua en cuerpos receptores de agua dulce.

Demanda Química de Oxígeno	DQO	mg/L	150	100	100,0	350,0		
Estaño	Sn	mg/L			5,0	5,0		4,0
Fenoles	Fenol	mg/L			0,2	0,5	0,2	0,5
Fluoruros	F	mg/L			5,0	5,0		10,0
Fósforo Total	P	mg/L	15	5	10,0	10,0		
Hidrocarburos Totales de petróleo	TPH	mg/L			20,0			
Nitritos + Nitratos	N	mg/L				10		
Nitrógeno total	N	mg/L	25	15		40		
Materia flotante	Visibles	mg/L				0,01		
Hierro total	Fe	mg/L			10,0	10,0		15,0
Manganeso total	Mn	mg/L			2,0	2,0		1,0
Mercurio total	Hg	mg/L	0,01	0,005	0,01	0,02		0,01
Níquel	Ni	mg/L	2	2	0,2	2		2,0
Nitrógeno amoniacal	N	mg/L			30,0			20,0
Nitrógeno Total	N	mg/L			50,0			
Plata	Ag	mg/L			0,1	0,1		0,1
Plomo	Pb	mg/L	0,5	0,2	0,2	0,5	0,5	0,5
Selenio	Se	mg/L			0,1			0,30
Sólidos sedimentables		mg/L				1,0	1,0	1
Sólidos Suspendidos Totales	SST	mg/L	60	20	80,0	80,0	80,0	
Sólidos disueltos totales (SDT)	ST	mg/L			1 600			
Sulfatos	SO ₄ ⁻²	mg/L			1000	1000		
Sulfuros	S ⁻²	mg/L			0,5	0,5	1,0	1,0
Tensoactivos	Activas al azul de metileno	mg/L			0,5			
Tetracloruro de carbono	Tetracloruro de carbono	mg/L			1,0			
Zinc	Zn	mg/L	10	10	5,0	5,0		5,0

A partir de la Tabla 18 se hace una comparativa de los parámetros de descarga en cuerpos de agua dulce. A continuación, se mencionan algunos puntos relevantes:

- El intervalo de pH que deberá tener el agua para su descarga ronda entre las 5 y las 10 unidades para las normas de todos los países involucrados
- Los límites del aluminio sólo están establecidos en la normatividad de Ecuador y de Venezuela
- México es el único país que no pone un límite permisible de descarga a los parámetros del Bario y el Boro
- Venezuela es el único país que tiene límite máximo permisible para la cantidad de materia flotante
- Todos los países coinciden en el límite para sólidos sedimentables, con excepción de Ecuador
- Ecuador y Venezuela son los únicos países que le ponen un límite máximo permisible a los sulfatos
- México difiere en el límite de sólidos suspendidos totales, con respecto a Colombia, Ecuador y Venezuela los cuales coinciden en el límite máximo permisible para este parámetro
- La temperatura para todos los países está indicada por debajo de 40°C
- Colombia es el único país que no tiene un valor límite para el zinc

2. Parámetros para descargas en cuerpos de aguas en zonas marinas

Para comparar los parámetros de interés aplicados a la descarga en cuerpos de agua correspondientes a zonas marinas, primero se investigó sobre las normas que establecen dichos parámetros, con el fin de conocer las similitudes y diferencias, en ciertos casos se observa que en la normatividad de algunos países no coinciden en varios parámetros. Las normas empleadas para llevar a cabo el análisis son; NOM-001-SEMARNATT-1996 (México); Norma de Calidad Ambiental y de Descarga de Efluentes (Ecuador); Decreto 883, 11, octubre, 1995 (Venezuela); Decreto 1594 de 1984 (Colombia) y Resolución 430 del 2011 (Brasil). Las normas analizadas incluyen hasta 47 parámetros evaluados, ver Figura 28, la cual muestra el número de parámetros que marca por ley cada país para la descarga en cuerpos de agua costa fuera. La información analizada se organizó en la Tabla 19.

Comparación de la normatividad mexicana con las normas internacionales

Tabla (19). Comparación de límites permisibles según distintas normatividades de Latinoamérica para disposición de agua en cuerpos de zonas marinas.

Parámetros	Expresado como	Unidad	NOM-001-SEMARNAT-2021	NORMA DE CALIDAD AMBIENTAL Y DE DESCARGA DE EFLUENTES: RECURSO AGUA	Decreto 883 (11, octubre, 1995)	Decreto 1594 de 1984	Resolución 430 del 2011
			Límite máximo permisible México (promedio mensual)	Límite máximo permisible Ecuador (promedio mensual)	Límite máximo permisible Venezuela (promedio mensual)	Límite máximo permisible Colombia (promedio mensual)	Límite máximo permisible Brasil (promedio mensual)
Temperatura	C°		35	< 35	Actual	40	menor a 40°C
pH	UpH	Unidades de pH	6 a 9	6 a 9	6 a 9	5 a 9	5 a 9
Aceites y Grasas.	Sust. solubles en hexano	mg/L	15	30,0	Hidrocarburos 30 Animales 100	Remoción del 80% en carga	50
Aluminio	Al	mg/L		5,0	5,0		
Arsénico total	As	mg/L	0,2	0,5	0,5	0,5	0,5
Bario	Ba	mg/L		5,0	5,0	5,0	5,0
Boro Total	B	mg/L				5,0	5,0
Cadmio	Cd	mg/L	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Carbono Orgánico Total	COT	mg/L	21				
Cianuro total	CN ⁻	mg/L	2	0,2	0,2		1,0
Cloro Activo	Cl	mg/L					
Cloroformo	Ext. carbón cloroformo ECC	mg/L		0,1			0,1
Cloruros	Cl ⁻	mg/L					
Cobalto	Co	mg/L		0,5			
Cobre	Cu	mg/L	4	1,0		3,0	1,0
Coliformes Fecales	NMP	NMP/100 ml		10 ⁸			
Color real	Color real	unidades de color	436 nm, 525 nm, 620 nm	* Inapreciable en dilución: 1/20	500 unidades de Pt-Co		
Compuestos Organoclorados	Organoclorados totales	mg/L					
Compuestos Organofosforados	Organofosforados totales	mg/L					
Cromo	Cr	mg/L	1	0,5	2,0	0,5	
Demanda Bioquímica de Oxígeno	DBO ₅	mg/L		200,0	60	80	

Comparación de la normatividad mexicana con las normas internacionales

Continuación Tabla (19). Comparación de límites permisibles según distintas normatividades de Latinoamérica para disposición de agua en cuerpos de zonas marinas.

Demanda Química de Oxígeno	DQO	mg/L	85	400,0	350		
Hidrocarburos Totales de petróleo	TPH	mg/L		20,0			
Estaño	Sn	mg/L					4,0
Fenoles	Fenol	mg/L		0,2	0,5	0,2	0,5
Fluoruros	F	mg/L					10,0
Fósforo Total	P	mg/L	15		10		
Nitritos + Nitratos	N	mg/L					
Nitrógeno total	N	mg/L	25				
Materia flotante	Visibles	mg/L					
Hierro total	Fe	mg/L					15,0
Manganeso total	Mn	mg/L					1,0
Mercurio total	Hg	mg/L	0,01	0,01	0,01		0,01
Níquel	Ni	mg/L	2		2,0		2,0
Nitrógeno amoniacal	N	mg/L					20,0
Nitrógeno Total	N	mg/L		40,0	40		
Plata	Ag	mg/L			0,1		0,1
Plomo	Pb	mg/L	0,5		0,5	0,5	0,5
Selenio	Se	mg/L			0,2		0,30
Sólidos sedimentables		mg/L				10	1
Sólidos Suspendidos Totales	SST	mg/L	20	250,0		80,0	
Sólidos disueltos totales (SDT)	ST	mg/L					
Sulfatos	SO ₄ ⁻²	mg/L					
Sulfuros	S-2	mg/L		0,5	2,0	1,0	1,0
Zinc	Zn	mg/l	10	10,0	10		5,0

A partir de la Tabla 19 se hace una comparativa de los parámetros de descarga en cuerpos de agua costa fuera. En este caso Brasil cuenta con la normatividad más completa. México de nuevo se sitúa en el lugar número 4 con 19 parámetros registrados de 47 evaluados, Figura 28. A continuación, se mencionan algunos puntos relevantes:

- México y Ecuador son los únicos países que establecen límite máximo permisible para el parámetro de hidrocarburos totales de petróleo
- Ecuador y Venezuela son los únicos países que establecen límites máximos para la demanda química de oxígeno, pero Ecuador es el que establece un límite mayor para este parámetro
- México, Ecuador y Colombia tienen un límite máximo permisible para los sólidos disueltos totales (SDT), y Ecuador establece un límite mayor para este parámetro
- El intervalo del pH para el agua deberá oscilar entre las 5 a 10 unidades para las normas de todos los países involucrados
- Los límites máximos para el aluminio sólo están establecidos en la normatividad de Ecuador y de Venezuela
- México es el único país que no pone un límite permisible de descarga a los parámetros del bario y el boro
- Venezuela es el único país que establece un límite máximo permisible para el fósforo total
- Brasil es el único país que establece límites máximos permisibles para los siguientes parámetros: estaño, fenoles, hierro, manganeso, nitrógeno amoniacal
- Venezuela es el único país que establece un límite para la cantidad de fósforo total

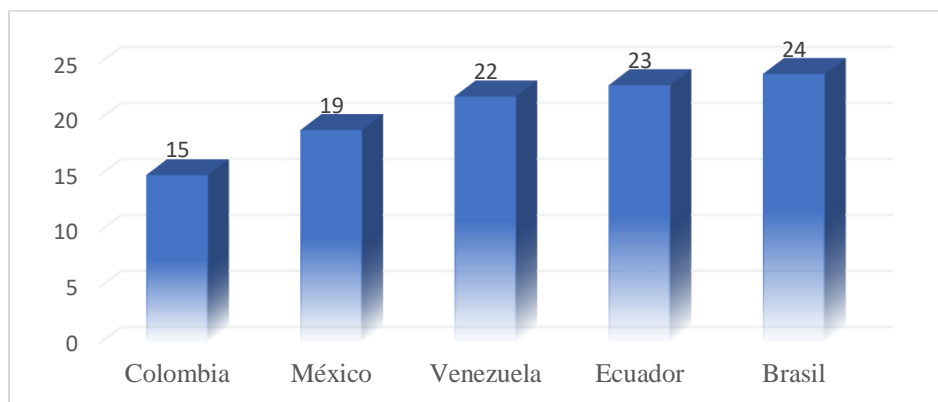


Fig. (28). Parámetros totales registrados por los países de 46 parámetros evaluados en cuerpos de agua costa fuera.

3. Parámetros para el agua proveniente de la industria petrolera

Para comparar los parámetros de interés para la descarga del agua producida proveniente del sector petrolero se emplearon las mismas normas que en los dos casos anteriores, además de; NOM-003-ECOL-1993 y NOM-143-SEMARNAT-2003 (México); Reglamento Sustitutivo Del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (Ecuador) y Proyecto Norma (Colombia). Las normas analizadas incluyen hasta 46 parámetros evaluados como se muestra en la Figura 29, la cual muestra el número de parámetros que marca por ley cada país para la descarga en cuerpos de agua costa fuera.

Comparación de la normatividad mexicana con las normas internacionales

La Figura 29 muestra el número de parámetros que marca cada país, en total se analizaron 39 parámetros. La información analizada se organizó en la Tabla 20. A continuación, se mencionan algunos puntos relevantes:

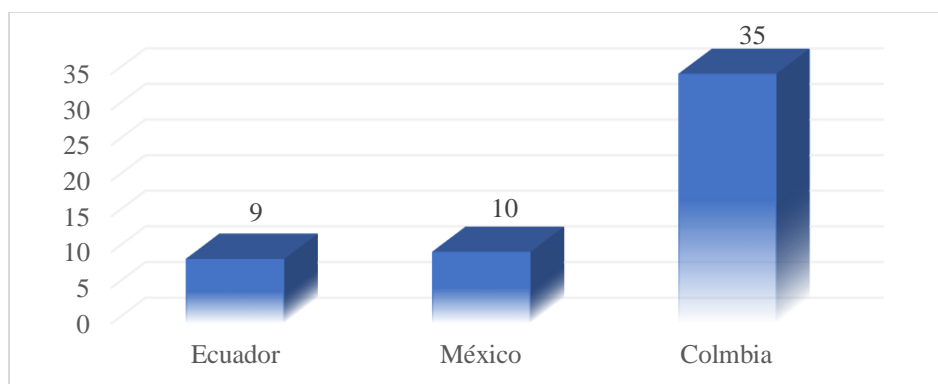


Fig. (29). Parámetros totales registrados por país de 39 parámetros evaluados en límites de la industria petrolera.

- En comparación con las normas de calidad del agua para vertimiento en cuerpos de agua dulce y costa fuera, se encontraron menos normas cuando se trata de los límites máximos para el agua proveniente de la industria petrolera
- El único país que establece límites sobre la cantidad de iones disueltos que puede contener el agua proveniente de las actividades petroleras es Colombia. México no establece límites en estos parámetros
- México no establece un límite para los hidrocarburos aromáticos o BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno) en el agua, los cuales son los más preocupantes por los riesgos a la salud que esto presentan. Colombia es el único país que marca límites
- Los valores que se establecen como límite máximo permisible resultaron demasiado variables. Tal es el caso de la demanda bioquímica de oxígeno (DBO), el plomo (Pb), la cantidad de sólidos disueltos totales (SDT)

Tabla (20). Comparación de límites permisibles según distintas normatividades de Latinoamérica para disposición de agua proveniente de la industria petrolera.

Parámetros	Expresado como	Unidad	NOM-003-ECOL-1993 y NOM-143-SEMARNAT-2003	Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador	Proyecto Norma
			Límite máximo permisible México	Límite máximo permisible Ecuador	Límite máximo permisible Colombia
Temperatura	°C				
pH	pH	Unidades de pH	6 a 9	5 a 9	
Aceites y Grasas.	Sust. solubles en hexano	mg/L	30		10,0
Aluminio	Al	mg/L			0,5
Arsénico total	As	mg/L			0,1
Boro Total	B	mg/L			0,5
Cadmio	Cd	mg/L			0,01

Comparación de la normatividad mexicana con las normas internacionales

Continuación Tabla (20). Comparación de límites permisibles según distintas normatividades de Latinoamérica para disposición de agua proveniente de la industria petrolera.

Cianuro total	CN ⁻	mg/L			0,1
Cloruros	Cl ⁻	mg/L			100,0
Cobre	Cu	mg/L			0,5
Cromo	Cr	mg/L		0,5	0,2
Demanda Bioquímica de Oxígeno	DBO ₅	mg/L	60		30,0
Demanda Química de Oxígeno	DQO	mg/L	100	menor que 120 en continente / menor que 350 en Mar abierto	150,0
Estaño	Sn	mg/L			1,0
Fenoles	Fenol	mg/L	0,5	0,15	0,02
Fluoruros	F	mg/L			5,0
Fósforo Total	P	mg/L			2,0
Hidrocarburos Totales de petróleo	TPH	mg/L	15	menor que 20 en continente / menor que 30 en Mar abierto	1,0
Hidrocarburos Aromáticos Polinucleares (HAP)		mg/L			0,05
BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno)		µg/L			20,0
Compuestos Orgánicos Halogenados Absorbibles (AOX)		mg/L			0,05
Nitrógeno total	N	mg/L			10,0
Hierro total	Fe	mg/L			1,0
Manganeso total	Mn	mg/L			0,1
Mercurio total	Hg	mg/L			0,2
Níquel	Ni	mg/L			0,1
Fósforo Total	P	mg/L			2,0
Plata	Ag	mg/L			0,5
Plomo	Pb	mg/L		0,5	0,1
Selenio	Se	mg/L			0,1
Sólidos sedimentables		mg/L			1,0
Sólidos Suspendedos Totales	SST	mg/L	70		35,0
Sólidos disueltos totales (SDT)	ST	mg/L	500	1700	
Sulfatos	SO ₄ ⁻²	mg/L			250
Sulfuros	S-2	mg/L	0,2		1
Cromo hexavalente		mg/L	0,05		
Vanadio	V	mg/L		0,1	0,5
Molibdeno	Mo	mg/L			0,01

Colombia es el país que cuenta con la normatividad más completa en materia de calidad de agua proveniente de la industria petrolera, mientras que México y Ecuador se encuentran muy por debajo en el número de parámetros establecidos por ley, inclusive para algunos países no fue posible encontrar una referencia sobre los límites máximos permisibles para este tipo de agua. Por lo tanto, este trabajo presenta una propuesta que podría aplicarse a nivel Latinoamérica ya que considera la

Comparación de la normatividad mexicana con las normas internacionales

información pública disponible sobre el agua proveniente de la industria petrolera. La Tabla 21 presenta la información colectada límites máximos permisibles aplicados al agua proveniente de la industria petrolera para Latinoamérica considerando; que para cada parámetro se comparó que estuviera establecido en todas las normas revisadas, destacando los límites máximos permisibles más rigurosos. En caso de que solo un país tenga un límite permisible aplicado al parámetro evaluado, este será tomado como la referencia para la propuesta de norma aplicable en Latinoamérica.

Tabla. (21). Propuesta de límites máximos permisibles aplicados al agua proveniente de la industria petrolera para Latinoamérica.

Límites permisibles en actividades petroleras			
Parámetros	Expresado como	Unidad	Propuesta de límites máximos permisibles para Latinoamérica
Temperatura	C°		40
pH	pH	Unidades de pH	5 a 9
Aceites y grasas.	Sustancias. solubles en hexano	mg/L	30
Aluminio	Al	mg/L	0,5
Arsénico total	As	mg/L	0,1
Bario	Ba	mg/L	0,5
Boro total	B	mg/L	0,5
Cadmio	Cd	mg/L	0,01
Cianuro total	CN ⁻	mg/L	0,1
Cloruros	Cl ⁻	mg/L	100,0
Cobre	Cu	mg/L	0,5
Cromo	Cr	mg/L	0,5
Demanda bioquímica de oxígeno	DBO ₅	mg/L	30
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/L	menor que 120 en continente / menor que 350 en Mar abierto
Estaño	Sn	mg/L	1,0
Fenoles	Fenol	mg/L	0,5
Fluoruros	F	mg/L	5,0
Fósforo total	P	mg/L	2,0
Hidrocarburos totales de petróleo	TPH	mg/L	menor que 20 en continente / menor que 30 en Mar abierto
Hidrocarburos aromáticos polinucleares (HAP)	mg/L		0,05
BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno)	µg/L		20,0
Compuestos orgánicos halogenados adsorbibles (AOX)	mg/L		0,05
Nitrógeno total	N	mg/L	10,0
Hierro total	Fe	mg/L	1,0
Manganeso total	Mn	mg/L	0,1
Mercurio total	Hg	mg/L	0,2
Níquel	Ni	mg/L	0,1
Fósforo Total	P	mg/L	2,0
Plata	Ag	mg/L	0,5
Plomo	Pb	mg/L	0,5
Selenio	Se	mg/L	0,1
Sólidos sedimentables		mg/L	1,0
Sólidos suspendidos totales	SST	mg/L	70
Sólidos disueltos totales (SDT)	ST	mg/L	1700
Sulfatos	SO ₄ ⁻²	mg/L	250
Sulfuros	S ⁻²	mg/L	0,2
Cromo hexavalente		mg/L	0,05
Vanadio	V	mg/L	0,1
Molibdeno	Mo	mg/L	0,01

Referencias de normas en América del Norte

La Tabla 24 se creó tomando como guía los parámetros establecidos en las normas de calidad de agua proveniente de la industria petrolera en México y otros referentes de Latinoamérica. En dicho análisis se observa que los países en Latinoamérica tienen límites semejantes en sus parámetros. A continuación, se analizarán normas de Estados Unidos y de Canadá con el fin de comparar cómo cambian las normas en estas regiones, también, como se establecen los límites dependiendo el uso y que tipo de sanciones se aplican en estos países dado el incumplimiento de dichas normas.

Normatividad aplicada al agua en Alberta Canadá

El departamento del medio ambiente de Alberta (1982), menciona que: “Hay muchas demandas legítimas sobre los recursos de agua de Alberta. Algunas de las demandas incluyen: agua para la provisión pública, para la industria, la agricultura, la recreación y para la preservación de los peces, la vida salvaje y la estética de las áreas cercanas a la cuenca de agua. Ninguna acción que ponga en peligro los usos legítimos o provoque un deterioro del medio ambiente acuático en general debe ser permitida. Con base en esto Alberta desarrolló objetivos de calidad del agua”.

Entre todas las propiedades establecidas para el agua, la calidad de agua aceptable (medida en relación con parámetros biológicos, físicos y químicos significativos) varía de acuerdo con cada requerimiento en particular. Alberta, en asociación con Saskatchewan y Manitoba, establecieron una guía de calidad mínima de agua que permite el uso más sensible. De esta manera, todas las otras demandas de menor calidad o demandas más tolerantes también se incluyen. Los objetivos de calidad de agua de superficie para Alberta se presentan en la Tabla 22. Los valores numéricos establecidos para los varios parámetros listados en dicha tabla representan un objetivo que debe ser alcanzado o sobrepasado.

“En algunas regiones de la provincia las condiciones naturales resultan con niveles de ciertos metales, nutrientes y otros parámetros de calidad de agua que exceden aquellos presentados como objetivos. Esto no significa que los objetivos deben ser revisados para explicar estas situaciones particulares. Por el contrario, estos casos individuales serán tratados como especiales y revisados con detalle. Los objetivos de calidad de agua se superficie se aplican a todas las aguas de superficie de Alberta”. (Departamento Medio Ambiente de Alberta, 1982)

Tabla. (22). Criterios de Calidad del Agua de Superficie Provincia de Alberta, 1982.

Parámetros	Limites o Máxima concentración
Bacteriología (Grupo Coliforme)	Agua para tratamiento y distribución como suministro potable o que se usa para la recreación al exterior, diferente al contacto directo, por los menos el 90 % de las muestras (no menos de 5 muestras en cualquier período consecutivo de 30 días) deberá tener una densidad coliforme total de no menos de 5.000 por 100 mL y una densidad coliforme fecal de menos de 1000 por 100 mL.
	Para contacto directo en recreación o para la irrigación de plantaciones de vegetales, el promedio geométrico de no menos de 5 muestras tomadas durante un período no mayor de 30 días no debe exceder 1000 por 100 mL de coliformes en total, ni 200 por 100 mL de coliformes fecales, ni exceder estos números en más del 20 % de las muestras examinadas durante cualquier mes, ni exceder 2.400 por 100mL de coliformes totales en ningún día.
Oxígeno disuelto	Un mínimo de 5 mg/L en cualquier momento dado.

Referencias de normas en América del Norte

Continuación Tabla. (22). Criterios de Calidad del Agua de Superficie Provincia de Alberta, 1982.

Demanda bioquímica de oxígeno	Dependiendo de la capacidad de asimilación del agua receptora, esta demanda bioquímica de oxígeno debe exceder el límite que crearía un contenido de oxígeno disuelto de menos de 5 mg/L.	
Sólidos suspendidos	No se incrementarán en más de 10 mg/L sobre el valor del ambiente.	
pH	Dentro del rango de 6.5 a 8.5 unidades de pH pero no alteradas en más de 0,5 unidades de pH del valor del ambiente.	
Temperatura	No se incrementará en más de 3° C por encima de la temperatura ambiente del agua.	
Olor	El número de umbral de olor frío (20 °C) no debe exceder 8.	
Color	No se incrementará en más de 30 unidades por encima del valor natural.	
Turbidez	No excederá más de 25 unidades Jackson sobre la turbidez natural.	
Químicos orgánicos	Extracto de cloroformo carbónico (incluye extracto de alcohol carbónico)	0.2 (mg/L)
	Mercaptano de metilo	0.05 (mg/L)
	Sustancias activas de azul de metileno	0.5 (mg/L)
	Aceite y grasa iridiscente	sustancialmente brillo
	Fenolio	0.005 (mg/L)
	Ácidos de resina	0.1 (mg/L)
Pesticidas	Para proporcionar concentraciones razonablemente seguras de estos materiales en las aguas receptoras, una aplicación no debe exceder 1/100 del T1m de 48 horas. No se puede usar ningún pesticida en Alberta a menos que haya sido registrado en el Acta de Productos de Control de Pestes. Cualquier pesticida que se usa en o cerca de agua (dentro de los 100 pies lineales) debe ser aprobado por el Departamento del Medio Ambiente con un permiso y de acuerdo con el Acta de Químicos de la Agricultura.	
Químicos tóxicos	Arsénico	0.01(mg/L)
	Bario	1.0(mg/L)
	Cadmio	0.01(mg/L)
	Cromo	0.05(mg/L)
	Cianuro	0.01(mg/L)
	Plomo	0.05(mg/L)
	Mercurio	0.0001(mg/L)
	Selenio	0.01(mg/L)
	Plata	05(mg/L)
Radioactividad	Beta total que no exceda 1.000 pCi/l	
	Radio 226 que no exceda 3 pCi/l	
	Estroncio que no exceda 10 pCi/l	
Químicos inorgánicos	Boro	0.5 (mg/L)
	Cobre	02 (mg/L)
	Fluoruro	1.5 (mg/L)
	Hierro	0.3 (mg/L)
	Manganeso	0.05 (mg/L)
	Nitrógeno (orgánico e inorgánico total)	1.0 (mg/L)
	Fósforo como PO ₄ (orgánico e inorgánico total)	0.15 (mg/L)
	Sodio (mg/L)	0-75
	Sulfhídrico	0.05 (mg/L)
	Zinc	0.05(mg/L)

Normatividad y usos aplicables al agua de Producción en los Estados Unidos

El agua producida se genera en grandes volúmenes en todo el Oeste de los Estados Unidos, más del 80% de toda el agua producida del país provenientes de la explotación de petróleo convencional y no convencional se produce en Texas, Oklahoma, Kansas, California y la región de las Montañas Rocosas, incluidos Montana, Wyoming, Utah, Colorado y Nuevo México. Dado el gran volumen de agua generado durante las operaciones, el agua podría considerarse un recurso hídrico alternativo en lugares que experimentan escasez de agua. (Guerra K. , 2011)

Dicha agua producida podría usarse para aumentar los suministros de agua convencionales como pueden ser la irrigación y abrevadero de ganado, aumento de caudal y aplicaciones industriales. Es necesario abordar los problemas referentes a la calidad del agua producida la con el fin de aplicar usos beneficiosos de ésta. Por ejemplo, para los fines agrícolas, la mayoría de las fuentes de agua producida contienen niveles elevados en sodio y alta conductividad que requieren tratamiento para eliminar la posibilidad de daños a los cultivos y al ganado. En algunos estados, los volúmenes de agua producidos son los suficientemente grandes como para hacer una contribución significativa a la demanda de agua para riego y ganado (Guerra K. , 2011).

Presencia geográfica del agua producida en los Estados Unidos

Así mismo, Katie Guerra (2011) menciona que: “Para recursos de hidrocarburos en los Estados Unidos, tanto convencionales como no convencionales; los estados del Oeste que contienen más de 25,000 pozos de petróleo incluyen a los estados de California, Kansas, Oklahoma y Texas, mientras que los estados que contienen más de 25,000 pozos de gas incluyen Colorado, Kansas, Nuevo México, Oklahoma, Texas y Wyoming. Los yacimientos de petróleo comúnmente contienen mayores volúmenes de agua que los yacimientos de gas, para los pozos convencionales. Los estados con los que mayores volúmenes de agua producida deben incluir: California, Kansas, Oklahoma y Texas”. En la Figura 30 se muestra las cantidades de agua producida por estado en el oeste de los Estados Unidos.

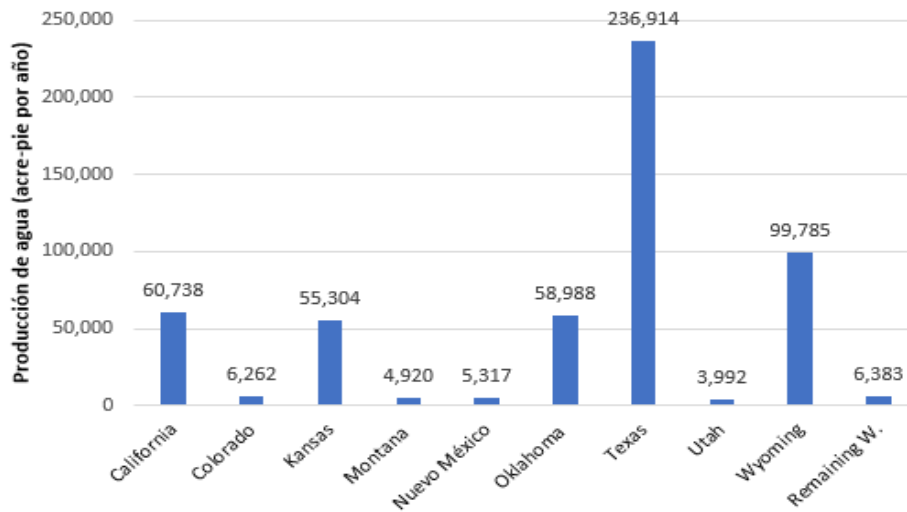


Fig. (30). Agua producida por estado en el Oeste de los Estados Unidos clasificada por estado (Guerra K. , 2011).

A parte de los estados de Texas, Kansas, California y Oklahoma, en la Fig. 30 también se observa que uno de los estados con mayor producción de agua es Wyoming, de hecho, dicho estado se encuentra asociado con los segundos volúmenes más altos de agua producida en el oeste de los Estados Unidos. Wyoming genera cantidades sustanciales de agua debido a la gran cantidad de pozos de metano en capas de carbón en la cuenca del Río Powder. Los pozos de petróleo y gas convencionales complementan este volumen; sin embargo, los pozos no convencionales representan un aporte significativo. El estado de Texas domina el número total de pozos en recursos convencionales con el 45% del gas y el 36% de los pozos de petróleo en el oeste de los Estados Unidos. Texas también domina la generación de agua producida con un 44% o 236,914 mil acres-pie por año. Este es un volumen de agua significativo para el Estado si dicho fluido se gestiona como recurso hídrico en lugar de como producto de desecho (Guerra K. , 2011).

Uso del agua producida en Estados Unidos

Como se ha mencionado en este trabajo, el agua producida proveniente de los pozos petroleros y de gas comúnmente se considera un desecho. A pesar de esto el agua producida tiene el potencial de usarse para compensar la demanda de este fluido y la asignación excesiva de suministros para el mismo. Por lo tanto, el valor de tratar y gestionar el agua producida para su uso con fines beneficiosos dependerá de la situación específica, incluido el volumen, las características del agua y el uso propuesto. El manejo del agua producida es costoso, dentro de los costos se incluyen llevar el agua a superficie, reinyectar el agua en la formación y el hecho de transportar grandes cantidades de agua. A menudo, el transporte de grandes volúmenes de agua es tan costoso que el agua producida se puede tratar en el sitio, incluida la desalinización, a un costo menor. Actualmente, los costos por barril para dichos medios varían, dependiendo del sistema que se desee utilizar: Ducto: \$0.08 centavos, Buque: \$0.15 centavos, Tren: \$0.48 centavos, Autotransporte: \$1.08 pesos.

Volúmenes de agua producida en comparación con las demandas de uso

Para determinar el volumen de agua producida y el volumen de agua para usos diversos en los Estados Unidos, se utilizó información de dos estudios. El primer estudio proporcionó información completa sobre el agua producida titulado; “Un libro blanco que describe el agua producida a partir de la producción de petróleo crudo, gas natural y metano de lecho de carbón”. Esta publicación estimó los volúmenes anuales de agua producida en los Estados Unidos para 1985, 1995 y 2002. El Servicio Geológico de Estados Unidos (USGS) también ha realizado estudios exhaustivos sobre el uso del agua en los Estados Unidos para 2000 y 2005. Combinando los datos proporcionados en esos estudios, la siguiente información se extrajo para el oeste de los Estados Unidos (Guerra K. , 2011).

Los volúmenes referentes al agua dulce que son utilizados anualmente en los estados del oeste van desde un aproximado de 600 mil acre-pie por año (AFY) en Dakota del sur hasta 43,000 (AFY) en California. En la Figura 31 se presentan los usos del agua por cada estado. En la mayoría de los estados, el riego es la actividad que mayor uso de agua demanda en el oeste de los Estados Unidos. Sin embargo, se aprecia un consumo elevado de agua para la generación de energía termoeléctrica en Kansas, Nebraska y Texas.

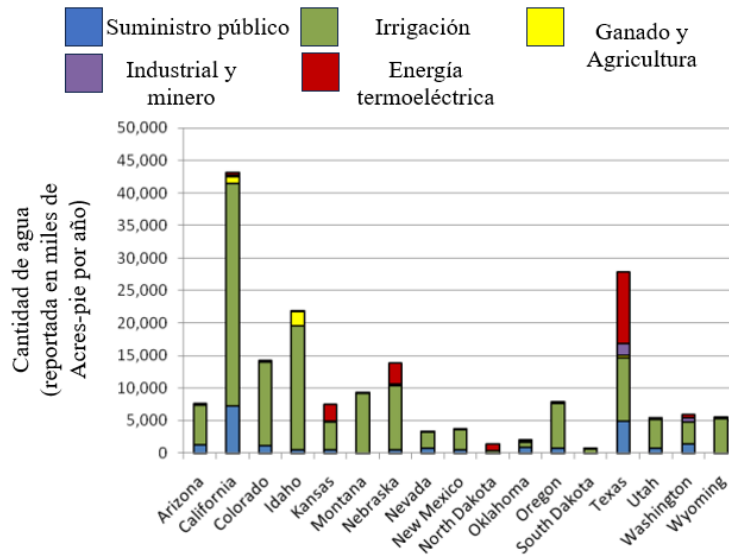


Fig. (31). Uso de agua dulce en el oeste de los Estados Unidos (Guerra K. , 2011).

El estado de Texas requiere de cantidades significativas en comparación con el resto de los estados para aplicaciones en el sector minero. Por otro lado, California y Texas emplean más agua anualmente para el suministro y consumo público que los estados occidentales como Nevada, Nuevo México, Dakota del Norte, Oklahoma y Dakota del Sur. La producción de petróleo y gas es muy significativa en las regiones áridas del oeste de los Estados Unidos y, en consecuencia, produce grandes cantidades anuales de agua producida. En el oeste de los Estados Unidos (1487 AFY en el año 2002), los volúmenes de agua producidos tienen el potencial de contribuir al suministro general de agua utilizado por cada estado. Texas produce la mayor cantidad de agua; casi el doble que la utilizada en el estado para la ganadería y la agricultura ver Tabla 23.

Tabla. (23). Uso y generación del agua producida en el oeste de los Estados Unidos. Gestión y uso beneficioso del agua producida por petróleo y gas en el oeste de los Estados Unidos (Guerra K. , 2011).

Estado	Suministro público (m ³ /día)	Irrigación (m ³ /día)	Ganado y Agricultura (m ³ /día)	Industrial, Minería, Termoeléctrico (m ³ /día)	Uso total de agua (m ³ /día)	Agua producida generada(m ³ /día)
Arizona	4255.50	20763.58	Sin registro	788.05	25807.14	0.03
California	24601.0	117180.6	3635.33	2165.44	147582.45	575.62
Colorado	3717.57	43857.06	Sin registro	993.63	48568.27	58.24
Idaho	1267.74	65442.96	7705.82	212.43	74628.96	Sin registro
Kansas	1678.90	14253.54	445.42	9004.40	25382.27	524.22
Montana	644.150	30562.89	Sin registro	657.85	31864.9	47.96
Nebraska	1452.76	33783.64	Sin registro	11467.93	46704.34	23.98
Nevada	2501.22	8086.146	359.76	181.59	11128.73	Sin registro
Nuevo México	1257.46	10998.53	Sin registro	256.97	12512.96	51.39

Continuación Tabla. (23). Uso y generación del agua producida en el oeste de los Estados Unidos. Gestión y uso beneficioso del agua producida por petróleo y gas en el oeste de los Estados Unidos (Guerra K. , 2011).

Dakota del norte	291.238	558.4923	Sin registro	3532.54	4382.28	34.26
Oklahoma	2693.09	2754.772	640.72	671.56	6760.15	558.49
Oregon	2466.96	23333.33	Sin registro	808.61	26608.90	Sin registro
Dakota del sur	397.454	1432.207	161.38	41.11	2031.81	1.37
Texas	16744.4	33166.90	1185.51	44131.17	95228.08	2240.82
Utah	2511.50	14836.02	445.42	503.67	18296.62	37.67
Washington	4385.70	11649.53	Sin registro	4210.96	20246.20	Sin registro
Wyoming	431.718	17302.98	Sin registro	1260.89	18995.59	945.66
Total	71295.1	449963.2	14582.47	80888.87	616729.72	5094.95

En la Tabla 23 se observan los volúmenes de agua que se generan en los distintos usos señalados para cada estado en el oeste de los Estados Unidos. A continuación, se destaca lo siguiente:

- Texas tiene 25,145,561 habitantes (para el año 2010), es el segundo estado más poblado de EUA con 695,621 km², de extensión (el segundo del país más extenso). (EXTERIORES, 13 de Febrero, 2020) . Texas produjo mil 780 millones de barriles de petróleo, el 43% de la producción total de EUA en 2020. Sandoval (2021) reportó que: “Texas es consistentemente el estado que produce la mayor cantidad de petróleo en gran parte debido al pérmico, una cuenca petrolera que produce 5.8 millones de barriles por día, que es más que cualquier otra cuenca del país”

Para todas las actividades de las distintas industrias, el estado de Texas ocupa un volumen total de agua de 95228.08 (m³/día), de dicho volumen el agua producida aporta 2240.882 (m³/día), mientras que el sector de ganado y agricultura ocupa 1185.51 (m³/día). Entonces el volumen de agua que se genera por la producción de pozos petroleros en Texas es mayor que el volumen de agua que se ocupa en el sector del ganado y la agricultura, así que el volumen de agua producida sometido a tratamientos puede utilizarse para satisfacer los volúmenes que se usan para el ganado y la agricultura. Esto sería un gran aprovechamiento del agua producida recordando que el ganado y agricultura representa un 2% de la demanda total de agua anual en el estado de Texas

- Oklahoma cuenta con una población de 3,986,639 habitantes en una extensión de 181,037 km² (Oklahoma - EcuRed, 2015). El estado de Oklahoma consume 6,760.15 m³/día. Mientras que el volumen de agua producida es de 558.49 (m³/día). En el caso de Oklahoma para el sector del ganado y la agricultura se ocupan 640.72 (m³/día), mientras que para los sectores mineros, industriales y termoeléctrico se tiene registrado un volumen de 671.56 (m³/día). Por lo tanto, el agua producida en el estado de Oklahoma podría aportar agua a los sectores mencionados, así como al petrolero
- El estado de Kansas tiene una población de 2,934,582 habitantes y una extensión territorial de 213,100 km². En el estado se consumen 25,382.27 (m³/día). Como se ha mencionado es uno de los estados que tiene una de las producciones de agua más altas, derivada de sus pozos petroleros. Los volúmenes de agua producida que genera son de 524.22 (m³/día). El estado de Kansas requiere 445.42 (m³/día) de agua en el sector del ganado y la agricultura, dicho volumen puede ser justificado con el aprovechamiento de los volúmenes del agua producida

A continuación, en la Figura 32 se muestra una comparación de los volúmenes de agua utilizados en algunas actividades por los estados mencionados en los ejemplos correspondientes a Texas, Oklahoma y Kansas.

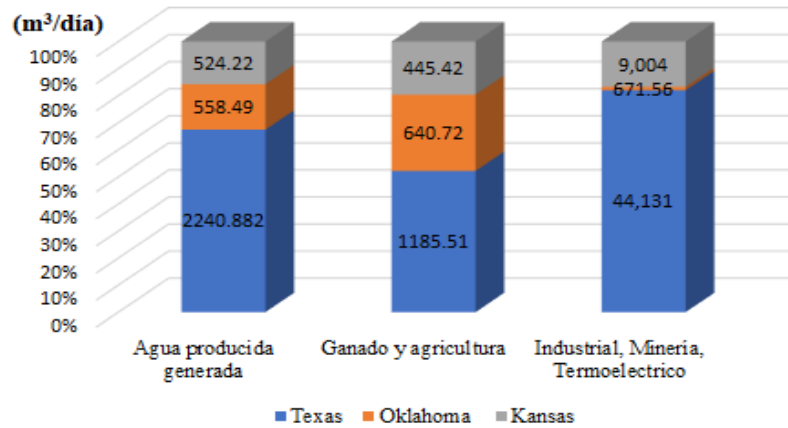


Fig. (32). Volúmenes producidos de agua en algunos sectores correspondientes a estados del oeste de los Estados Unidos. Uso y generación del agua producida en el oeste de los Estados Unidos. Gestión y uso beneficioso del agua producida por petróleo y gas en el oeste de los Estados Unidos (Guerra K. , 2011).

En la Figura 32 se aprecia que el estado de Texas es el estado que maneja mayores volúmenes de agua producida proveniente de pozos petroleros, seguido del estado de Oklahoma y Kansas. En cuestiones del sector de ganado y agricultura, Oklahoma es el estado que más agua utiliza. Ahora que se mostró que los volúmenes de agua que producen los pozos petroleros del oeste de los Estados Unidos pueden resultar eficientes en cubrir la demanda de agua en distintos sectores es importante observar algunos de los usos beneficiosos que se le pueden aplicar a las salmueras petroleras.

Usos beneficiosos del Agua Producida en los Estados Unidos

Los siguientes usos beneficiosos del agua producida mostrados en la Figura 33 no representan una lista completa, pero se proporcionan como ejemplos en los que se puede dar aplicación al agua producida de campos petroleros. Estos ejemplos fueron elegidos debido a la naturaleza variable del consumidor, la cantidad de agua y los criterios de calidad del agua requeridos. Para este trabajo se consideran los usos aplicados al bebedero del ganado y la irrigación, definiendo los límites máximos permisibles que debe cumplir el agua para dichas actividades.

Es importante señalar que primero se tienen que evaluar las propiedades del agua producida y se deben obtener los permisos adecuados para su utilización. La información sobre las pautas reglamentarias y los permisos está disponible a través del sitio web en línea del Laboratorio Nacional de Tecnología Energética del DOE “Sistema de información de gestión del agua producida” creado por “Argonne National Laboratories” como un recurso de información técnica y reglamentaria para la gestión del agua producida, incluidas las prácticas actuales, las reglamentaciones estatales y federales y las pautas para prácticas de gestión óptimas (Veil, 2009).



Fig. (33). Ejemplos de usos beneficiosos para el agua producida (Guerra K. , 2011).

Bebedero para el ganado

El año 2000, El Servicio Geológico de Estados Unidos USGS (por sus siglas en inglés), estimó que: “El uso del agua para el ganado representaba las actividades correspondientes a abrevadero del ganado, los corrales de engorde, las operaciones lecheras y otras necesidades de la granja, así como de las instalaciones para los animales y los productos, el saneamiento y lavado de las instalaciones lecheras, los sistemas de eliminación de desechos de animales y las pérdidas de agua incidentales. Dichas actividades representaron 1,760 millones de galones por día de agua dulce. Esto representó menos del 1% del uso de agua en los Estados Unidos; sin embargo, el 50% del consumo provino de California, Texas y Oklahoma”. Estos estados representaron el 53% de la producción de agua producida en 2002 a nivel nacional (Clark y Veil 2009). Los requerimientos de agua del ganado dependen del animal y están influenciados por varios factores como la actividad, el consumo de alimento y la temperatura ambiental (Lardy, Stoltenow et al. 2008). La Tabla 24 es un resumen de los volúmenes de agua requeridos para diferentes especies. Los requisitos de agua varían a lo largo del año; y el sexo y el tamaño de un animal también afectan el consumo de agua estimado. Para abarcar estas variaciones, la tabla proporciona un rango estimado de consumo diario de agua para cada especie de ganado. Para las especies de pastoreo, como las vacas y los caballos, las fuentes de agua en las tierras de pastoreo son importantes en las regiones ganaderas.

Tabla. (24). Consumo diario agua por especie de ganado (Guerra K. , 2011).

Consumo del volumen diario para el ganado		
Grupo de animales	consumo de agua	Unidades
Ganado	3,5 a 23	galones/día
Ovejas	1.5 a 3	galones/día
Cerdos	0,5 a 5,5	galones/día
Caballos	6,0 a 18	galones/día

Si bien el ganado puede tolerar agua de menor calidad que los humanos, se deben hacer algunas consideraciones importantes al evaluar una posible fuente de agua. Los altos niveles de iones específicos y la salinidad pueden dañar a los animales. Las concentraciones de constituyentes adicionales incluyen al sulfato y la alcalinidad, los cuales no deben superar los 2000 mg/l y un pH entre 5,5 y 8,5 para abrevar al ganado. La concentración límite de sólidos disueltos totales (TDS) Tabla 28, de 10,000 mg/L para su uso en el ganado (Lardy, Stoltenow et al. 2008). Las categorías específicas de TDS se describen en la Tabla 25, los requisitos de TDS varían entre especies, y ciertas especies son más susceptibles a los impactos del consumo de agua salada que otras. Además, se indican los periodos de tiempo relativos en los que se puede utilizar agua de cierta calidad. Es importante considerar no solo la calidad del agua sino también la duración del consumo al predecir los efectos adversos.

Tabla. (25). Categorías de TDS para agua de ganado (Guerra K. , 2011).

Categoría TDS	Rango de TDS	Descripción
Nivel 1	< 1000	Satisfactorio
Nivel 2	1000 a 2999	Enfermedad transitoria leve satisfactoria

Continuación Tabla. (25). Categorías de TDS para agua de ganado. (Guerra K. , 2011)

Nivel 3	3000 a 4999	Satisfactorio para el ganado, aumento de la mortalidad avícola
Nivel 4	5000 a 6999	Razonable para el ganado, inseguro para las aves de corral
Nivel 5	7000 a 10,000	No apto para aves y cerdos, aceptable a corto plazo para ganado
Nivel 6	> 10,000	No recomendado

La calidad del agua es una consideración importante para el abrevadero del ganado. Es necesario cumplir con los límites específicos para brindar protección al ganado. Aunque los requisitos de agua para el ganado son relativamente bajos, los pozos de petróleo y gas en propiedades arrendadas a agricultores y ganaderos representan una fuente local de agua disponible para su uso. El uso de agua producida para abrevar al ganado es conveniente, dadas las grandes áreas ganaderas en áreas que producen grandes volúmenes de agua producida. Estas áreas superpuestas incluyen estados como Oklahoma, Wyoming, Texas y California. (Guerra K. , 2011)

Irrigación

En la mayoría de los estados, el riego representa la mayor parte del uso de agua dulce. En estimaciones para el oeste de los Estados Unidos, el riego representó más del 70% del uso total de agua del estado (USGS 2005). El agua utilizada para el riego se recupera con menos facilidad que el agua utilizada para el consumo público. La pérdida de agua se produce por la transpiración de las plantas y por la evaporación, durante el riego o durante el transporte. A nivel nacional, el 59% del agua de riego proviene de fuentes de agua superficial; mientras que, en el oeste de los Estados Unidos, el 64% se abastece de recursos hídricos superficiales. Casi una cuarta parte de la discrepancia del 5 % entre la dependencia del oeste de los Estados Unidos y la nación de las fuentes de agua superficial podría ser abastecida por los recursos hídricos producidos descargados en arroyos y canales para ser utilizados río abajo para usos como el riego. El riego no solo requiere grandes volúmenes de agua, sino que también tiene criterios estrictos de calidad. Específicamente para el agua producida, la salinidad (adsorción de sodio) es un criterio importante para garantizar que no se dañe a los cultivos. El índice de adsorción de sodio (SAR) es un cálculo de la idoneidad de una fuente de agua para riego, ver ecuación 1.

$$SAR \text{ o RAS (Relación de adsorción de sodio)} = \frac{Na^+}{\sqrt{\frac{Ca^{2+} + Mg^{2+}}{2}}} \dots Ec(1)$$

Las concentraciones de sodio (Na^+), calcio (Ca^{+2}) y magnesio (Mg^{+2}) están en miliequivalentes por litro. Cuando el agua de riego tiene valores altos de SAR, por encima de tres, se necesita mucho más control de la acumulación de sal. Se puede usar agua con SAR alto si se aplica suficiente agua para lavar las sales debajo de la zona de raíces de los cultivos. Los autores Ayers y Westcot (1994), mencionan que: “La relación de adsorción del sodio (RAS) y la conductividad eléctrica (EC_w) del agua deben considerarse en conjunto para determinar el efecto probable del uso del agua para riego,

ver Figura 34. Cuando la fuente de agua tiene una conductividad más alta, existe un mayor potencial de daño por sal a niveles más bajos de (RAS). La conductividad eléctrica (EC_w) normalmente se expresa decisiemens por metro (dS/m). Dada la naturaleza salina del agua producida con alto contenido de sodio, el (RAS) y (EC_w) se consideran parámetros importantes para considerar antes de su uso”.

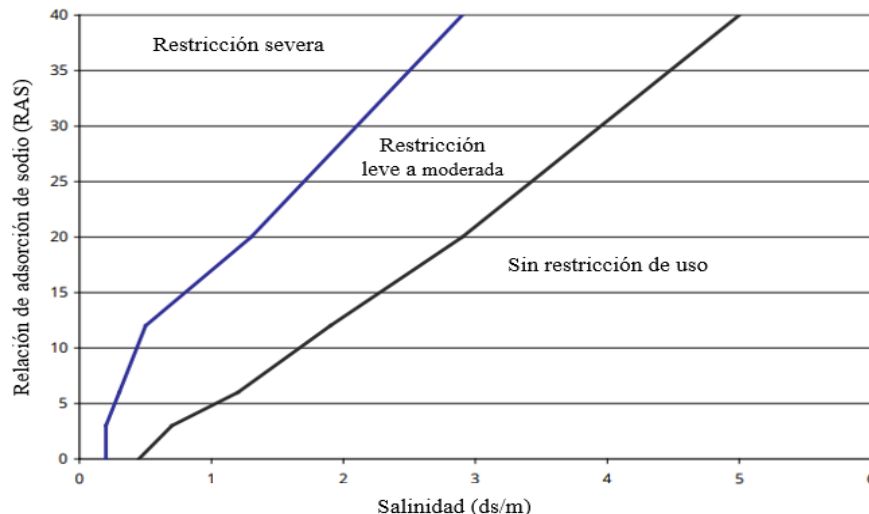


Fig. (34). Idoneidad del agua para riego (adaptado de Ayers y Westcot 1994).

También es importante tener en cuenta el boro al identificar el rango saludable para la mayoría de las plantas. La publicación de la Organización para la Agricultura y la Alimentación, Calidad del agua para la agricultura, describe las consideraciones de concentración de boro para varios tipos de cultivos (Ayers y Westcot 1994). Los límites de concentración de boro se resumen en la Tabla 26.

La Tabla 26 muestra algunas variaciones entre la calidad de agua potable para ganado y la irrigación, se aprecian diferencias importantes en propiedades y la concentración de algunos elementos como el zinc; con un valor de 2 mg/L para la irrigación; pero 24 mg/L para el ganado. Lo anterior se explica debido a que el zinc tiene acción en la formación de células de tejido para el ganado y es por eso que su deficiencia perjudica el crecimiento de los terneros; disminuye la producción de espermatozoides en los toros y carneros y favorece enfermedades de la piel y de las pezuñas (Mufarregge.et.al, 2001).

Tabla. (26). Tolerancia del cultivo al boro en agua de riego (Ayers y Westcot, 1994).

Nivel de tolerancia	Concentración de boro en agua de riego	Cultivos
Muy sensible	<0,5 mg/L	Limón, mora
Sensible	0,5-0,75 mg/L	Aguacate, naranja, cereza, ciruela, uva, nuez, cebolla
Sensible	0,75-1,0 mg/L	Ajo, cebada de trigo, girasol, fresa, frijol
Sensible	1,0-2,0 mg/L	Pimiento, zanahoria, pepino
Moderadamente	2,0-4,0 mg/L	Lechuga, apio, avena, maíz, mostaza, melón
Tolerante	4,0-6,0 mg/L	tomate, alfalfa, perejil
Muy tolerante	6,0-15,0 mg/L	algodón, espárragos

Los criterios de componentes específicos para las aguas de riego se describen en la Tabla 27, la cual describe los componentes menores que pueden ser prohibitivos para el crecimiento de las plantas utilizados en concentraciones superiores a las enumeradas para aplicaciones a corto y largo plazo. Además de estos constituyentes, los siguientes constituyentes y parámetros también se identifican como potencialmente perjudiciales en altas concentraciones para los cultivos (Texas Cooperative Extension 2003).

Tabla. (27). Límites permisibles para las actividades de uso para el bebedero del ganado y para irrigación (adaptado de Rowe y Abdel-Magid, 1995).

Propiedad	Unidades	Niveles recomendados por la Fundación Nacional de Ciencias de componentes específicos para el agua potable del ganado	Límites de componentes para agua de riego
Aluminio	mg/L	5	5
Arsénico	mg/L	0.2	0.1
Berilio	mg/L	Sin datos	0.1
Boro	mg/L	5	0.75
Cadmio	mg/L	0.005	0.01
Cromo	mg/L	1	0.1
Cobalto	mg/L	1	0.05
Cobre	mg/L	Sin datos	0.2
Fluoruro	mg/L	Sin datos	1
Flúor	mg/L	2	Sin datos
Hierro	mg/L	Sin datos	5
Plomo	mg/L	Sin datos	5
Litio	mg/L	Sin datos	2.5
Manganeso	mg/L	Sin datos	0.2
Mercurio	mg/L	0.01	Sin datos
Molibdeno	mg/L	Sin datos	0.01
Níquel	mg/L	Sin datos	0.2
Nitrato + Nitrito	mg/L	100	Sin datos
Nitrito	mg/L	10	Sin datos
Selenio	mg/L	0.05	0.02
Vanadio	mg/L	0.1	0.1
Zinc	mg/L	24	2
Sólidos disueltos totales	mg/L	10,000	Sin datos

Capítulo 4. Propiedades y tratamiento del agua producida

Propiedades del agua

El agua producida puede contener diferentes constituyentes de tipo orgánico e inorgánico, los cuales se encuentran disueltos y suspendidos en forma de partículas o gotas, por ejemplo. Las propiedades físicas y químicas del agua producida varían ampliamente según la edad geológica, la profundidad y la geoquímica de la formación que contiene hidrocarburos, la composición de los hidrocarburos con los que interactúe el agua en yacimiento, así como otros productos químicos o aditivos usados durante la perforación y producción de hidrocarburos. Debido a que no hay dos aguas producidas iguales, se necesitan estudios específicos de la región para abordar los riesgos ambientales de su descarga (Neff.et.al, 2011). Algunas de las propiedades principales del agua producida se muestran en la Figura 35. En el anexo B se puede consultar la Tabla 1B que especifica las normas para determinar las propiedades del agua producida, así mismo, un ejemplo de como se determina la acidez y alcalinidad.

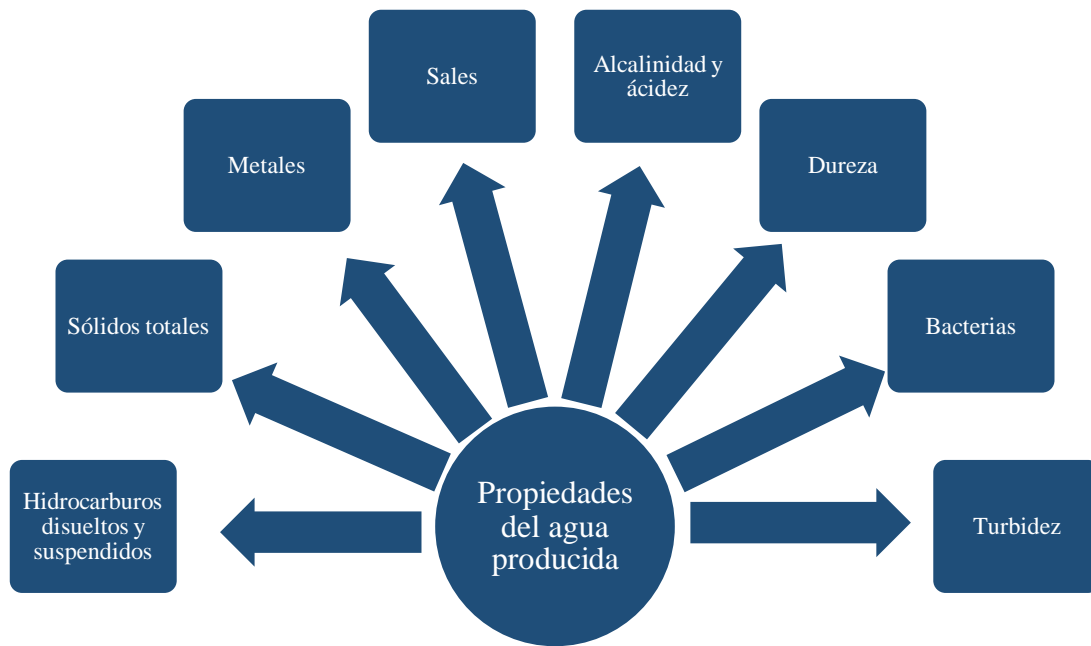


Fig. (35). Algunas propiedades fisicoquímicas del agua, elaboración propia.

Sales disueltas en forma de cationes

Calcio (Ca^{2+}): Este ion representa uno de los residuos más abundantes en las aguas de producción. Alcanzando valores de hasta 30,000 mg/L. Este ion puede combinarse con iones sulfatos, bicarbonatos o carbonatos, lo cual genera incrustaciones de carbonato de calcio ($CaCO_3$) o sulfato de calcio ($CaSO_4$) (Vallejo, 2011). También otro problema que puede generar son sólidos suspendidos. La cantidad de carbonato de Calcio ($CaCO_3$) indica la dureza del agua. Según la Organización Mundial de la Salud (OMS), la clasificación de la dureza del agua en mg/L ($CaCO_3$), Ver Tabla 28.

Tabla. (28). Clasificación del agua según su dureza. (PROAIN Tecnología, 2020).

Dureza mg/L ($CaCO_3$)	Tipos de agua
0 - 60	Blanda
61 – 120	Moderadamente dura
121 – 180	Dura
>180	Muy dura

Sodio (Na^+): Es el catión que más abunda en las salmueras petroleras. Se encuentra en concentraciones mayores a 35,000 (ppm) (Vallejo, 2011).

Magnesio (Mg^{2+}): El catión magnesio se encuentra presente en las salmueras petroleras en concentraciones más bajas que las del calcio. Este ion también puede formar incrustaciones inorgánicas como carbonato de magnesio, carbonato de calcio-magnesio (ACIPET, 2006).

Hierro (Fe^{3+}, Fe^{2+}): La presencia de este ion indica generalmente corrosión en las tuberías de producción, ver Figura 36. Se puede encontrar en solución como ion férrico (Fe^{3+}) ion ferroso (Fe^{2+}) o en suspensión como un compuesto de hierro precipitado. El hierro puede combinarse también con los sulfatos y la materia orgánica y con esto se forma un lodo de hierro. El hierro tiende a formar lodos cuando hay presencia de ácidos (Vallejo, 2011).

**Fig. (36).** Corrosión en oleoductos. Shaanxi World Iron & Steel Co., Ltd | Jul 19, 2019

Bario (Ba^{2+}): Se presenta como el mineral barita. Este es uno de los metales pesados, tiene un papel muy importante debido a su habilidad para combinarse con el ion sulfato y formar sulfato de bario ($BaSO_4$), el cual resulta extremadamente insoluble, y aún en cantidades pequeñas genera graves problemas por su dificultad al ser removido, ver Figura 37.

**Fig. (37).** Incrustaciones en tuberías. (purewater, 2023)

Estroncio (Sr^{2+}): Este ion también puede combinarse con el ion sulfato para dar lugar al sulfato de estroncio, que de igual manera resulta ser insoluble, aunque es más soluble que el de bario (ACIPET, 2006).

Sales disueltas en forma de aniones

Cloruro (Cl^-): Representa uno de los mayores constituyentes de las salmueras petroleras. La principal fuente del ion cloruro es el NaCl, por lo que este ion se utiliza para calcular la salinidad del agua. Entre más salada es el agua de la formación mayor será la corrosión que ocasiona. Por lo tanto, la determinación de la concentración de cloruro es una de las formas más fáciles para identificar el tipo de agua (Abad, 2017). En la Tabla 29 se describe la clasificación del tipo de agua según su concentración de cloruro de sodio.

Tabla. (29). Clasificación del agua según su concentración de cloruro de sodio (Abad, 2017).

Agua dulce	0 – 2000	ppm
Agua salobre	2000 – 5000	ppm
Agua salada	5000 – 40,000	ppm
Salmuera	> 40, 000	ppm

Sulfato (SO_4^{2-}): El sulfato reacciona con el calcio, bario, y estroncio para formar sólidos insolubles. Si se inyecta agua de mar, que naturalmente contiene una alta concentración de sulfato (aproximadamente 2710 mg/L), en la formación para mejorar la recuperación de hidrocarburos y se mezcla con el agua de formación, el bario y el calcio pueden precipitar como incrustaciones en las tuberías de producción. Existen cinco tipos de incrustaciones que suelen ser las más comunes en las aguas de producción y el sulfato está presente en tres de estas:

- Sulfato de calcio ($CaSO_4$)
- Sulfato de bario ($BaSO_4$)
- Sulfato de estroncio ($SrSO_4$)

Bicarbonato (HCO_3^-) y Carbonato (CO_3^{2-}): Estos iones pueden reaccionar con los iones calcio, magnesio, hierro, bario y estroncio para formar incrustaciones insolubles. Hay que mencionar que el ion carbonato tiene menos tendencia a estar presente en las aguas producidas debido a que su pH es usualmente muy bajo (Vallejo, 2011).

- La concentración de ion carbonato es conocida como alcalinidad P o alcalinidad al anaranjado de metilo
- La concentración de ion bicarbonato es conocida como alcalinidad M o alcalinidad a la fenolftaleína

Propiedades fisicoquímicas

pH: Es un indicador de acidez o alcalinidad. La presencia de H_2S y CO_2 disueltos en el agua tienden a disminuir el pH. Un agua será neutra cuando su valor de pH es igual a 7 @ 25°C. La mayoría de las aguas en los campos petroleros presentan un pH que oscila entre 4 y 8 (Martínez, 2016). Cuando el pH es mayor de 7 se tendrá un agua básica y entre más elevado sea este valor se tiene una mayor tendencia a la presencia de incrustaciones. Cuando el pH es menor de 7 se dice que tenemos un agua acida y entre más bajos sean sus valores vamos a tener más aumento en la posibilidad de corrosión, ver Figura 38.

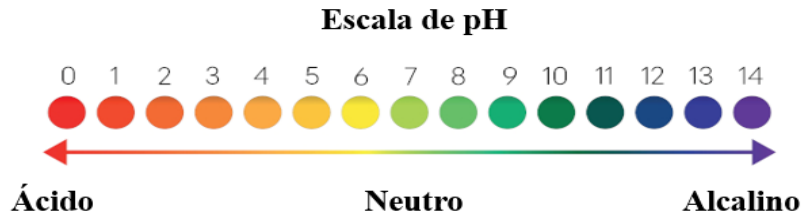


Fig. (38). Escala de pH (Luiza, 2022).

Turbidez: Es una medida de que tan oscura se encuentra el agua. Esto nos indica que el agua no es clara porque contiene materiales insolubles como pueden ser sólidos suspendidos, aceites o gases disueltos, entre otros factores. Si el agua cuenta con una gran turbidez puede presentar problemas de taponamiento (Campos & Jimenez, 2009).

Presencia de bacterias: Vallejo (2011) menciona que: “La población de bacterias puede causar corrosión y/o taponamiento en el sistema”.

Sólidos totales: Los sólidos totales son la suma de:

$$\text{Sólidos sedimentables} + \text{Sólidos suspendidos} + \text{Sólidos disueltos}$$

Análíticamente, se define el contenido de sólidos totales como la materia que se obtiene como residuo después de someter al agua a un proceso de evaporación entre 103 y 105°C. No se define como sólida la materia que se pierde durante la evaporación debido a su alta presión de vapor (Audrey D. Levine, 1985).

La mayoría de las partículas en las aguas producidas son iguales o mayores a $1 * 10^{-7}$ milímetros. Las partículas que tienen dimensiones mayores a 10^{-3} milímetros pueden ser removidas por procesos de sedimentación o filtración, si los valores son menores a esa dimensión requerirán de procesos especiales para ser removidas. Debido a esto, los sólidos se clasifican en:

- Sedimentables
- Suspendidos
- Disueltos

Sólidos suspendidos: Pueden ser orgánicos o inorgánicos. Dentro de estos se pueden encontrar los sedimentos, tales como la arena o arcilla y cuerpos bacterianos. También se presentan partículas de óxidos metálicos de la corrosión, hierro o manganeso presentes originalmente en el agua. En la práctica se identifican y se estima su tendencia al taponamiento haciendo uso de un filtro de membrana de 0.45 micras.

Sólidos disueltos: serán aquellos que pasan a través de la membrana de filtración³.

³ En el tratamiento de agua, las membranas son barreras que permiten el paso del agua, pero impiden el paso de sustancias no deseadas. Al funcionar de manera muy similar a las paredes celulares de nuestros cuerpos, las membranas técnicas filtran sales, impurezas, virus y otras partículas del agua (Fluence, 2023).

Sólidos sedimentables: Son los que sedimentan por la acción de la gravedad. Se determinan generalmente con un cono Imhoff dejando la muestra en reposo por una hora Figura 39. El resultado se reporta en ml/L. Sirve además para dimensionar un sistema de remoción.



Fig. (39). Medición con cono Imhoff. AUNAP. Co, G. (n.d.). AUTORIDAD NACIONAL DE ACUICULTURA Y PESCA. Retrieved October 27, 2022.

Alcalinidad: Indica la capacidad del agua para neutralizar ácidos. Las principales fuentes de alcalinidad en el agua son el ion hidróxido, ion carbonato y el ion bicarbonato. Otros iones como fosfatos, boratos o iones silicatos están presentes en concentraciones muy bajas y por lo tanto no afectan la alcalinidad (Campos & Jimenez, 2009).

DBO (Demanda biológica de oxígeno): El indicador de contaminación orgánica más ampliamente usado, aplicable a aguas residuales y aguas superficiales es la DBO. Es la demanda de oxígeno que requieren los microorganismos para degradar toda la materia orgánica que está presente en un cuerpo de agua Figura 40. Esto significa que, a mayor contenido de materia orgánica, mayor oxígeno va a ser requerido por la variedad de microorganismos para poder degradar la materia orgánica. La cantidad contaminación por materia orgánica es directamente proporcional a la demanda biológica de oxígeno. Cuando hay mayor demanda de oxígeno también abre una menor disponibilidad de oxígeno disuelto (Javier Santana, 2020).

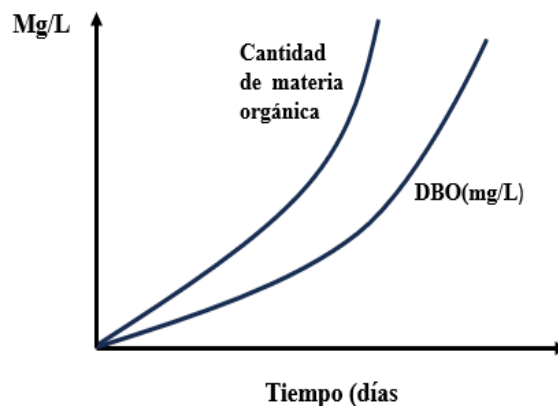


Fig. (40). Relación directamente proporcional entre la cantidad presente de materia orgánica y la demanda biológica de oxígeno (Sena, Javier Santana, 2020).

Para que un cuerpo de agua pueda considerarse de buena calidad debe tener una concentración ideal de oxígeno disuelto. Entonces, la importancia de este parámetro es que si detectamos una mayor demanda biológica de oxígeno significará que tendremos mayor contaminación por materia orgánica, Figura 41.

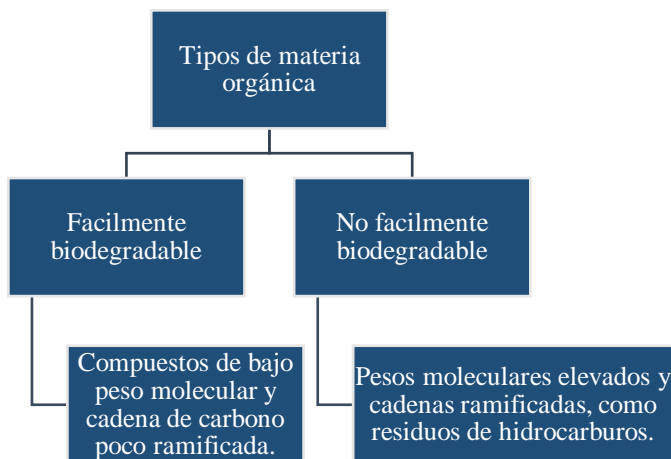


Fig. (41). Clasificación tipos de materia orgánica SENA (Javier Santana, 2020).

La DBO se determina incubando la muestra a una temperatura de 20°C durante 5 días, y midiendo el oxígeno inicial al oxígeno final de la incubación. Se expresa en mg/L por hora o por tiempo total de la prueba y sirve para:

- Determinar la cantidad de O_2 necesaria para biodegradar materia orgánica.
- Dimensionar las instalaciones de tratamiento de aguas residuales.
- Medir la eficacia de algunos procesos de tratamiento.

La expresión para poder determinar la reacción de DBO se presenta en la ecuación 2.

$$Y = L(1 - 10^{-tk}) \dots Ec 2$$

Donde:

Y= DBO ejercida después de un tiempo t

L= DBO remanente o susceptible de ser consumida

T= varía de acuerdo con el día a analizar

K= constante que varía de acuerdo con el tipo de agua residual

DQO (Demanda Química de Oxígeno): Determina la cantidad de OD requerida para oxidar la materia orgánica en una muestra por medio de un agente químico. Cuanto mayor es la DQO, más contaminada está el agua. La DQO es una prueba que solo toma alrededor de dos a tres horas, por lo que los resultados se pueden tener en mucho menor tiempo que lo que requiere una prueba de DBO. El procedimiento se basa en la oxidación de la materia utilizando dicromato de potasio como oxidante en presencia de ácido sulfúrico y iones de plata como catalizador (Cols, 2019). La disolución acuosa se calienta bajo reflujo durante dos horas a 150°C, luego se evalúa la cantidad del dicromato sin reaccionar titulando con una disolución de hierro. La demanda química de oxígeno se calcula a partir de la diferencia entre el dicromato añadido inicialmente y el dicromato encontrado tras la oxidación. Una de las ventajas de esta variable es que se pueden adquirir kits con los que ya se puede realizar la prueba en sitio.

Hidrocarburos disueltos y suspendidos

Composición de los hidrocarburos

Los hidrocarburos son sustancias químicas que consisten principalmente en carbono e hidrógeno. El número de átomos de carbono y la naturaleza de estos proporciona al petróleo diferentes propiedades físicas y químicas. Los hidrocarburos de petróleo se clasifican en dos grupos: hidrocarburos saturados o alifáticos e hidrocarburos aromáticos. Los hidrocarburos compuestos por uno a cuatro átomos de carbono son gaseosos, los que contienen de 5 a 20 son líquidos, y los de más de 20 son sólidos a la temperatura ambiente. Mientras mayor sea el contenido de carbono en relación con el del hidrógeno, mayor es la cantidad de productos pesados que tiene el crudo. Los hidrocarburos también pueden interactuar con el agua, estos se conocen como compuestos polares. Al tener interacción con el agua puede existir incluso disoluciones en la misma (Pangtay, 1987). La solubilidad⁴ de los hidrocarburos de petróleo en agua disminuye a medida que aumenta su tamaño (peso molecular), los hidrocarburos aromáticos son más hidrosolubles que los hidrocarburos saturados del mismo peso molecular. Los hidrocarburos en el agua producida aparecen tanto disueltos como dispersos (gotas de aceite).

Los compuestos polares pueden contener azufre, nitrógeno, oxígeno y metales Figura 42. Esos átomos pueden dar origen a las aminas, cetonas, ácidos carboxílicos, entre otros. Los separadores de aceite/aguas existentes, como los hidrociclones, son bastante eficientes para eliminar las gotas de aceite, pero no los hidrocarburos disueltos, los ácidos orgánicos, los fenoles y los metales del agua producida (Neff.et.al, 2011).

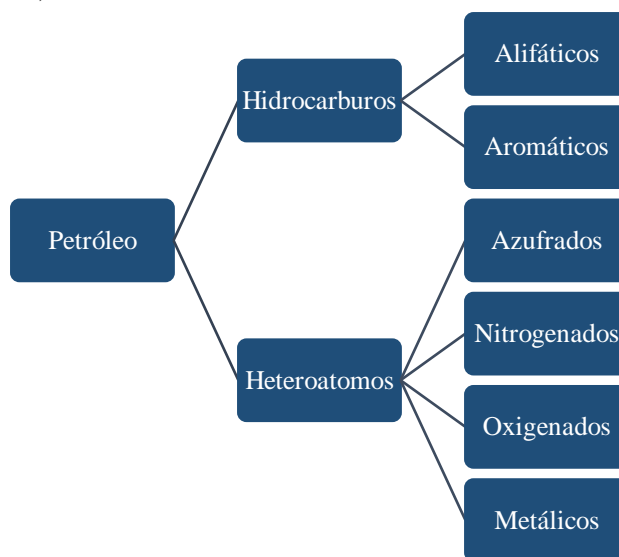


Fig. (42). Distribución de los hidrocarburos (Henry 2022).

La Tabla 30 muestra la variación de la composición en distintos tipos de petróleo crudo. Entre los metales más comunes encontrados son el hierro, níquel, cobre, cobalto y vanadio. Dicha composición

⁴ La solubilidad es una medida de la capacidad de una determinada sustancia para disolverse en otra. Puede expresarse en moles por litro, en gramos por litro, o en porcentaje de soluto. La sustancia que se disuelve se denomina soluto y la sustancia donde se disuelve el soluto se llama disolvente (quimicaes, 2023).

marcará la diferencia del producto refinado, es decir, los productos obtenidos en cada pozo de crudo van a ser variables debido a su composición inicial (Araujo, 2022).

Tabla (30). Porcentaje de los componentes que forman el petróleo.

Componente	Porcentaje
Carbono	83 a 97 %
Hidrógeno	10 a 15 %
Nitrógeno	0.1 a 2 %
Oxígeno	0.05 a 1.5 %
Azufre	0.05 a 6.0%
Metales	Menos del 0.1 %

Hidrocarburos disueltos

La Doctora Gomora (2022) menciona que: “Los hidrocarburos son una fuente de contaminación en el agua y representan impurezas, dependiendo de la normatividad vigente se tendrá que tratar según el uso o destino final del agua. Habrá entonces aceite que se produzca junto con el agua y los hidrocarburos pueden estar disueltos o suspendidos en esta, o incluso pueden llegar a formar emulsiones. Para remover los hidrocarburos suspendidos y disueltos se aplican métodos físicos, químicos o una combinación de ambos”. La selección de la técnica más adecuada para tratar los hidrocarburos disueltos comenzará primeramente realizando un análisis de agua en el laboratorio. Muchos componentes orgánicos que se disuelven en el agua pueden tener una toxicidad elevada Tabla 31. Los principales compuestos orgánicos que se disuelven en el agua de menor a mayor solubilidad se muestran en la Figura 43. Curiosamente, los aromáticos (BTEX; hasta 600 mg/L) que son compuestos formados únicamente por carbono e hidrógeno y no son polares; sin embargo, se disuelven de manera importante en el agua y son de especial interés y cuidado ya que en su gran mayoría son tóxicos y cancerígenos (Neff.et.al, 2011).

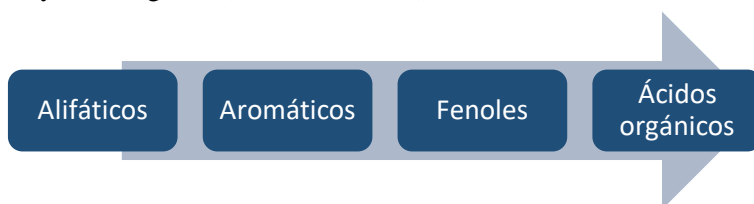


Fig. (43). Solubilidad de compuestos orgánicos.

Tabla. (31). Concentraciones (mg/L) de BTEX en agua producida de siete plataformas en el Golfo de México de los EE. UU. y de tres instalaciones de producción en alta mar en Indonesia (Neff.et.al, 2011).

Compuesto	7 aguas producidas del golfo de México	3 aguas producidas de alta mar en indonesia
Benceno	0,44 - 2,80	0,084 — 2,30
Tolueno	0,34 - 1,70	0,089 — 0,80
Etilbenceno	0,026 — 0,11	0,026 — 0,056
Xilenos (3 isómeros)	0,16 - 0,72	0,013 — 0,48
BTEX totales	0,96 - 5,33	0,33 - 3,64

Tratamiento del agua producida

La complejidad de un sistema de tratamiento depende del destino final o propósito del agua, por lo que se debe seleccionar el método de tratamiento más adecuado. Independientemente del fin para el que se va a utilizar agua, debe de tratarse, el tratamiento del agua producida se clasifica en; tratamiento primario, secundario y terciario o avanzado (Campos & Jimenez, 2009). El agua producida de un campo petrolero debe tratarse al menos por un tratamiento primario antes de ser dispuesta. *En el anexo C se muestra el procedimiento para diseñar un sistema de tratamiento primario.*

- **Tratamiento primario:** remueve sólidos suspendidos y parte de la materia orgánica por medio de métodos físicos y químicos. Los sistemas del tratamiento primario son: sistemas de filtración (filtros y rejillas), segregadores por gravedad, sistemas de flotación o separados de grasas y aceites, sistemas de coagulación y floculación
- **Tratamiento secundario:** elimina materia orgánica, principalmente disuelta, mediante métodos biológicos, los tipos de tratamientos biológicos son los aerobios, anaerobios y anóxicos.
- **Tratamiento terciario:** Elimina el material restante y la carga orgánica residual disuelta mediante métodos físicos y químicos. Algunos de estos sistemas de tratamiento son el intercambio iónico, adsorción, membranas de filtración y desinfección

La producción de agua puede involucrar que ésta retorne a lagos, ríos o mares, el hecho de que exista población que puede estar en contacto con estas fuentes de agua crea la necesidad rigurosa de implementar métodos de tratamientos para minimizar riesgos a la salud y al medio ambiente. Para darle un tratamiento adecuado al agua de producción y disponer de ella es necesario conocer sus características físicas, químicas y biológicas, así como la normatividad vigente que debe cumplirse para su disposición. Para el tratamiento adecuado del agua en superficie, la determinación de las propiedades del agua es indispensable para la filosofía de diseño del tratamiento y los equipos necesarios para garantizar que el agua cumpla con los requerimientos técnicos, legales y éticos para su desecho o reutilización. El análisis o caracterización del agua producida permitirá conocer las posibles problemáticas que se pueden presentar; además, de determinar la calidad del agua requerida por las normas ambientales vigentes. Las muestras de agua que se toman en la industria petrolera pueden ser del agua congénita o del agua producida. Las muestras de agua congénita sirven para caracterizar el agua y prevenir problemas de aseguramiento de flujo, como lo son la depositación de incrustaciones y corrosión que le cuestan a la industria del petróleo y gas inversiones considerables para el control y mitigación de estos, así como pérdidas paros no programados de la producción. Por otro lado, las muestras de agua que se utilizan para caracterizar el agua y conocer sus parámetros fisicoquímicos (Garza, 2019).

Los parámetros a los que debe llegar el agua después de un tratamiento no están establecidos de manera fija, sino que dependen de las características del destino final del agua. Un buen análisis carece de valor si el agua que se analiza no es representativa del agua del sistema. La colección, manejo y medición adecuados de las muestras de agua dan información confiable al profesional de la industria del petróleo y el gas. Preferentemente, las propiedades deben determinarse en el sitio, ya que estas cambian con el tiempo y dejan de ser representativas, sobre todo si la muestra de agua no se preserva. Algunos ejemplos de las consecuencias son:

- Recombinación de iones
- Pérdida de gases disueltos en el agua como CO_2 y H_2S (oxidación)
- Pérdida de Ca^{2+} por precipitación de $CaCO_3$ (formación de incrustaciones)
- Precipitación de dióxido de silicio SiO_2 (Cuarzo o Calcedonia)
- Precipitación de otros minerales, alteraciones en la medición de pH y salinidad

La realidad es que no siempre se es posible tener un laboratorio para llevar a cabo mediciones en el momento, por eso es importante preservarlas de forma adecuada para conservar lo mejor posible las muestras colectadas, de lo contrario se pierde información valiosa. En México existe normatividad específica para el muestreo de agua residuales, dicha información se encuentra plasmada en la **NMX-AA-3-1980**. En la Tabla 32 se muestran algunas de las condiciones de conservación y tiempo recomendable para realizar análisis representativos para diferentes propiedades del agua.

El almacenamiento y manejo de las muestras de agua es importante. Para la determinación del contenido mineral disuelto o para sólidos suspendidos deberán usarse únicamente botellas plásticas nuevas con tapa plástica bien ajustada. Las botellas de 500 mL o 1L son las más usadas. Las botellas de boca ancha son más fáciles de llenar, pero el sello de la tapa es a menudo menos confiable (ACIPET, 2006). Es recomendable etiquetar la botella, no en la tapa con marcadores indelebles. Si el análisis es para contenido de petróleo u otros constituyentes orgánicos, se deberá emplear una botella de vidrio. Los aceites y la materia orgánica se adhieren al plástico y podrían ser absorbidos por ésta, lo que resultaría en mediciones poco precisas. Se deberá tener mucho cuidado en el transporte. Enviar una muestra adicional es una buena precaución. Nunca deben emplearse recipientes metálicos: el agua producida los puede corroer, contaminando las muestras de agua.

Tabla (32). Técnicas de conservación de muestras de agua para análisis fisicoquímico. Presentaciones problemáticas asociadas al agua (Gómora Figueroa, 2021).

Parámetro	Conservación	Tiempo máximo	Observaciones
Alcalinidad	Refrigeración (4-5°C)	24 h	Preferible determinar in situ
Turbidez	Refrigeración (4-5°C)	24 h	Determinarse in situ
Acidez	Guardar a menor temperatura que la inicial	24 h	Preferible determinar in situ
pH		6 h	In-situ
Dureza		1 mes	
Calcio		24-48 h	Acidificación a pH < 2 (no H_2SO_4) hasta un mes
Cloruros	Refrigeración NaOH pH > 12:06	14 días	
Color	Refrigeración (4-5°C)	24 h	Almacenar en oscuridad
Sodio		1 mes	
Sulfatos	Refrigeración	1 semana	En aguas residuales añadir peróxido

Cualquier operación a pozo que conlleve la implementación de fluidos, tiene asociado un tema de compatibilidades con los fluidos de la formación, es por ello que la caracterización del agua y el aceite

presentes en la formación es clave para el diseño de los fluidos de la operación (Borbón, 2017). A continuación, se muestra en la Tabla 33 un ejemplo de las características del agua que normalmente se analizan en el laboratorio de forma rutinaria por lo que solo suelen determinarse unos cuantos iones; sin embargo, es importante señalar que el agua contiene muchos más iones disueltos.

Tabla (33). Características fisicoquímicas medidas en muestras de agua de formación (Serrano Saldaña, et.al, 2022).

Característica	Unidades	Concentración
Dureza de Calcio (Como CaCO ₃)	(mg/L)	75,125
Dureza de Magnesio (Como CaCO ₃)	(mg/L)	13,020
Dureza total (Como CaCO ₃)	(mg/L)	88,148
Alcalinidad a la "M" (Como CaCO ₃)	(mg/L)	128
pH @ 20.3°C		6.07
Salinidad	(ppm)	234,000
Índice de salinidad	(ppm)	1.30
Sodio (Na ⁺)	(mg/L)	56,605
Calcio (Ca ²⁺)	(mg/L)	30,051.20
Magnesio (Mg ²⁺)	(mg/L)	3,163.86
Hierro (Fe ³⁺)	(mg/L)	0.13
Cloruros (Cl ⁻)	(mg/L)	147,947
Bicarbonatos (HCO ₃ ⁻)	(mg/L)	156.16
Sulfatos (SO ₄ ²⁻)	(mg/L)	183.40
Carbonatos (CO ₃ ²⁻)	(mg/L)	0.00

Tratamiento del agua producida para aprovechamiento en Islas Shetland

Se tomó como guía el trabajo de Bain y Ferguson que fue preparado para su presentación en la conferencia internaciones de la SPE sobre salud, seguridad, protección medio ambiente y responsabilidad social celebrada en Abu Dhabi, Emirato Árabes Unidos del 16 al 18 de abril en 2018, en el cual se presenta un tratamiento de agua producida que es bastante riguroso para alcanzar los niveles establecidos en las islas de Shetland ubicadas al Norte de Escocia. Bajo las aguas escocesas, en el Mar del Norte es donde se hayan las principales reservas de petróleo y gas británicas. Al oeste de las islas Shetland se encuentran situados los campos Laggan, Tormore, Edradour y Glenlivet que junto con la planta de gas Shetland contribuyen al 7% del consumo de gas del Reino Unido, estos campos son producidos por el grupo francés de petróleo y energía "Total" el cual es uno de los principales operadores gasísticos en el reino unido (Gupta.et.al, 2018). En la Figura 44 se observa el consumo de gas correspondiente a reino unido reportado del año 2009 al 2020 dado en metros cúbicos.

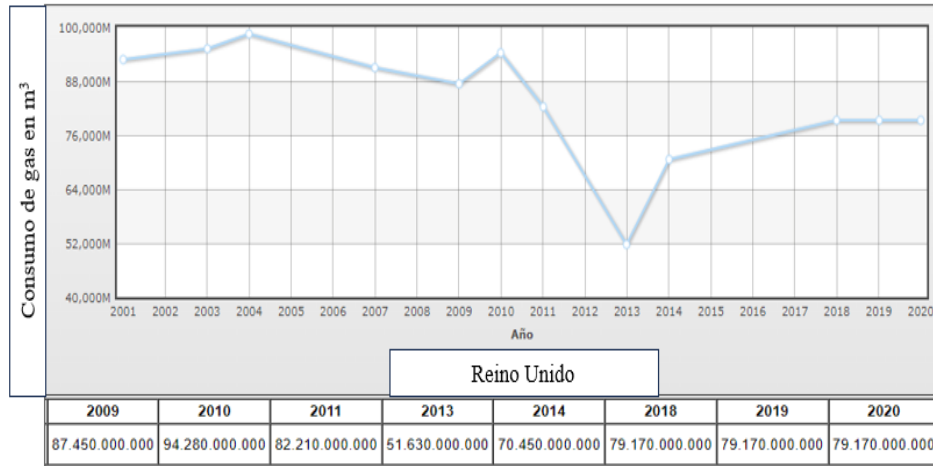


Fig. (44). Consumo de gas en Reino Unido en metros cúbicos del 2009 al 2020 (I dex Mundi, 2020).

Los campos de Laggan y Tormore comenzaron con extracciones de hidrocarburos en el 2016. Los campos Edradour y Glenlivet se encuentra a profundidades cerca de 300 a 435 metros bajo el nivel del mar. Estos distintos campos se encuentran conectados a través de gasoductos que a su vez son dirigidos a la planta de gas Shetland ver Figura 45. El gas, de hecho, se envía desde esa planta a las islas británicas para su consumo interno, mientras que los líquidos asociados se exportan desde el Terminal de Sullom Voe que se encuentra junto a la planta de gas Shetland (El Economista, 2018).

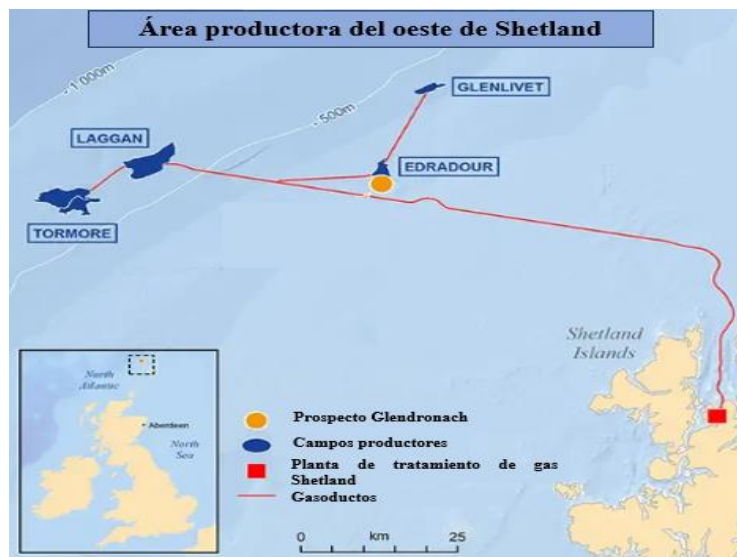


Fig. (45). Distribución de campos, gasoductos y planta de tratamiento de gas en Shetland. Offshore Engineer Digital (Gupta.et.al, 2018).

Ambiente sensible

La necesidad de aplicar un buen tratamiento de agua resultante de la explotación de los pozos en las cercanías de las islas Shetland se deriva de que dicha agua efluente procesada se descarga en Yell Sound. Las islas Shetland cuentan con un ecosistema altamente sensible, bajo designaciones internacionales, existen 12 Áreas de Protección Especial para aves (ZEPA), de las cuales 11 están designadas para aves marinas y 10 Áreas Especiales de Conservación (SAC) de los cuales 6 tienen componentes marinos. Los sitios nacionales incluyen Sitios de Interés Científico Especial (SEIC) y Áreas Marinas Protegidas para la Conservación de la Naturaleza (AMP). En Shetland existen 82 sitios de especial interés científico, incluidos 31 sitios involucrados con la geología costera y 29 para la biología marina. Las Shetland son un paraíso para la observación de la fauna marina que habita en el norte de Europa. Lo que más abundan son las aves –de las 24 especies que anidan en Gran Bretaña, 21 se encuentran en estas islas–, pero también hay que estar atentos a sus aguas donde suelen nadar nutrias, focas, delfines, orcas y otros cetáceos. Las aguas donde habitan estos animales rodean los oleoductos de importación y exportación; de hecho, gran parte del área que rodea a SGP está designada como SAC (Bain & Ferguson, 2018).

Además, Shetland ha designado AMP para la conservación de la naturaleza en 2 sitios costeros y poco profundos. El Consejo de las Islas Shetland ha propuesto 49 sitios locales de conservación de la naturaleza, 2 reservas naturales nacionales (NNR) administradas por “Scottish Natural Heritage” (SNH) y 6 reservas de aves, administradas por la “Royal Society for the Protection of Birds” (RSPB).

Industrias importantes en las islas Shetland

- **Pesca y Maricultura:** son industrias importantes en Shetland. Más de 90 millones de libras esterlinas en pescado se desembarcaron en Shetland en 2011, lo que convirtió a Shetland en uno de los principales puertos pesqueros del Reino Unido (solo superado por “Peterhead”)
- **Acuicultura:** esta industria es otro de los componentes importantes en la economía de las islas Shetland, con un valor de £ 156,3 millones en 2011, que respalda 462 puestos de trabajo a tiempo completo y 78 a tiempo parcial, así como más de 200 puestos de trabajo en procesamiento de pescado, ingeniería marina y transporte. Esto es importante en toda la costa de Shetland con cultivo de salmón, mejillones, ostras y algas marinas, con concentraciones en Yell y Bluemull Sounds en Unst, Yell y Mainland, y al sur hacia Lerwick, y entre las islas a lo largo de la costa suroeste
- **Turismo:** La industria turística tiene un valor aproximado de 18 a 20 millones de libras para la economía local, siendo las más importantes la caminata, la ornitología, la vela, la pesca, la arqueología y el buceo. La ubicación de llegada a tierra de la tubería entrante a SGP es adyacente a poblaciones significativas de mamíferos marinos y otras sensibilidades ambientales: hábitats de arrecifes rocosos y especies protegidas (nutrias, corrales marinos, mejillones de caballo)

Compromiso ecológico con las islas Shetland

Durante la fase de construcción de la planta de gas en Shetland, se hicieron muchos compromisos con la Agencia de Protección Ambiental de Escocia, para incorporar una planta de tratamiento de

agua residual que pudiera dar los procesos adecuados al agua proveniente de la producción de hidrocarburos para su descarga al medio ambiente marino en Yell Sound, al norte de Shetland, que como se ha mencionado tiene un ecosistema altamente sensible y las principales industrias para su economía están ligadas al agua y su fauna marina. Estos compromisos se consagraron en el permiso de PPC y se monitorearon durante el periodo del proyecto. Antes de que el proyecto de tratamiento fuese puesto en marcha, se determinó que se requería un enfoque bien regulado y administrado para garantizar que la ZEPA se mantuviera completamente informado del seguimiento a los compromisos asumidos y el progreso logrado en el camino hacía el cumplimiento de este proyecto.

Planta de tratamiento de agua en Shetland

La planta recibe fluidos de yacimiento de los campos de gas condensado de Laggan, Tormore, Glenlivet y Edradour, ubicados a 125 km, 143 km y 105 km al noroeste de las Islas Shetland, respectivamente. Los fluidos multifásicos se transportan a la planta de gas Shetland a través de líneas de flujo gemelas de 18" y 143 km. A la llegada de la planta de gas Shetland, la presión se controla a aproximadamente. Los fluidos se reciben en dos “slugcatchers”⁵ y se separan en gas, condensado y una fase acuosa. El gas se deshidrata y pasa por 2 etapas de compresión antes de enviarse a St. Fergus a través de 2 gasoductos. El condensado se envía a SVT para su estabilización y la fase acuosa se somete a la planta de tratamiento de aguas residuales (EWTP), en la Figura 46 se puede observar la configuración de la planta de tratamiento (Bain & Ferguson, 2018).

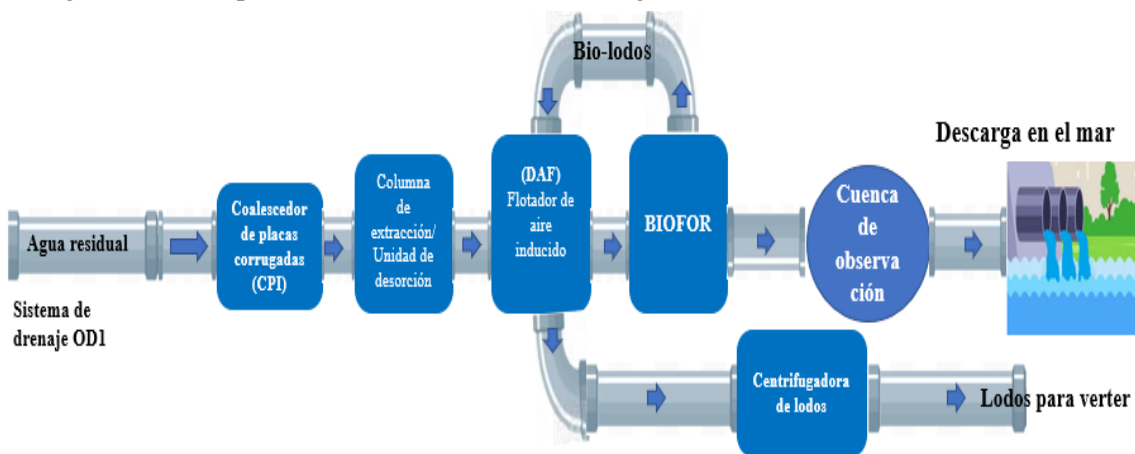


Fig. (46). Configuración planta de tratamiento de agua en Shetland. Elaboración propia con información de (Bain y Ferguson, 2018).

Como se observa en la Figura 46, los componentes por los cuales pasa el agua para su tratamiento previo a su descarga en Yell Sound son los siguientes:

Interceptor de placa corrugada (CPI): El separador de placas corrugadas es la primera opción para considerar en la separación por gravedad de aguas aceitosas, especialmente en aquellos efluentes con baja presencia de sólidos suspendidos, como es el caso de las aguas de producción. Su tiempo de residencia⁶ equivale aproximadamente a una quinta parte de un separador API convencional.

⁵ Planta instalada en un sistema de gasoductos para atrapar líquidos

⁶ Conocido también como tiempo de retención, es el tiempo que tarda el agua en entrar y salir del tanque

Para este sistema de tratamiento de aguas residuales el principal componente son las placas corrugadas, también conocidas como placas de coalescencia. La coalescencia, es un proceso de crecimiento de las gotas producido por desestabilización electrostática cuando las gotas pequeñas se unen al entrar en contacto entre sí Figura 47. Si esto ocurre repetidamente se forma una fase líquida continua. A través de este fenómeno, las emulsiones se rompen y se forman dos fases líquidas inmiscibles (Schlumberger, 2020). Entonces, los coalescedores o separadores de aceite facilitan la sedimentación de sólidos contenidos en una corriente de agua sin que se produzcan obstrucciones o atascamientos. Las placas coalescentes o coalescedores (separadores de grasas) están diseñadas para contener el aceite, hidrocarburos y grasas debido a que las partículas de aceite y grasa se adhieren a las placas por la diferencia de densidad que existe entre las fases.

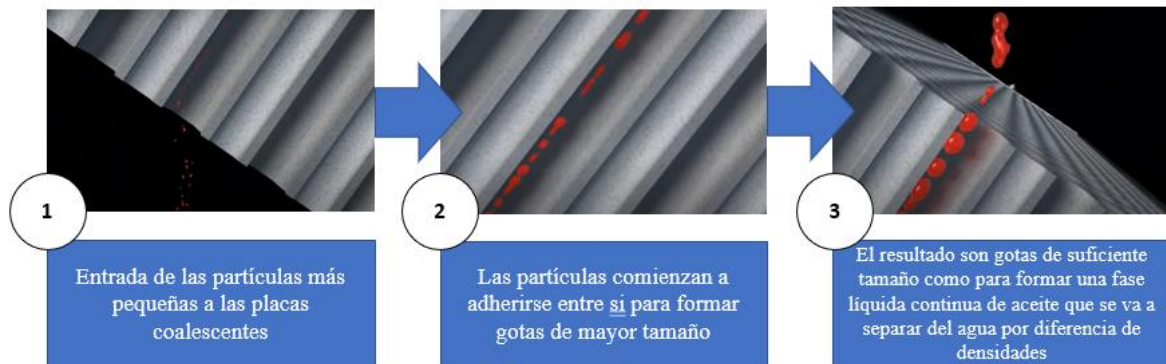


Fig. (47). Funcionamiento de las placas de coalescencia. Fuente: el autor con información de (AquaAmbient, 2011)

A manera de resumen, el funcionamiento del equipo CPI es descrito a continuación:

1. El agua residual entra a la unidad separadora de placas corrugadas CPI hacia el compartimiento de entrada, la velocidad es disminuida gracias a una primera placa. Esta cámara de la primera etapa actúa como una cámara de pre-sedimentación de sólidos suspendidos
2. Después es dirigido hacia la entrada del paquete de placas, el objetivo de estas es inducir a las partículas de aceite más pequeñas a adherirse entre sí para formar gotas de mayor tamaño. Se forma una fase líquida de aceite que tiende a separarse por diferencia de densidades.
3. Posterior, la capa de aceite formada en la superficie está separada del agua y es removida continuamente por un vertedero
4. El efluente limpio sale del paquete de placas y fluye hacia arriba por el compartimiento de efluente limpio hacia un vertedero y es descargado continuamente de la unidad por gravedad

Unidad de desorción remoción de BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno y xileno.) (“Striping Unit – BTEX removal”): tiene como propósito eliminar las sustancias tóxicas del agua y se transforman en gas, tal es el caso de los hidrocarburos. En función de la aplicación se produce una depuración de gas con un filtro de carbón activado. Estas sustancias son altamente tóxicas, cancerígenas como; hidrocarburos aromáticos y volátiles (BTEX), como: benceno, tolueno, metilbenceno, xileno; hidrocarburos clorados y volátiles como el tricloroetileno, tetracloroetileno, cis-1,2-dicloroetano, 1,1,1-tricloroetano, así como éter alifático y metil tert-butil éter (MTBE).

Flotación de aire disuelto / Dissolved Air Flotation (DAF): se basa en un proceso fisicoquímico que separa las partículas sólidas de las líquidas mediante la adición de burbujas de aire muy finas. Estas burbujas se adhieren a las partículas sólidas y las confiere una velocidad de ascensión muy rápida. Una vez en la superficie, los sólidos son arrastrados mecánicamente hasta una tolva. Se calcula que la flotación por aire disuelto proporciona una velocidad de ascensión 5 veces mayor que la velocidad de decantación que se produce en un decantador convencional. Con el consiguiente ahorro de tiempo y espacio que esto supone (Toro Equipment, 2018). El sistema DAF está diseñado para remover solidos suspendidos, grasas y aceites, compuestos orgánicos no solubles en aguas residuales. El agua residual es bombeada de manera constante al tubo floculador, el cual tiene forma de serpentín, ver Figura 48, y facilita la mezcla de los reactivos con el agua, ahí se añade coagulante. Dicho coagulante tiene la capacidad de desestabilizar las partículas suspendidas o coloides para facilitar la posterior separación sólido-líquido.

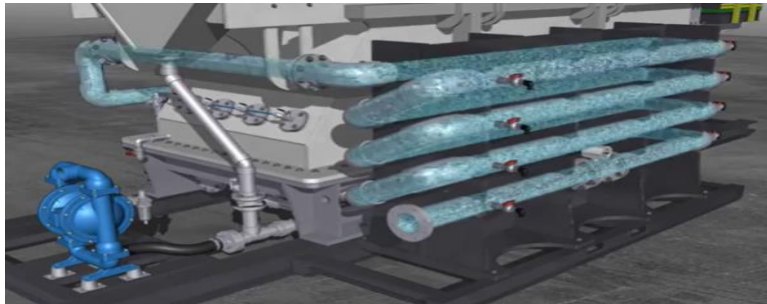


Fig. (48). Descripción de equipo DAF, tubo floculador. (World Water Works, 2021)

La coagulación y floculación proveen el proceso de tratamiento de agua mediante el cual el material coloidal finalmente dividido y suspendida en el agua se va a aglomerar y forma flóculos. Esto permite retirarlos mediante sedimentación, flotación o filtración. Según el diámetro de los sólidos estos tenderán a tardar un mayor o menor tiempo para sedimentar, existiendo sólidos que pueden tardar mucho en sedimentar, en la Tabla 34 se presentan los tiempos de sedimentación según el tamaño de la partícula. Los coagulantes y floculantes se usan para acelerar este proceso.

Tabla. (34). Tiempo de sedimentación según el tamaño de las partículas (Manrique.et.al, 2016).

Diámetro de las partículas, mm ϕ	Orden de tamaño	Área superficial total	Tiempo necesario para la sedimentación
10	Grava	3,142 cm ²	0,3 (s)
1	Arena gruesa	31,42 cm ²	3 (s)
0,1	Arena fina	314,2 cm ²	38 (s)
0,01	Limo	0,31 m ²	33 (min)
0,001	Bacterias	3,14 m ²	55 (hrs)
0,0001	Partículas coloidales	3,17m ²	230 (días)
0,00001	Partículas coloidales	2,833 m ²	6,30 (años)
0,000001	Partículas coloidales	28,328 m ²	Mínimo de 63 años

Es importante tener en cuenta que la coagulación y floculación no eliminan los sólidos disueltos, estos principios solo afectan a los sólidos en suspensión y algunos sólidos coloidales, dependiendo del tamaño de estos. En la Figura 49 se muestra la distribución del tamaño de las partículas.

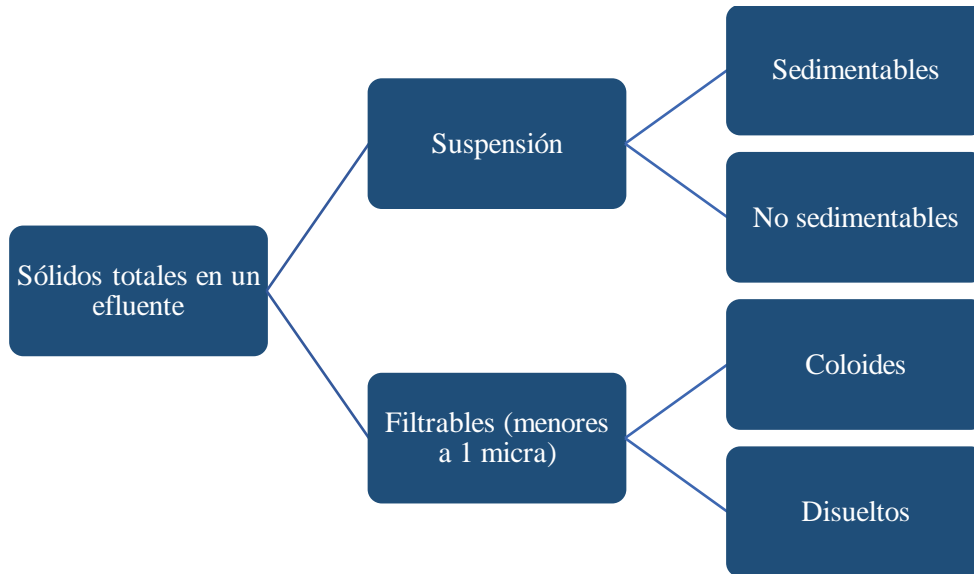


Fig. (49). Clasificación de sólidos totales en un efluente, Elaboración propia con información de (García, 2010).

El principal componente de un sistema DAF es la bomba de generación de aire disuelto Figura 50, la cual sirve para disolver el aire en el agua y crear una máxima adhesión a los floculos generados. En ocasiones parte del aire generado por la bomba no se une con el agua, en este caso existen escapes para que las burbujas de aire salgan de la línea aireada y regresen a la cámara de efluentes DAF.



Fig. (50). Descripción de equipo DAF, bomba de aire (World Water Works, 2021).

El agua aireada se combina con la corriente de agua residual y entran en el tanque de flotación donde, el aire comienza a liberarse y las microburbujas se unen a las partículas elevándolas a la superficie, mientras que las partículas más pesadas sedimentan en los conos de descarga Figura 51.

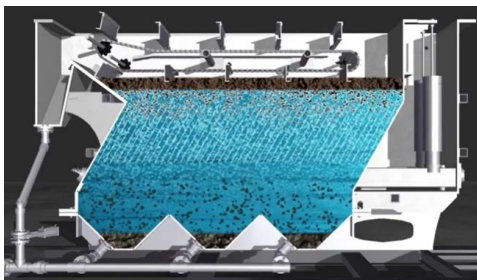


Fig. (51). Descripción de equipo DAF, tanque de flotación (World Water Works, 2021).

El agua tratada viaja hacia la cámara de efluentes y sale del DAF, mientras que las partículas acumuladas en la superficie son eliminadas por un sistema de rastrillo y expulsadas a la tolva de lodos. El rastrillo funciona con un temporizador que dice cada cuanto debe correr cada uno y la duración entre ciclos. Una bomba de lodos saca los lodos de la tolva y son dirigidos a tanques de almacenamiento, mientras que los conos que también funcionan con temporizador se irán vaciando uno a uno, comenzando por el extremo más cercano a la tolva de lodos.

Unidad de filtro BIOFOR: Los filtros BioFOR son reactores biológicos aeróbicos o anóxicos que usan tecnología de crecimiento incluida para aplicación en tratamiento de aguas residuales municipales o industriales. Lo que hacen es un proceso de filtración biológica aeróbica mediante el cual una biomasa (bacteria) degrada biológicamente los compuestos orgánicos solubles y, al mismo tiempo, elimina los sólidos en suspensión mediante filtración. El proceso biológico elimina el MEG y BTEX restantes y tiene la capacidad de manejar cargas variables de demanda química de oxígeno (DQO) y demanda biológica de oxígeno (DBO).

Relación del agua producida México

En México se cuenta con la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas de la Terminal Marítima de Dos Bocas, la cual brinda tratamiento al agua resultante de la extracción de los hidrocarburos para disponerla en cuerpos receptores de agua. Al igual que en la planta de gas Shetland, en la Terminal Marítima de Dos Bocas, se ocupan separadores de placas corrugadas y separadores de flotación.

Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas de la Terminal Marítima de Dos Bocas (TMDB)

La Terminal Marítima de Dos Bocas se encuentra ubicada en la costa Norte del estado de Tabasco, en la jurisdicción del municipio de Paraíso a 130 km Del área de plataformas y 160 km de Cd. Del Carmen, Camp. La Terminal inicio su construcción a finales de 1979 y tiene una superficie de 1492 Hectáreas con 2095 m de muelle, los cuales cubren un canal de acceso a embarcaciones hasta de 5.5m (18 pies) de calado (Izquierdo, 2009). Los objetivos principales que se llevan a cabo en la Terminal Marítima son: Recibo, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos provenientes de los campos de la sonda de Campeche y Tabasco, así como el suministro de insumos y servicios

para el apoyo de las operaciones de perforación y explotación de los yacimientos de las Regiones Marinas, en mantenimiento y logística (Izquierdo, 2009). En la Figura 52 se observa la distribución de la Terminal Marítima de Dos Bocas y encerrado en un recuadro rojo se encuentra la zona de la planta de tratamientos.



Fig. (52). Puerto de Dos Bocas (Izquierdo, 2009).

Esta planta, tiene como objetivo tratar el agua asociada al crudo que proviene de las actividades de deshidratación y desalado del crudo Maya acondicionado en la Terminal marítima de Dos Bocas, para que se pueda disponer de ella mediante su inyección al subsuelo o bien se descargue al mar. A través del procesamiento del agua proveniente de los hidrocarburos en la planta se debe obtener agua con la calidad establecida para la inyección al subsuelo y se deben cubrir los requerimientos que exige la normatividad en materia ambiental cuando se descarga al mar (PEMEX, EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 2012).

Como resultado de dicho tratamiento se generan residuos sólidos aceitosos que se deben acondicionar para su envío a disposición final de la Terminal. En la Tabla 35 se muestran las Normas Mexicanas que se deben cumplir para la descarga de las aguas a un cuerpo receptor y también para el manejo de los sólidos residuales.

Tabla (35). Normas Oficiales Mexicanas aplicadas para la descarga de agua producida en cuerpos receptores (PEMEX, EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 2012).

Norma	Especificaciones
NOM-143-SEMARNAT-2003	Sobre descarga de Aguas Congénitas
NOM-001-SEMARNAT-1996	Sobre descarga de Aguas Residuales
NOM-052-SEMARNAT-2005	Sobre residuos peligrosos
NOM-053-SEMARNAT-1993	Sobre toxicidad de residuos

Para datos del 2012 la Planta de Tratamiento actual de Agua Congénita contó con capacidad de procesar, como máximo, 100 MBD de agua con una concentración promedio de grasas y aceite de 150 ppm y máxima de 500 ppm y una concentración promedio de sólidos suspendidos de 210 ppm y máxima de 372 ppm. Esta capacidad se logró mediante dos trenes de separación, cada uno de los cuales tiene capacidad para manejar 50 MBD. A través del tratamiento se disminuye el contenido de los principales contaminantes a valores muy bajos que le permita cumplir con la calidad del agua para inyección al subsuelo o bien cumplir con la calidad que exige la normatividad para su descarga al mar (PEMEX, EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 2012).

Los principales contaminantes que se deben reducir en el tratamiento son: Grasas y Aceites, así como sólidos suspendidos. Los valores que se esperan antes y después del tratamiento se muestran en la Tabla 36.

Tabla (36). Valores esperados antes y después del tratamiento (PEMEX, EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 2012).

Parámetro	Valor ppm	
	Entrada	Salida
Grasas y Aceites	500 máximo	5
Sólidos suspendidos	372 máximo	5

Para cumplir con los parámetros establecidos en la Tabla 36, el proceso consiste en la separación de dichos contaminantes del agua congénita, esto se logra en tres etapas de separación utilizando equipos que reducen progresivamente dichos contaminantes, estos equipos son los siguientes:

- Separador de Placas Corrugadas: En el cual se separan aceite, agua y lodos
- Separador de Celdas de Flotación: En el cual se remueve aceite que haya quedado en la corriente de agua proveniente del Separador de Placas
- Filtro de Pulido: El cual remueve aceite residual y sólidos del agua proveniente de los separadores

Para mantener el agua en condiciones favorables durante y después del tratamiento para lograr evitar problemas de corrosión e incrustaciones, se deben controlar diversos parámetros utilizando la inyección de productos químicos. Por último, la planta cuenta con una sección para el acondicionamiento de los lodos aceitosos que se generan en el procesamiento del agua (PEMEX, EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 2012).

Necesidades de la construcción de una nueva planta de tratamiento de fluentes de Dos Bocas

Según el sitio web oficial de Petroquimex, debido a la poca capacidad de los equipos y el hecho de resultar obsoletos, la empresa Petróleos Mexicanos busca la construcción de una nueva planta de tratamientos de efluentes que resultan de la separación del petróleo dentro de la Terminal Marítima de Dos Bocas, sin especificar el tiempo estimado para su construcción. La licitación lanzada tiene como objetivo la reconfiguración de la planta de tratamiento de efluentes de la Terminal Marítima de Dos Bocas para garantizar que las descargas de aguas vertidas al mar cumplan con la normatividad ambiental.

Petróleos Mexicanos justifica la necesidad de la obra en que la actual Planta de Tratamiento de Efluentes, fue diseñada para realizar el tratamiento de las aguas aceitosas de las diversas áreas de la Terminal marítima, sin embargo, la ampliación y diversificación de actividades ha llevado a recibir aguas congénitas, producto del procesamiento del crudo, para lo que no fue diseñada, así como de distintas corrientes que terminan demandando mayor capacidad y tiempo de tratamiento, consumo nacional de químicos y con ellos, mayores costos (Arias, 2023).

La actual Planta de Tratamiento de Efluentes fue construida con la terminal hace más de 40 años con la tecnología que existía en ese tiempo. Quien gane la licitación (LO-13-J2P-013J2P002-N-10-2023) debe contemplar la elaboración de la Manifestación de Impacto Ambiental y su seguimiento ante la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Ambiente del sector Hidrocarburo (ASEA) hasta obtener la aprobación del proyecto, para posteriormente proceder con el inicio de los trabajos, que en los documentos publicados por Petróleos Mexicanos no considera tiempo estimado para la terminación de la nueva Planta de Tratamientos, y solo anunció que en el contrato se plasmarán las fechas de inicio y terminación de la obra que tendrá una capacidad de 75 mil barriles diarios de tratamiento (Arias, 2023).

Arias (2023) menciona que: “En la convocatoria publicada el 13 de junio del año en curso, se menciona que el fallo será emitido un mes y medio después, el 28 de julio, iniciando con los estudios previos para obtener las autorizaciones que requiere la obra, por lo que será en los primeros meses del 2024 que la primera piedra será colocada, con lo que Pemex pretende cumplir con los límites permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a cuerpos de aguas nacionales, así como evitar efectos adversos al medio ambiente y a la salud humana por aguas congénitas”.

Capítulo 5. Usos del agua producida en México

Agua producida en México

El agua producida es un fluido que está asociado con las actividades de producción, transporte, almacenamiento y procesamiento de hidrocarburos. En México la producción nacional de petróleo reportada de enero a julio de 2023 es de 1 millón 863,000 barriles diarios. Además de Petróleos Mexicanos, existen distintas compañías operadoras que están involucradas en la producción nacional de aceite y gas, a continuación, se mencionan algunos casos:

- **PetroBal y Fieldwood:** La CNH aprobó su plan de desarrollo del área contractual cuatro, que ganaron durante la ronda 1.2. El área contractual R1-L02-A4 abarca 57,966 kilómetros cuadrados de dimensión en aguas someras del golfo de México, a 50 kilómetros de las costas de Tabasco y Campeche Este contrato de producción compartida de crudo ligero incluye los campos Ichalkil y Pokoch, cuyo operador será Fieldwooe en sociedad al 50% con PetroBal Upstream. El plan de desarrollo estima unas reservas 2P por 450 millones de barriles de crudo ligero y 567,000 millones de pies cúbicos de gas, lo que la colocaría en el área contractual número cinco de contenido reservas. La inversión, gastos de operación y abandono ascienden a 7,582 millones de dólares de 2020 a 2041. El desembolso contempla construcción de dos plataformas ligeras marinas, dos octápodos, y seis ductos, 21 pozos más uno inyector para agua residual, además de que usarían infraestructura de Pemex (Solís, 2019)
- **ENI:** La italiana ENI fue la primera compañía privada que logró comenzar la producción después de las rondas petroleras derivadas de la reforma energética, en julio de 2019. Y en casi dos años se ha colocado como la segunda petrolera que más producción suma. En abril del 2021 la compañía extrajo 14,770 barriles diarios de petróleo, lo que representa cerca del 24% del total generado por las compañías privadas (Nava, 2021). Efraín Mariano (2023) menciona que: “Eni México lidera la inversión de privados el segmento “upstream” en el país, con un desembolso de 2,644 millones de dólares hasta junio de 2023. De acuerdo con la CNH, la petrolera italiana ha desembolsado 2,374 millones de dólares en el desarrollo y producción de los campos Amoca, Miztón y Tecoailli de aguas someras. El resto del monto de inversión lo ha destinado a otras cinco asignaciones”. La compañía ENI, ha implementado la recuperación secundaria a través del aprovechamiento del agua producida.
- **Hokchi Energy:** El consorcio entre las argentinas Panamericana Energy y E&P Hidrocarburos reportó su primera producción en mayo del 2020, posterior a esto, en el año 2021 se reconoció como la tercera petrolera privada que más aporta a la extracción de crudo. Su producción, proveniente de un contrato que se adjudicó en la ronda 1.2, ha crecido de manera acelerada. En mayo del 2020 sumó una producción de 325 barriles diarios y en abril pasado, casi un año después, reportó 6,536 barriles al día, su cifra más alta desde el inicio de su operación. Para el año 2021, la producción de Hokchi representó el 10.6% de la producción total privada y el consorcio (Nava, 2021)
- **Diavaz:** La mexicana Diavaz, una compañía especializada en servicios petroleros y vieja conocida de la estatal Pemex, tiene a su cargo tres contratos derivados de procesos de migración que la colocan como la cuarta compañía que más suma producción de crudo. Con tres de los cuatro campos que opera, Ébano, Miquetla y Barcodón, la empresa reportó una producción de 6,183 barriles al día en el año 2021 (Nava, 2021)

Las anteriores, representan algunas de las principales compañías privadas productoras de hidrocarburos presentes en México, en el 2016 estas compañías representaban el 0.05% de la producción nacional de hidrocarburos, y para el año 2021 la extracción petróleo y gas de las petroleras privadas alcanzó a representar el 3.47 % de la producción nacional (Nava, 2021). Dicho lo anterior, estas compañías han incrementado su producción de hidrocarburos y, por tanto, de agua. En respuesta a esto, están los proyectos implementados por estas compañías para el aprovechamiento del agua producida para aumentar la recuperación de hidrocarburos, lo cual representa un panorama innovador para México. Como se ha observado, la producción hidrocarburos proveniente de las compañías petroleras privadas se encuentra aún en crecimiento, su producción se mantiene aún baja con respecto a Petróleos Mexicanos, Figura 53. Entonces, Pemex al ser el mayor productor de hidrocarburos en el país, también es el mayor productor de agua asociada a los hidrocarburos.

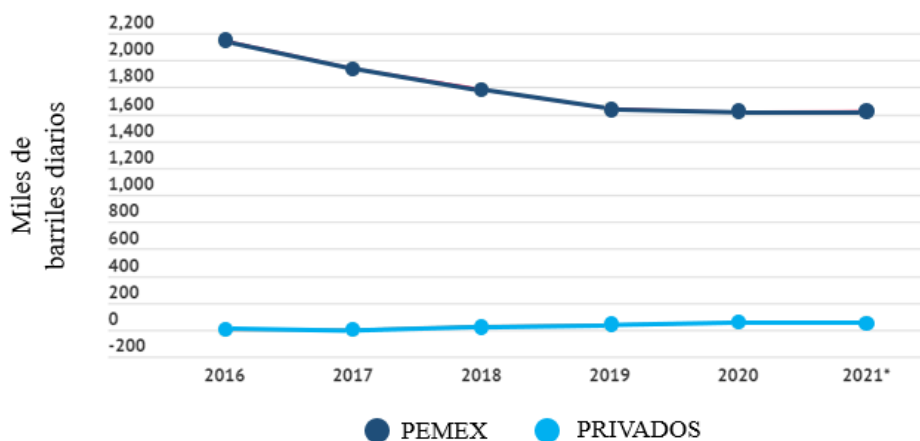


Fig. (53). Comparación de la producción de PEMEX contra las compañías privadas (Nava, 2021).

En México, para el mes de agosto del año 2023 se reportan por la CNH los siguientes valores:

- Una producción de petróleo equivalente a 1,666.4 (Mbd), de los cuales 1,263.1 (Mbd) son provenientes de aguas someras y 403.3 (Mbd) de actividades terrestres.
- La producción total de gas es de 4,989.5 (Mbd), de los cuales 2,632.8 (Mbd) son de aguas someras y 2,356.7 (Mbd) terrestres.
- Los volúmenes de agua producida son de 382.7 (Mbd), de los cuales 207.3 (Mbd) se obtienen en actividades de aguas someras y 175.4 (Mbd) son provenientes de actividades terrestres.

En la Figura 54 se observa una comparación de la producción de agua proveniente a la producción de petróleo en México.

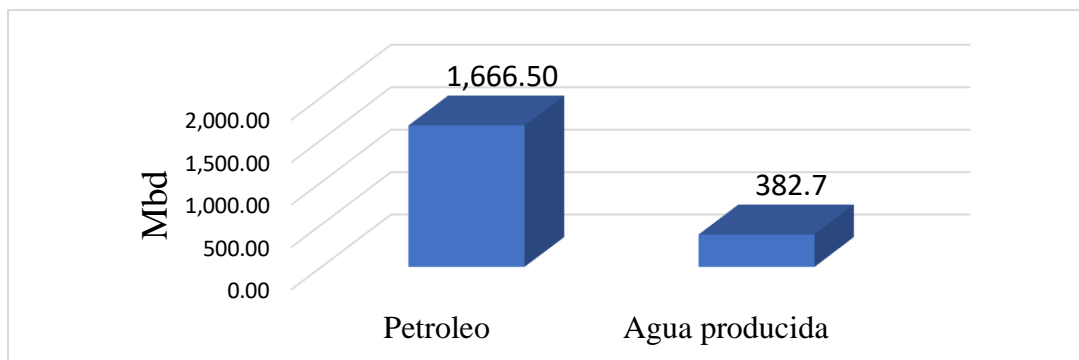


Fig. (54). Comparación de volúmenes producidos de Petróleo vs Agua producida en México (CNH, 2023).

De los anteriores volúmenes de agua producida reportados, la Tabla 37 muestra su distribución según las distintas cuencas del país.

Tabla. (37). Agua producida reportada en las cuencas de México (CNH, 2023).

Cuenca	Burgos	Sureste	Sabinas	Tampico Misantla	Veracruz
Agua producida (Mbd)	9.1	322.2	0.2	45.8	5.4

A continuación, se muestran los campos que más le aportan producción de agua a dichas cuencas según datos de la CNH reportados en octubre del 2023:

- **Cuenca de Burgos:** Los campos con mayor producción de agua son Nejo con 1.243 (Mbd) y Cuitlahuac con 1.691 (Mbd)
- **Cuenca del Sureste:** los campos con más producción de agua son, Akal con 6.167 (Mbd), Balam con 6.21 (Mbd), Chac con 4.255 (Mbd), Chuc con 6.831 (Mbd), Ek con 6.443 (Mbd), Ku con 9.784 (Mbd), Maloob con 14.356 (Mbd), Miztón con 12.783 (Mbd), Sihil con 13.829 (Mbd), Xanab con 26.127 (Mbd), Zaa con 17.651 (Mbd)
- **Cuenca de Sabinas:** El campo con más producción de agua es el Merced con 0.241 (Mbd)
- **Cuenca de Tampico-Misantla:** la mayor producción de agua es aportada por el campo Poza rica con 14.143 (Mbd), seguido del campo Tamaulipas constituciones con 4.989 (Mbd) y los campos Santa Agueda con 2.643 (Mbd) y Arenque con 2.421 (Mbd)
- **Cuenca de Veracruz:** El Treinta, es el campo que más producción de agua aporta con 1.805 (Mbd)

Los campos que mayor producción de agua representan para México son:

1. Xanab con 26.127 (Mbd)
2. Zaa con 17.651 (Mbd)
3. Maloob con 14.356 (Mbd)
4. Poza rica con 14.143 (Mbd)

Agua producida aplicada a la recuperación secundaria

En el 2022, la CNH aprobó a Eni México el programa de trabajo y presupuesto 2023 del plan de desarrollo para la extracción de los campos Amoca, Miztón y Tecoailli. Durante la 78ª sesión extraordinaria del órgano regulador, la CNH describió que el plan de desarrollo para la extracción forma parte del contrato CNH-R01-L02-A1/2015. Se trata de un contrato en la modalidad de producción compartida. El área contractual, con una superficie de 67.20 km², se ubica en aguas territoriales de Golfo de México, en la provincia petrolera Cuencas del Sureste. A una distancia de 7.5 km de las costas del estado de Tabasco. Cuenta con los Campos Amoca, Miztón y Tecoailli ver Figura 55. En términos de producción ocupa el 1er lugar entre los contratos petroleros operados por privados. Asimismo, es el 12vo campo a nivel nacional. Su tipo de fluido es aceite negro de 16-28 °API (Mariano, 2022).

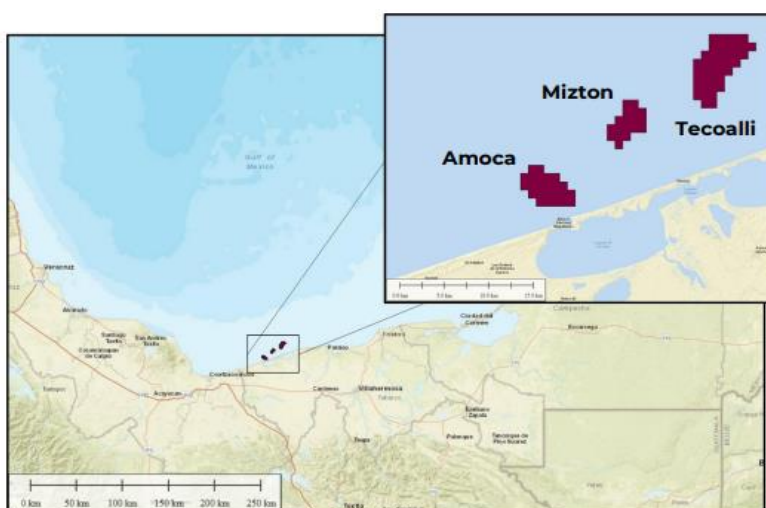


Fig. (55). Distribución de los campos Amoca, Miztón y Tecoailli. (CNH, 2021)

Cabe destacar que, el 27 de septiembre pasado, Eni México logró la exportación del primer cargamento de los hidrocarburos del Estado provenientes de este contrato. Dicho cargamento salió con un volumen aproximado de 519 mil barriles lo que representará un ingreso estimado de 42 millones de dólares. Hasta antes de este cargamento el área contractual había aportado 277 millones de dólares para el Estado. Este cargamento sienta un precedente en la Comercialización de hidrocarburos. actualmente tiene una producción promedio diaria de 26,476 barriles diarios y 39.73 mil pies cúbicos diarios de gas. En promedio el Estado obtiene de este Contrato 200,000 barriles por mes y 193 mil pies cúbicos por mes (Mariano, 2022).

Eni México decidió apostar a la recuperación de hidrocarburos a través de la inyección de agua proveniente de yacimiento. El campo Miztón inició su producción desde el 1 de julio del 2019. Se trata de un yacimiento clástico ubicado en el plioceno superior, actualmente el campo cuenta con 7 pozos productores de aceite y gas los cuales se han visto favorecidos en su rendimiento principalmente por la inyección de agua (Eni, 2023).

Metodología de inyección

Se tiene una plataforma costa afuera, la producción proveniente de dicha plataforma es enviada al FPSO de MODEC ver Figura 56, Inc. MIAMTE MV34 operando en el bloque “Offshore” área 1 en la Bahía de Campeche en el Golfo de México (Deepwater, 2022). FPSO se refiere a un buque de producción, almacenamiento y descarga flotante (García, 2021). El FPSO está localizado a una profundidad de agua de 32 metros, aproximadamente a diez (10) kilómetros de la costa de México, es capaz de manejar 90,000 barriles de petróleo por día, 75 millones de pies cúbicos de gas por día y 120,000 barriles de inyección de agua por día. con una capacidad de almacenamiento de 700.000 barriles de petróleo (Deepwater, 2022).



Fig. (56). FPSO MIAMTE MV34 de MODEC, Inc. en la Bahía de Campeche, México. Proyecto inyección de agua Eni México (Deepwater, 2022).

Una vez se encuentra la producción de hidrocarburos en el barco, pasa por un separador donde se dividen los hidrocarburos y el agua producida. El agua producida se mezcla junto con agua de mar para alcanzar los volúmenes que se requieren para la reinyección, previo a esto el agua es sometida a un tratamiento primario en el cual el principal interés es el remover sólidos en suspensión, gases y sales disueltas. El agua tiene que cumplir con la calidad establecida por la normatividad antes de ser regresada a la plataforma para su reinyección, las normas en las que se rige Eni para este proyecto son normas internacionales API (Instituto Americano del Petróleo, por sus siglas en inglés) y ASTM (Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales, por sus siglas en inglés). Los parámetros del agua son obtenidos a través de pruebas de laboratorio, este proceso se inicia haciendo un programa de toma de muestras de los fluidos en donde se indica la frecuencia con la que se realizarán las tomas, así como las cantidades requeridas. Las muestras de fluidos producidos se toman en la cabeza del pozo, mientras que las muestras de los fluidos inyectados se toman en el FPSO. Los parámetros que se monitorean para evaluar la calidad del agua son los presentados en la Tabla 38. Después del tratamiento, el agua es regresada a la plataforma y reinyectada. La Figura 57 describe todo el proceso para el tratamiento y reinyección de agua. *El anexo D muestra un método enfocado a la predicción de inyección de agua en la recuperación secundaria.*

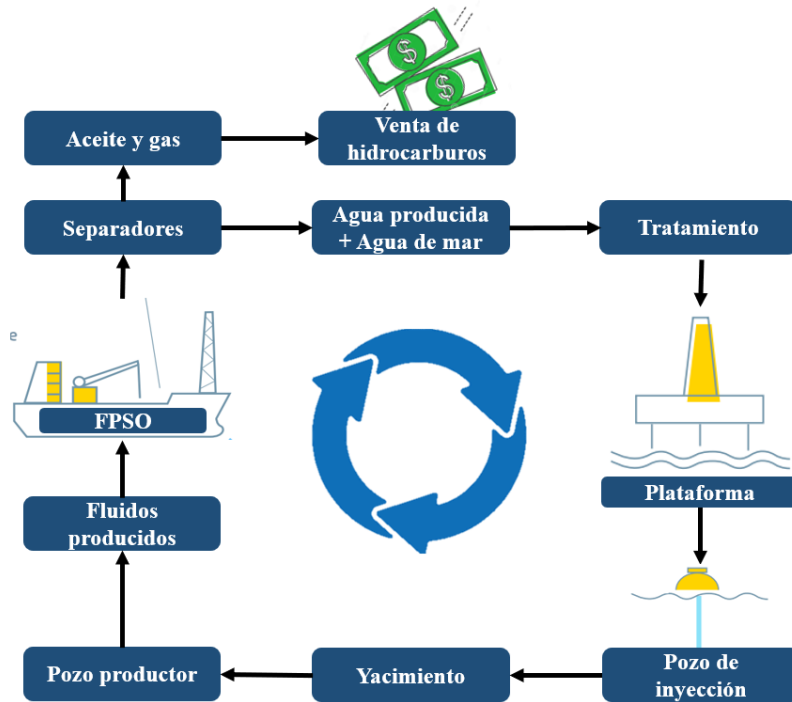


Fig. (57). Metodología de inyección de agua en proyecto Eni. Elaboración propia con fuentes de (Eni, 2023).

Tabla. (38). Parámetros evaluados durante la inyección de agua en el proyecto de Eni México (Eni, 2023).

Parámetros obtenidos de las pruebas de laboratorio
Concentración de O ₂
Turbidez
Total de aceite y grasas (TOG)
Total de hidrocarburos de petróleo
Total de sólidos suspendidos
Salinidad
Cantidad de sólidos (Agua de mar)
Sulfatos (Agua de mar)

Resultados de la inyección de agua

- Se han observado resultados favorables en la producción de aceite a finales de marzo de 2022 después de que identificara el efecto de la inyección de agua
- La RGA a partir de mayo 2022 disminuyó
- Después de un reemplazamiento BEC se tiene registro mostrando mantenimiento en la presión de fondo
- El volumen asociado a la recuperación primaria aportó un 61% y el volumen asociado a la inyección de agua a representado un 39% en este pozo

Agua producida aplicada a la generación de energía en los procesos de refinación

La Refinería Francisco I. Madero, también llamada refinería de Ciudad Madero, es una refinería de petróleo ubicada en la localidad de Ciudad Madero en el estado mexicano de Tamaulipas. Es propiedad de Petróleos Mexicanos. Se inauguró en 1914 y fue propiedad de la empresa el Águila hasta su nacionalización en 1938. En una superficie de 554 hectáreas, cuenta con alrededor de 25 plantas, cuatro trenes de recuperación de azufre, 11 calderas, ocho turbogeneradores, tres unidades desmineralizadoras, 13 torres de enfriamiento y una planta de tratamiento de aguas residuales (Badillo, 2020).

El ingeniero Ignacio Villalobos Cisneros menciona que: “La planta de tratamiento de aguas residuales (PTAR) de la refinería Madero, ver Figura 58, trata agua residual de las plantas de proceso de la refinación (efluentes), que particularmente es hidrocarburo + H₂O (grasas, aceites) donde a través del tratamiento de este flujo por los procesos de: flotación por aire, reactor biológico, reactor clarificador, filtros multimedia-carbón y ósmosis inversa se envía nuevamente a la refinería para su uso”.



Fig. (58). Planta de tratamiento de agua residual, Refinería Francisco I. Madero (UNTYPP NACIONAL, 2022).

El aprovechamiento que se le da al agua tratada es aplicado en las torres de enfriamiento y como suministro de alimentación en las calderas para la generación de vapor como fuente de energía en los procesos de desmineralización. Todo este proceso es en cumplimiento de la normatividad vigente en México. A continuación, se muestra el desarrollo de la metodología del tratamiento en la refinería Francisco I. Madero, Figura 59.

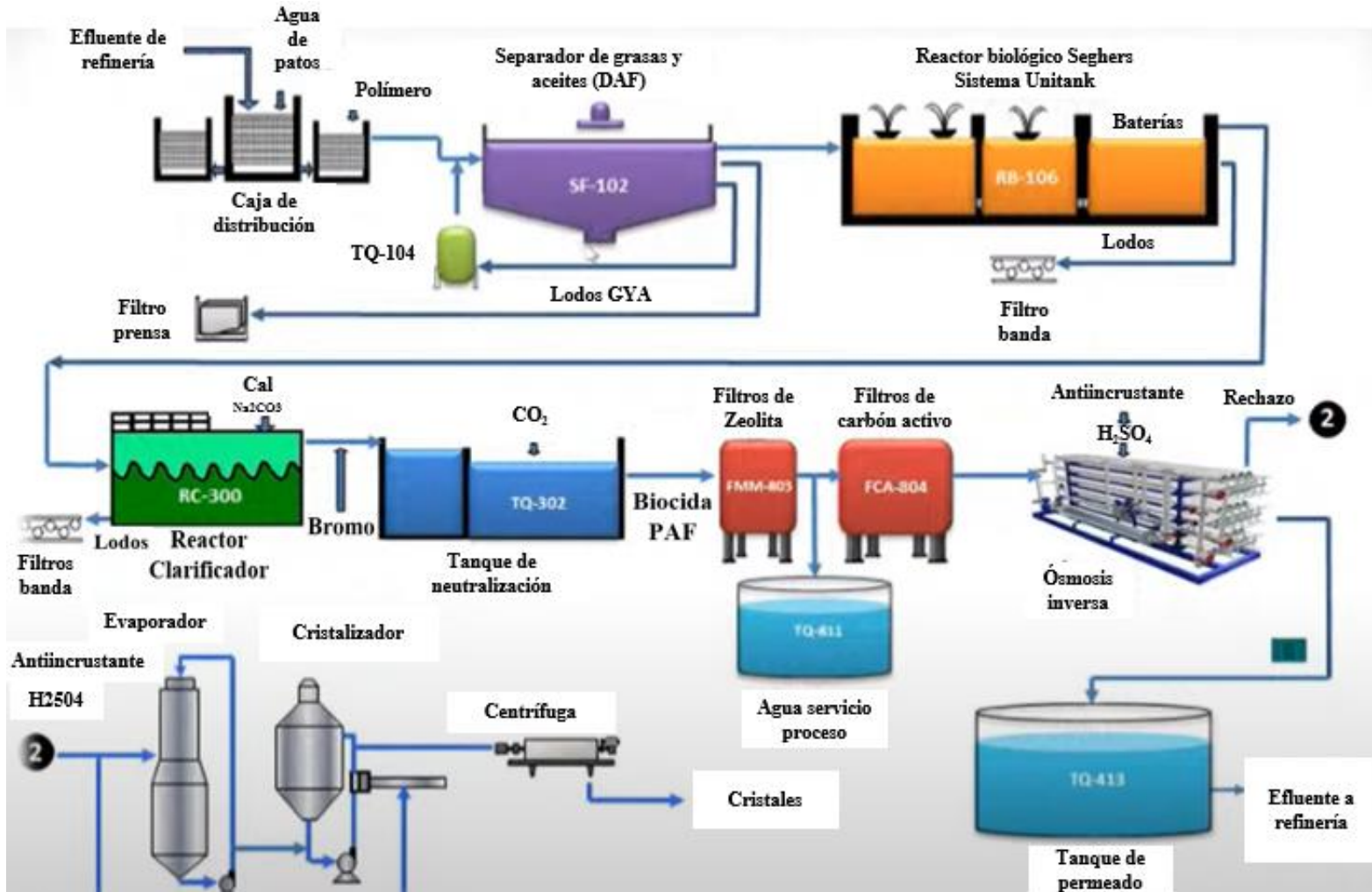


Fig. (59). Diagrama de flujo de la planta de tratamiento de aguas residuales, refinería Madero (Cisneros, 2022).

Según el diagrama de flujo mostrado en la Figura 60, los efluentes provenientes de la refinería llegan a una caja de distribución, que cuenta con una red para dirigir el agua al sistema separador de grasas y aceites (DAF) Figura 60, donde gracias a la inyección de polímeros comienza a separar la grasa del agua. El agua que se recupera del proceso del separador lleva trazas de aceite que no se pueden eliminar por completo en esta etapa, por lo que el agua va dirigida al reactor biológico.



Fig. (60). Sistema DAF, planta de tratamiento de aguas residuales de la refinería Madero (Cisneros, 2022).

En el reactor biológico Figura 61, actúan bacterias que tienen como función comerse las trazas de aceites, el principal parámetro que se revisa cuando el agua sale de este proceso es la demanda biológica de oxígeno.



Fig. (61). Reactor biológico, planta de tratamiento de aguas residuales de la refinería Madero (Cisneros, 2022).

Después de que el agua pasa el proceso del reactor biológico, es necesario darle eliminación de dureza, ajuste de pH, y sobre todo lograr su clarificación, por lo que es dirigida a los reactores clarificadores Figura 62, donde su principal función es eliminar la turbidez, donde el parámetro permisible es de no más de 15 (NTU⁷), en esta misma etapa de clarificación, a través de dos silos Figura 62 se agregan: cal, para el control del pH y carbonato para el control de la dureza. Así mismo, se agrega un polímero aniónico⁸ para que se precipite el lodo contenido, así el agua resultante se dirige a un tanque de neutralización (Tanque TQ-302) Figura 62, donde se le adiciona bromo con el fin de eliminar las bacterias restantes trasladadas desde el proceso del reactor biológico, y también se adiciona CO₂, para ajustar nuevamente el pH (Cisneros, 2022).

⁷ La unidad nefelométrica de turbidez, expresada habitualmente con el acrónimo NTU del inglés Nephelometric Turbidity Unit, es una unidad utilizada para medir la turbidez de un fluido, sólo líquidos y no aplicable a gases o atmósfera.

⁸ El Polímero Aniónico es utilizado como coagulante o floculante en la clarificación de aguas primarias y aguas afluentes del proceso.



Fig. (62). reactores clarificadores y tanque de neutralización, planta de tratamiento de aguas residuales de la refinería Madero (Cisneros, 2022).

La importancia de eliminar las bacterias restantes en la etapa de neutralización es evitar que pasen a la etapa de filtración, donde podrían tapan el interior de los filtros creando plantas que pueden obstruir el flujo del proceso. Una vez terminado el proceso de neutralización el agua llega a la etapa de filtración, la cual se divide en dos: filtros multimedia y filtros de carbón, Figura 63 (Cisneros, 2022).

Los filtros multimedia contienen grava y antracita en su interior, lo que les permite ser un medio filtrante para todos los sólidos suspendidos que se encuentran remanentes después del área de clarificación y neutralización. En seguida, el agua pasa a los filtros carbón donde la principal función es eliminar los olores y los cloruros (Cisneros, 2022).



Fig. (63). etapa de filtración, planta de tratamiento de aguas residuales de la refinería Madero (Cisneros, 2022)

El agua resultante del proceso de filtración pasa a la etapa final de ósmosis inversa Figura 64, donde se termina la adecuación de la calidad del agua. La filosofía de la ósmosis inversa es ir de una concentración menor a una concentración mayor en sales, en esta etapa el agua inicia con una conductividad de 2,800 unidades, y al terminar la etapa la conductividad es reducida a un aproximado de 800 unidades, lo que permite darle un mayor tiempo de vida a las unidades des mineralizadoras de la refinería. La actualización para implementar en la planta de tratamiento es volver las membranas de esta etapa mas robustas que permita llegar hasta una conductividad de 60 microsiemens, esta actualización da como resultado aumentar la corrida de la unidad des mineralizadora de 8 horas, prolongarlo hasta 7 días (Cisneros, 2022).



Fig. (64). Etapa de ósmosis inversa, planta de tratamiento de aguas residuales de la refinería Madero (Cisneros, 2022).

Posterior al proceso de ósmosis inversa, el agua resultante llamada agua osmotizada, es dirigida a la torre descarbonatadora, donde se eliminan los gases residuales como el CO_2 , en este punto el agua sale ya con un pH de 7 (neutro), para después dirigirse al tanque de permeado Figura 65, donde el agua se encuentra ya lista para ser enviada a los procesos de la refinería, a través de tres bombas con una presión de descarga de 7 kg/cm^2 .



Fig. (65). Tanque de permeado, planta de tratamiento de aguas residuales de la refinería Madero (Cisneros, 2022)

En la Tabla 39 se indican los parámetros de la calidad que se debe de cuidar en el agua resultante del tratamiento.

Tabla. (39). parámetros monitoreados en la planta de tratamiento de aguas residuales de la refinería Francisco I. Madero (UNTYPP NACIONAL, 2022).

Parámetro	Límite
Ca	<120
Cl	<60
Color	-
Conductividad	<800
DQO total	<45
Dureza total	<180
Fenoles	0
Mg	<60
N	<2
pH	Entre 6 y 8
S	<2
SDT	<400
SO4	<75
SST	<2
Temperatura	>20
Turbidez	-

En la Figura 66 se muestra la evolución de la calidad del agua de acuerdo con la etapa de tratamiento por la que va pasando. Cuando recién llega al sistema de tratamiento podemos ver una calidad de agua muy mala y turbia, pero conforme llega al sistema de salida las características químicas y físicas resultantes alcanzan una gran mejora en la calidad del agua. El poder aplicar estos procesos en todas las refinерías de México sin duda alguna implica un gran paso para la industria petrolera en el aprovechamiento del agua y el cuidado del medio ambiente.



Fig. (66). Calidad visual de flujos en el proceso de tratamiento del agua en la Refinería Francisco I. Madero (UNTYPP NACIONAL, 2022).

Agua producida propuesta a la industria de la irrigación

Utilizar aguas residuales para el riego es una práctica cada vez más común y sostenible en muchas partes del mundo. Por ejemplo, el empleo de agua residual en la agricultura cuenta con distintas ventajas, como la disminución de agua de superficie para riego, algo que resulta sumamente beneficioso en regiones donde este recurso es escaso o cuenta con una disponibilidad limitada. Por otra parte, la reutilización de agua en la agricultura también plantea algunos desafíos, especialmente en lo que respecta a la calidad del agua. Es indispensable que el agua tratada sea segura para su uso en actividades de riego y que no contenga contaminantes que ocasionen daño a la salud de los cultivos y de los seres humanos que los consuman (SETA, 2023). Para asegurar la seguridad del agua reutilizada en la agricultura se deben seguir las normas que establecen los límites máximos permisibles de tratamiento aplicados al agua para su uso en esta actividad, además, resulta también importante que se lleve un monitoreo regular del agua reutilizada en la agricultura para asegurarse de que cumpla con los estándares requeridos de parámetros como: temperatura, pH, concentración de nutrientes y presencia de microorganismos patógenos (SETA, 2023).

Lourdes Flores (2022) menciona en su artículo publicado en el economista que: “En México, el 52% del volumen concesionado de agua para uso agrícola se concentra en los estados de Chihuahua, Guanajuato, Jalisco, Hidalgo, Sinaloa, Sonora, Tamaulipas y Veracruz. La agricultura de riego es el uso de agua que tiene los mayores volúmenes concesionados en todas las regiones hidrológico-administrativas, afirma el estudio Perspectivas del Agua en México, Propuestas hacia la seguridad hídrica, que realizaron Agua Capital y el Centro Regional de seguridad Hídrica (CERSHI), Bajo los auspicios de la UNESCO, así como Red del Agua, de la UNAM”.

Aguas residuales para uso de irrigación en Hidalgo

A pesar del beneficio que se obtiene al utilizar aguas residuales, es fundamental que el agua sea tratada previo a su uso ya que pueden existir daños importantes al medio ambiente y los suelos. Por ejemplo, el Valle del Mezquital, es una de las regiones geográficas y culturales del estado de Hidalgo en México; siendo la región de mayor extensión en Hidalgo. El 61 % de su población (aproximadamente 420 mil habitantes) viven de la agricultura, así mismo 60 % de las 46 mil 480 unidades agrícolas con superficie de riego en el estado usan aguas negras en los cultivos; 39 % aguas blancas (de pozos y lluvias) y sólo .38 % aguas residuales tratadas, de acuerdo con los datos del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI). José Luis Ortiz Santillán, doctor en Economía por la Universidad de Quebec, señala que la vegetación y fauna original de más de cien mil hectáreas han sido totalmente destruidas a causa del uso de aguas residuales no tratadas (Sánchez, 2011). Un estudio del ingeniero Humberto Romero Álvarez, avalado por el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente y la Organización Mundial de la Salud, evidencia los daños que ocasionan las aguas negras a la salud de las familias de los jornaleros que laboran en los cultivos del valle. Los resultados de laboratorio mostraron que debido a la presencia de residuos fecales en el agua hay alta incidencia de infecciones por el gusano *ascaris lumbricoides* (que produce enfermedades diarreicas) en los menores de entre cinco y 14 años, que trabajan con agua residual cruda. Dada la importancia que tienen las aguas negras para la economía de la región, pero debido al impacto negativo en la salud de la población, la Semarnat llevó a cabo el proyecto de la planta de tratamiento Atotonilco (Sánchez, 2011). La planta cuenta con dos trenes de tratamiento, un tren de tratamiento biológico denominado Tren de Procesos Convencionales (TPC) y un Tren de Procesos Químicos (TPQ).

Conclusiones

- La explotación de los hidrocarburos traerá consigo la producción de agua, la cual contiene distintos contaminantes que pueden afectar a las operaciones de producción. La determinación y medición de las propiedades del agua producida en sitio aportará información valiosa que complementa la evaluación de los pronósticos de producción en las distintas fases de la vida productiva del yacimiento. Por otra parte determinar las propiedades del agua producida a través de análisis de laboratorios conforme lo estipulado en los estándares vigentes ayudará a conocer la composición y calidad del agua, con la medida de los distintos parámetros presentes se pueden conocer el tipo de problemáticas que pudieran presentarse y la mejor opción de tratamiento para contrarrestar dichos contaminantes, adaptando el agua a los límites permisibles establecidos por la normatividad vigente según el uso en el que se proponga utilizar
- El ejemplo presentado para el uso del agua en la recuperación secundaria muestra resultados favorables en la producción de aceite del campo Miztón. El volumen asociado a la inyección de agua representa el 39% de recuperación del pozo. Así mismo, la inyección de agua producida disminuyó la RGA, lo que significa que ha existido un mantenimiento en la presión. El éxito de la inyección de agua depende de la calidad del agua a inyectar, por lo que es indispensable cuidar la calidad del agua previa a la inyección para evitar problemas operativos
- El caso de la refinería Francisco I. Madero muestra un ejemplo de reutilización de agua producida aplicada en torres de enfriamiento y como suministro de alimentación en las calderas para la generación de vapor como fuente de energía en los procesos de desmineralización, esto a través de un sistema de tratamientos que incluyen un separador de grasas y aceites, un reactor biológico, reactores clarificadores, etapa de neutralización, etapas de filtración y ósmosis inversa. Los anteriores procesos del tratamiento son importantes porque ayudan a regular parámetros como el pH, la dureza, turbidez, gases disueltos, concentración de sales, entre otras propiedades
- La actualización a la tecnología de osmosis inversa representa una disminución en la concentración de sales, llevando la conductividad de 2800 microsiemens a 800 microsiemens. La visión de volver las membranas de la etapa de ósmosis inversa más robustas puede llevar los valores de conductividad hasta los 60 microsiemens, lo que puede significar que una corrida de la unidad desmineralizadora pase de durar 8 horas, hasta 7 días continuos
- El aprovechamiento del agua residual en la industria de la irrigación resulta demasiado importante en regiones donde su principal fuente de economía depende de las actividades de riego. En el Valle del Mezquital ubicado en el estado de Hidalgo el 61% de su población viven de la agricultura, por lo que el aprovechamiento de los volúmenes de agua proveniente de actividades petroleras podría servir como una alternativa para la irrigación, para lograr esto debe someterse el agua a un tratamiento adecuado que implique procesos físicos, químicos y biológicos
- El caso en las islas Shetland nos muestra que a pesar de que no se le da un uso al agua de producción, se le brinda un tratamiento adecuado y así poder disponer del agua resultante de la producción de hidrocarburos en un cuerpo receptor de agua. Es un ejemplo del trabajo

socialmente responsable para impactar lo menos posible con la producción de hidrocarburos. Así mismo, el trabajo que se realiza en Shetland puede servir como referencia rumbo a las necesidades de actualización de la planta de tratamiento de aguas congénitas de la Terminal Marítima de Dos Bocas. La incorporación de tecnologías de tratamiento como las Unidades de desorción y las unidades de filtros pueden beneficiar a la remoción de compuestos cancerígenos como el benceno, y también regular de manera más controladas las demandas biológicas y bioquímicas de oxígeno

- Es indiscutible que sin importar cual sea el destino final del agua producida, hay que darle un tratamiento como compromiso social y ético que tienen los ingenieros, cumpliendo siempre la normatividad vigente para que los fluidos que se disponen no afecten a los ecosistemas y a la población
- La normatividad vigente que establece los límites permisibles en el agua proveniente de la producción de hidrocarburos en México resulta muy laxa, es importante revisar y actualizar dicha normatividad, pero para que exista una verdadera mejora, se tienen que hacer valer estas normas por parte del gobierno y aplicar las sanciones correspondientes a cualquier compañía que perjudique el medio ambiente, esto dándole un verdadero seguimiento a las sanciones emitidas por órganos como la CONAGUA y no permitiendo que las compañías evadan dichas sanciones solamente a través de amparos
- El agua es el recurso más importante y la mayor prioridad como sociedad debe ser el cuidado de esta, ya que su contaminación afecta directamente a la vida en el planeta

Referencias

- Abad, L. A. (2017). *Evaluación de riesgos en la operación de una planta de tratamiento de agua de producción para pozos inyectoros.*
- ACIPET, A. R. (2006). *Disposición y tratamiento del agua producida.*
- Alejandra Prieto Castañeda, N. G. (2012). *ANÁLISIS DE LA NORMATIVIDAD APLICADA AL VERTIMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN LA EXPLOTACIÓN DE RECURSOS HIDROCARBUROS EN COLOMBIA.* BUCARAMANGA: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL SANTANDER.
- AquaAmbient. (2011). *Separadores de Hidrocarburos.* Obtenido de la página web <https://www.youtube.com/watch?v=b5SszDaGzJs>
- Araujo, V. (2022). ¿Cuál es la composición química del petróleo? *SILISEED*, obtenido del sitio web <https://siliseed.com/composicion-quimica-del-petroleo/>.
- Arias, N. (2023). *Pretende PEMEX construir nueva planta de tratamiento de efluentes en Dos Bocas.*
- Arnold et al. (2004). *30 Oilfield Review Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso.*
- Audrey D. Levine, G. T. (1985). *Caracterización de la Distribución de Tamaño de Contaminantes en Aguas Residuales: Implicaciones de Tratamiento y Reutilización.*
- Badillo, D. (2020). *Refinería Francisco I. Madero: la esquina contaminada del sur de Tamaulipas.*
- Bain, A., & Ferguson, R. (2018). *Sistemas de tratamiento de aguas residuales de la planta de gas de Shetland: lograr el cumplimiento en un ecosistema frágil .*
- Barragan Gonzales Juan Carlos, o. (2014). *Terminación de pozos en aguas profundas.*
- Borbón, L. F. (2017). *Control de agua en yacimientos de crudo pesado con .* Medellín, Colombia.
- Campos, D. M., & Jimenez, M. I. (2009). *Diseño de la planta de tratamiento de aguas residuales y producción evaluando las diferentes alternativas nacionales y extranjeras-aplicación campo colorado.*
- Cartocrítica. (2017). *Ductos, ¿por dónde circulan los hidrocarburos en México?*
- Cisneros, I. V. (2022). *El tratamiento de aguas residuales en la refinería de Madero.*
- CNH. (2023). *Producción por cuenca y ubicación .*
- CNH (2013). *El Futuro de la Producción de Aceite en México*
- CurioSfera. (2021). *Entre las clases de sustancias utilizadas en los laboratorios, en la industria Read more.*
- Dachser. (2019). *Tipos de buque por cargas.*
- Deepwater, S. a. (2022). *Felicitaciones a Eni por lograr el inicio de producción con el FPSO MIAMTE MV34 de MODEC, Inc. en la Bahía de Campeche, México.*
- Departamento Medio Ambiente de Alberta. (1982). *Criterios de Calidad del Agua de Superficie Provincia de Alberta.* Alberta.
- Dra. Gomora, A. p. (2022). *Presentación "análisis del agua" .*
- Electricidad, S. (2014). *La sísmica en la exploración de hidrocarburos.*
- Energético, P. (2019). *¿Perforar y terminar un pozo es lo mismo?*
- energía, S. d. (2023). *¿Qué es la Exploración de Hidrocarburos?*

- Eni. (2023). *Seminario: Casos de proyectos integrados de inyección de agua, por Eni México*.
- Exploradores. (2023). *El proceso de la sísmica*.
- EXTERIORES, S. D. (2020). *Información sobre Texas*.
- Ferrer, P. d. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*.
- Ferromex. (2023). *¿Cómo lo movemos?* Ciudad de México.
- Figuerola et.al, A. P. (2022). *CONSTRUCCIÓN Y ANÁLISIS DE DIAGRAMA STIFF-DAVIS PARA ALUMNOS DE INGENIERÍA PETROLERA, ESPERIENCIA EN AULA*.
- Gadea, G. R. (2004). *Los buques tanque y su clasificación*.
- García, Á. L. (2010). *Planificación y gestión autónoma de los servicios básicos en la zona sur de Cochabamba*.
- Garza, M. M. (2019). *Metodología para la caracterización del agua de formación en pozos de gas*.
- GOBMEX. (2018). *Malecón de la Cultura y las Artes*.
- Guerra. (2011). *Gestión y uso beneficioso del agua producida por petróleo y gas en el oeste de los Estados Unidos*.
- Guerra, K. (2011). *Gestión y uso beneficioso del agua producida por petróleo y gas en el oeste de los Estados Unidos*. Denver, Colorado: Oficina de reclamación del departamento interior de Estados Unidos.
- Gupta.et.al, K. (2018). *Total hace importante descubrimiento de gas en el Reino Unido*.
- Halliburton. (2023). *Perforación direccional*.
- HENRY A. STIFF, J. M. (1951). *THE INTERPRETATION OF CHEMICAL WATER ANALYSIS BY MEANS*.
- Izquierdo, A. G. (2009). *SEPARACIÓN BIFÁSICA EN EL PUERTO DE PEMEX DOS BOCAS*. Ciudad de México.
- Javier Santana, S. (2020). *Demanda Biológica de Oxígeno (DBO)*.
- Knott. (1989). *Reflexión y refracción de ondas elásticas con aplicaciones simológicas*.
- Manrique.et.al, A. (2016). *Cálculo y evaluación de remoción de partículas utilizando una columna de sedimentación*.
- Mariano, E. (2022). *Eni México invertirá 850 mdd en campos Amoza, Miztón y Tecoalli en 2023*. Energy & Commerce.
- Martínez, D. H. (2016). *DETERMINACIÓN DE ALCALINIDAD Y ACIDEZ EN AGUAS*. Obtenido de la página <https://www.youtube.com/watch?v=75BpLYM6K7g>
- Mendoza, C. I. (2010). *Diseño, construcción y mantenimiento del poliducto Tula-Queretaro-San Miguel-Guanajuato*. Ciudad de México.
- Mufarregue.et.al. (2001). *SUPLEMENTACIÓN CON ZINC DE LOS BOVINOS*.
- Nacheva, P. M., & otros. (2005). *TRATAMIENTO DE AGUAS DE LA DESALACIÓN DEL PETRÓLEO PARA SU*.
- Nava, D. (2021). *Estas son las petroleras privadas que más aportan a la producción de crudo*.
- Neff.et.al, J. M. (2011). *Agua producida: descripción general de la composición, destinos y efectos*.
- OilTanking. (2015). *El Proceso de Refinación de Petróleo*.
- Pangtay, S. C. (1987). *PETROQUÍMICA Y SOCIEDAD*.

- PEMEX, EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN. (2012). *INCREMENTO DE CAPACIDAD DE 100 A 150 MBDP DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS CONGÉNITAS (PTAC) QUE SE CONSTRUYE EN LA TMDB*. VILLAHERMOSA, TABASCO.
- Petroquimex. (2018). *La Geofísica en la Exploración*.
- Ramirez, et al. (2019). *Revisión general de la producción elevada de agua en la industria del petróleo*.
- Sánchez, A. C. (2011). *Se riegan con aguas negras 60% de cultivos agrícolas en Hidalgo*.
- Schlumberger. (2020). *coalescencia*. Obtenido de <https://glossary.slb.com/es/terms/c/coalescence>
- SEGOB. (2015). *ACUERDO por el que se expiden las Reglas de carácter general para definir los métodos de ajuste del valor de los hidrocarburos de los derechos sobre hidrocarburos*.
- SEGOB. (2022). *Especificaciones generales para el diseño*. NORMA Oficial Mexicana NOM-020-SCT-2-2022.
- SETA. (2023). *Reutilización de aguas residuales para riego*.
- SIAPA. (2014). *CRITERIOS Y LINEAMIENTOS TÉCNICOS PARA FACTIBILIDADES. GEOTÉCNIA*.
- Solís, A. (2019). *PetroBal desarrollará el segundo campo con más producción petrolera de México*.
- Souza, A. (2018). *La cadena del sector hidrocarburos*.
- Statista. (2021). *Ranking de los países con mayor producción de petróleo en América Latina en 2021*.
- Tatiana, R. O, et al. (2019). *Revisión general de la producción elevada. El Reventón Energético Vol. 17 n°2*.
- UNTYPP NACIONAL. (2022). *Eltratamiento de aguas residuales en la refinería de Madero*.
- Vallejo, M. L. (2011). *Predicción y control de incrustaciones minerales en pozos petroleros*.
- Villegas, et al. (2017). *Remoción de hidrocarburos de aguas de producción de la industria petrolera utilizando nanointermedios compuestos por SiO₂ funcionalizados con nanopartículas magnéticas*. DINA.
- World Water Works, I. (2021). *Flotación por Aire Disuelto 3D Animation - Ideal DAF™*. Obtenido de <https://www.youtube.com/watch?v=1PVmMC4p6Ag>

ANEXO A

Determinación de diagrama “Stiff & Davis”

A continuación, en la Tabla A1 se muestran 4 ejemplos de tipos de agua de mar de distintas zonas geográficas, las unidades en las que están reportados los datos son en (mg/L) para efectos prácticos podemos aproximarlos a partes por millón (ppm).

Tabla (A1). Agua típica de mar con distintos orígenes geográficos (Stiff y H. Davis, 1951).

Componente	Agua típica de mar	Mediterráneo Oriental	Golfo Árabe, Kuwait	Mar rojo en Jeddah
Cloro	18,980	21,200	23,000	22,219
Sodio	10,556	11,800	15,850	14,255
Sulfato	2,649	2,950	3,200	3,078
Magnesio	1,262	1,403	1,765	742
Calcio	400	423	500	225
Potasio	380	463	460	210
Bicarbonato	140	-	142	146
Estroncio	13	-	-	-
Bromo	65	155	80	72
Borato	26	72	-	-
Flúor	1	-	-	-
Silicato	1	-	1,5	-
Yodo	<1	2	-	-
Otros	-	-	-	-
Total de sólidos disueltos	34,483	38,600	45,000	41,000

A continuación, se realizará la huella de agua correspondiente a un análisis de agua arrojado de un campo petrolero, con dos fines:

1. Establecer el aprendizaje para realizar un diagrama “Stiff-David”
2. Comparar la huella resultante con la huella típica de mar, y poder observar si existen diferencias entre estas

La Tabla 2A, muestra la composición de la muestra de agua correspondiente al campo petrolero que se analizó

Tabla (2A). Composición de muestra de agua (D. Bourg, 2000).

Componente	Concentración (mg/L)
Cl ⁻	63,000
SO ₄ ²⁻	3
HCO ₃ ⁻	220
Na ⁺	35,354
Ca ²⁺	3,260
Mg ²⁺	910
Ba ²⁺	95
Sr ²⁺	131
Fe ³⁺	23
CO ₂ disuelto	68
Temperatura	90°F
pH	6.7

Lo primero que vamos a realizar es obtener la masa molecular de los distintos iones presentes en el análisis, ver Figura 1A


ion	elementos	Calculo masa molecular de cada elemento	Calcular masa molecular del ion sulfato
SO ₄ ²⁻	S, O	$S = 32 * 1 = 32 \text{ g/mol}$ $O = 16 * 4 = 64 \text{ g/mol}$  Número de oxigenos presentes	$S = 32 \text{ g/mol}$ $+$ $O_4 = 64 \text{ g/mol}$ <hr/> $SO_4 = 96 \text{ g/mol}$

Figura (1A). Desarrollo para el cálculo de masas moleculares

Aplicando lo anterior en todos los iones, se tiene el siguiente resultado. (También se acomodaron los iones por cationes y aniones) Tabla 3A.

Tabla. (3A). Resultado de masas moleculares.

Elemento	Valencias	MM (g/mol)	mg/L
Na ⁺	1	23	354
Ca ⁺⁺	2	40	3260
Mg ⁺⁺	2	24	910
Fe ⁺⁺⁺	3	56	23
Cl ⁻	1	35	63000
HCO ₃ ⁻	1	61	220
SO ₄ ⁻	2	96	3
O ₃ ⁻	2	60	0

Posteriormente la concentración expresada en mg/L se va a pasar a g/L, esto con el fin de poder realizar operaciones para eliminar algunas unidades. Esto se logra dividiendo la concentración entre 1000, ver Tabla 4A.

Tabla. (4A). Concentraciones de mg/L a g/L.

Elemento	Valencias	MM (g/mol)	Concentración	
			mg/L	g/L
Na ⁺	1	23	354	0.354
Ca ⁺⁺	2	40	3260	3.26
Mg ⁺⁺	2	4	910	0.91
Fe ⁺⁺⁺	3	56	23	0.023
Cl ⁻	1	35	63000	63
HCO ₃ ⁻	1	61	220	0.22
O ₄ ⁻	2	96	3	0.003
CO ₃ ⁻	2	60	0	0



Ahora, se expresa el resultado final en Meq/L, se debe recordar que 1 mol = 1 eq. Se ocupó la masa molecular debido a que ahí es donde se tienen moles, también hay que considerar la concentración que obtenida en g/L y la valencia del ion. El Desarrollo es el siguiente:

Desarrollo del ion Cl⁻

$$\left(\frac{63 \text{ g}}{\text{L}} \right) * \left(\frac{1 \text{ mol}}{35 \text{ g}} \right) * \left(\frac{1 \text{ eq}}{1 \text{ mol}} \right)$$

$$\left(\frac{63 \cancel{\text{ g}}}{\text{L}} \right) * \left(\frac{1 \cancel{\text{ mol}}}{35 \cancel{\text{ g}}} \right) * \left(\frac{1 \text{ eq}}{1 \cancel{\text{ mol}}} \right) = 1.8 \frac{\text{eq}}{\text{L}}$$

→ Representa la valencia

Para pasarlo a Meq /L :

$$\left(1.8 \frac{\cancel{\text{eq}}}{\text{L}} \right) * \left(\frac{1000 \text{ Meq}}{1 \cancel{\text{eq}}} \right) = \boxed{1800 \frac{\text{Meq}}{\text{L}}}$$

La razón por la que la concentración se expresa en Meq/L es porque es la escala propuesta para poder graficar en el diagrama de Stiff & Davis.

Desarrollo del ion SO₄²⁻

Para el caso del sulfato, la valencia ya no es igual a uno (el signo no se toma en cuenta). Debido a esto la relación de eq/mol va a cambiar.

$$\left(\frac{0.003 \text{ g}}{\text{L}}\right) * \left(\frac{1 \text{ mol}}{96 \text{ g}}\right) * \left(\frac{2 \text{ eq}}{1 \text{ mol}}\right)$$

$$\left(\frac{0.003 \cancel{\text{ g}}}{\text{L}}\right) * \left(\frac{1 \cancel{\text{ mol}}}{96 \cancel{\text{ g}}}\right) * \left(\frac{2 \text{ eq}}{1 \cancel{\text{ mol}}}\right) = 0.0000625 \frac{\text{eq}}{\text{L}}$$

→ Representa la valencia

Para pasarlo a Meq /L :

$$\left(0.0000625 \frac{\cancel{\text{eq}}}{\text{L}}\right) * \left(\frac{1000 \text{ Meq}}{1 \cancel{\text{eq}}}\right) = \boxed{0.0625 \frac{\text{Meq}}{\text{L}}}$$

Realizando el mismo procedimiento con todos los iones analizados, se observan los resultados mostrados en la Tabla 5A.

Tabla. (5A). conversión de la concentración a meq/L.

Elemento	Valencias	MM (g/mol)	Concentración		
			mg/L	g/L	meq/L
Na ⁺	1	23	354	0.354	1537.13
Ca ⁺⁺	2	40	3260	3.26	163
Mg ⁺⁺	2	24	910	0.91	75.83
Fe ⁺⁺⁺	3	56	23	0.023	1.23
Cl ⁻	1	35	63000	63	1800
HCO ₃ ⁻	1	61	220	0.22	3.6
SO ₄ ⁻	2	96	3	0.003	0.0625
CO ₃ ⁻	2	60	0	0	0

Lo siguiente será hacer la adecuación de estos resultados para una escala logarítmica. Esto se desarrolló para poder apreciar todos los iones de una mejor manera, así que se aplica el logaritmo al resultado en Meq/L y con esto los valores resultantes se podrán graficar en el diagrama Stiff & Davis, ver Tabla 6A.

Tabla. (6A). Logaritmos de las distintas concentraciones

Elemento	Valencias	MM (g/mol)	Concentración			Log
			mg/L	g/L	meq/L	
Na ⁺	1	23	354	0.354	1537.13	3.186
Ca ⁺⁺	2	40	3260	3.26	163	2.21
Mg ⁺⁺	2	24	910	0.91	75.83	1.88
Fe ⁺⁺⁺	3	56	23	0.023	1.23	0.089
Cl ⁻	1	35	63000	63	1800	3.25
HCO ₃ ⁻	1	61	220	0.22	3.6	0.55
SO ₄ ⁻	2	96	3	0.003	0.0625	-1.204
CO ₃ ⁻	2	60	0	0	0	-

Una vez teniendo los valores Logarítmicos, se comienzan a graficar. Para realizar la gráfica se tienen en cuenta las siguientes observaciones:

- Valores entre el 0 y 1, se grafican de 1 a 10
- Valores entre 1 y 2, se grafican de 10 a 100
- Valores entre 2 y 3, se grafican de 100 a 1000
- Valores entre 3 y 4, se grafican de 1000 a 10000
- Los valores negativos o que marquen error se grafican en el origen

Por ejemplo, el valor obtenido en logaritmo del Sodio es el siguiente:

$$\text{Na} = 3.186$$

Al ser un catión se debe aumentar su concentración hacia la izquierda, y su valor esta entre 3 y 4 por lo que se graficaría en la escala de 1000 a 10000, aproximándose a lo mostrado en la Figura 2A.

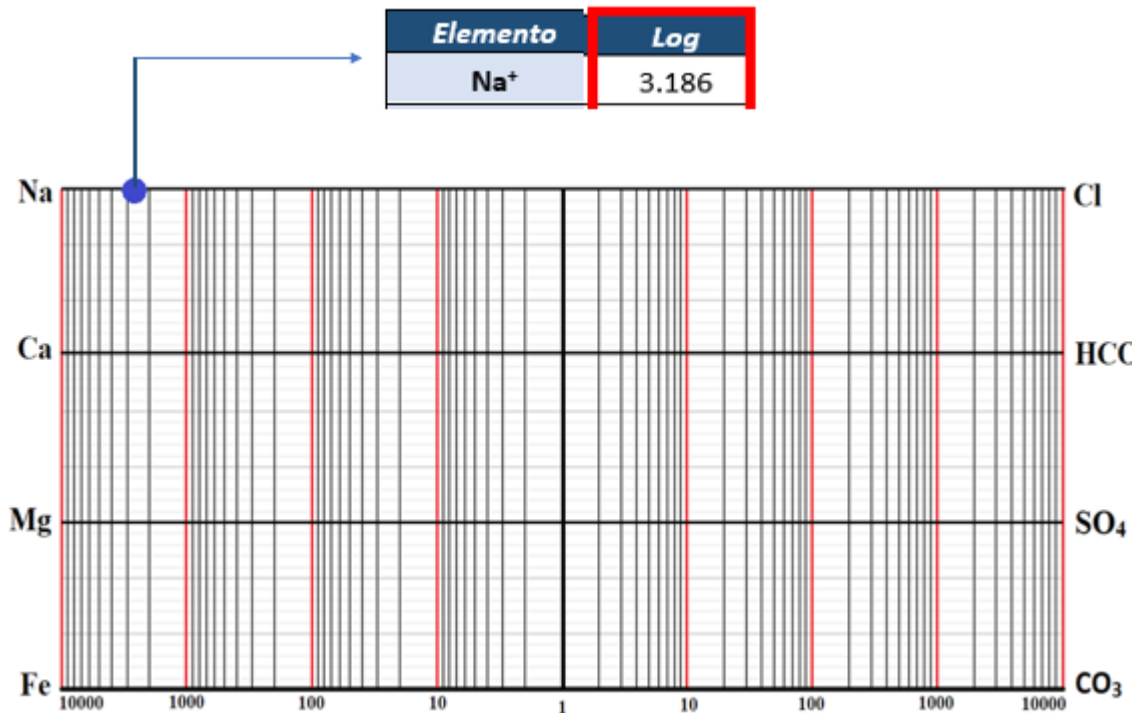


Fig. (2A). Punto graficado correspondiente a la concentración de Sodio expresada en Logaritmo.

Con base en el ejemplo del Sodio, posteriormente se aplica lo mismo a todos los iones de la tabla y al unir los puntos graficados se obtiene la huella correspondiente. El diagrama Stiff & Davis de este ejemplo se puede observar en la Figura 3A.

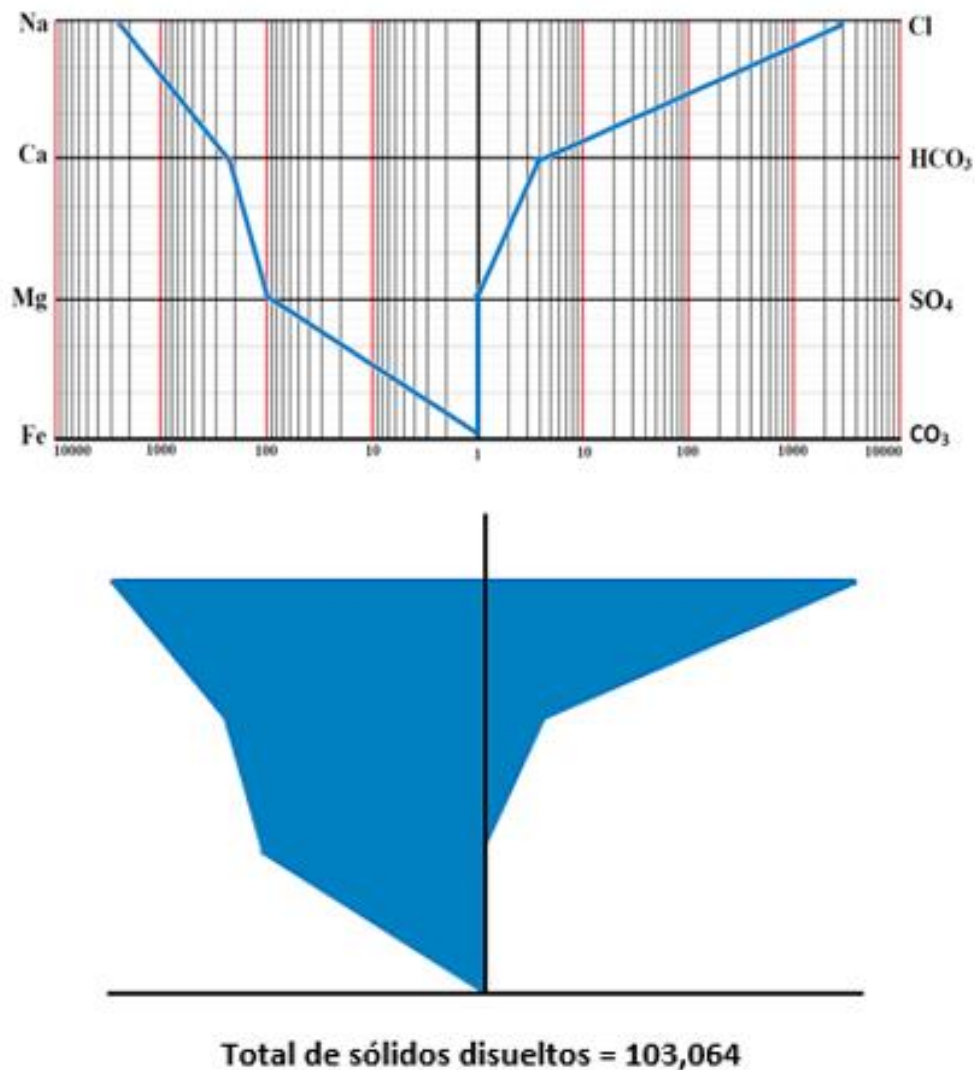


Fig. (3A). Huella típica de agua de mar.

Después de realizar este ejemplo, se comparará con las huellas de agua resultantes de los distintos tipos de aguas típicas de mar procedente de diferentes zonas geográficas de la Tabla 1A. A continuación, se mostrará el resultado de todas las huellas. Se aplicó el mismo procedimiento del ejemplo para realizarlas Figura 4A.

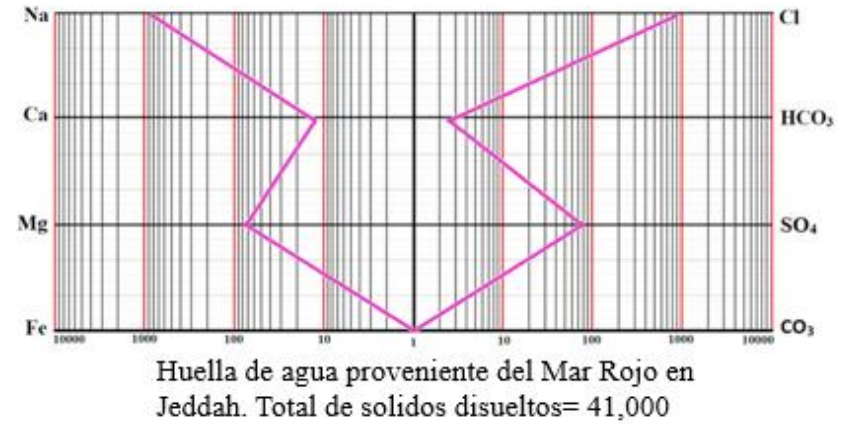
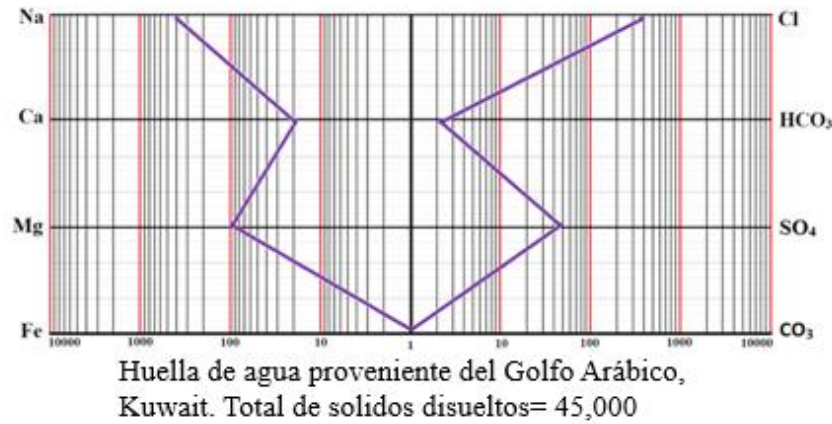
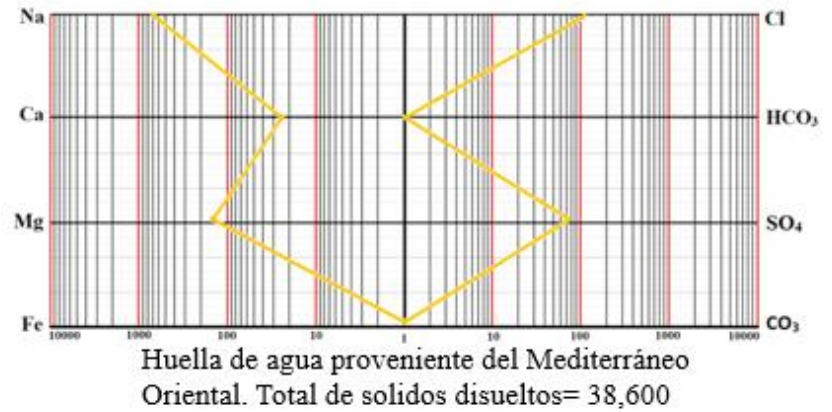
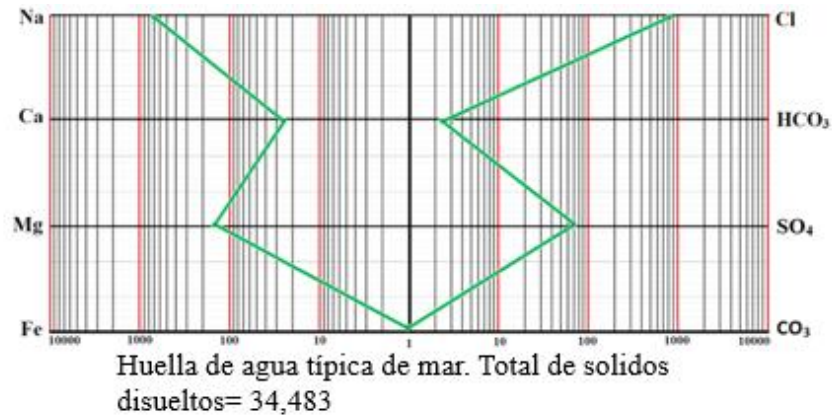


Fig. (4A). huellas de aguas provenientes de distintas zonas de agua de Mar.

Así pues, se compara la huella de agua del ejemplo contra la huella de agua típica de mar Figura 5A.

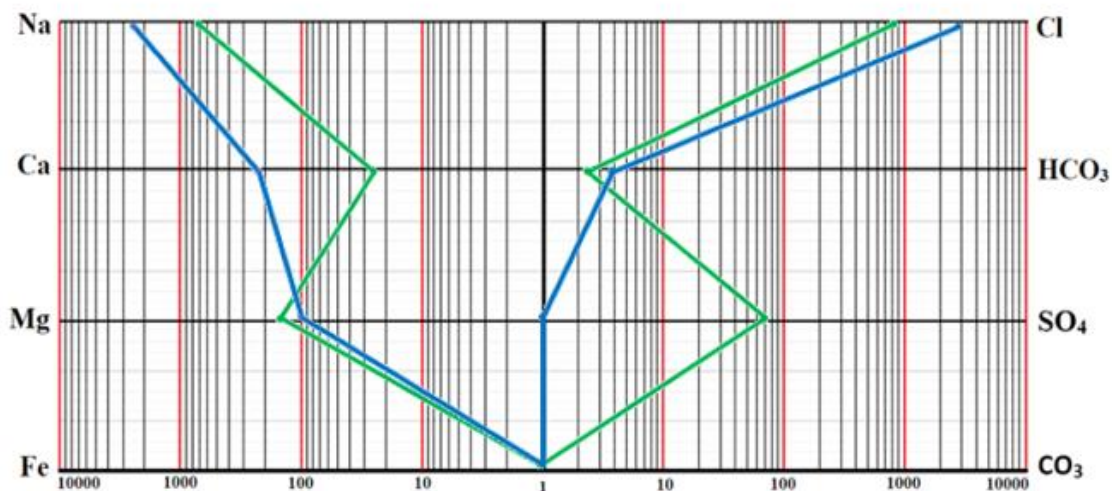


Fig. (5A). Comparación de una huella de agua típica de mar y una huella de agua proveniente de un campo petrolero.

Basada en esta comparación gráfica se realizan las siguientes conclusiones:

- Existe una clara diferencia en la concentración de distintos iones. Observamos un contenido mayor de cloro en el ejemplo realizado, en comparación con una huella típica de mar
- El nivel de calcio del ejemplo realizado también supera en concentración a la huella típica de mar. De la misma forma lo hace el estroncio
- La concentración de hierro en el ejemplo realizado es de 23 mg/L, aunque en el diagrama pareciera que va al origen, debemos recordar que se trata de un método gráfico por lo que estas pequeñas concentraciones pueden llegar a no notarse tanto visualmente, sin embargo, encontramos el valor en la Tabla 2A. Recordemos que el hierro no se encuentra presente en el agua de mar y cuando encontramos concentración de este es por consecuencia de la corrosión en las tuberías
- El pH en los valores de la Tabla 2A indica un valor de 6.7 y el agua de mar esta aproximadamente en valores de entre 7—8

Por lo tanto, el agua del ejemplo analizado no pertenece a un agua de mar, basándonos en los altos niveles de salinidad presente y el contenido de hierro se concluye que se trata de agua de producción. La ventaja de realizar huellas es que permiten visualizar la forma y con esto asemejar o no la huella a cierto tipo de agua.

ANEXO B

Determinación de las propiedades del agua producida

Ahora que se han presentado los distintos parámetros que pueden estar presentes en las salmueras de producción se mostrara como determinar dichas propiedades. Las propiedades físicas y químicas del agua se determinan por medio de pruebas de laboratorio, para obtener resultados confiables y representativos es necesario utilizar prácticas o normas estandarizadas. En México, se toman en cuenta las NOM y NMX para este propósito. Las propiedades físicas y químicas del agua que se miden de manera rutinaria son las presentadas en la Tabla 1B.

A continuación, se presenta brevemente el procedimiento para la determinación de dos propiedades; la alcalinidad y la acidez según la normatividad correspondiente. El resto de las propiedades presentadas en la Tabla 1B pueden ser consultadas seleccionando sus respectivas ligas. La **NMX-AA-036-SCFI-2001** establece el método para la determinación de acidez y alcalinidad en aguas naturales, residuales y residuales tratadas. La Figura 1B presenta los pasos a seguir para la recolección y preservación de las muestras, así como los insumos necesarios para la determinación de la alcalinidad y la acidez (Martínez, 2016).

Tabla (1B). Normas para la determinación de las propiedades del agua. Fuente NOM y NMX mexicanas.

Propiedad	Norma	Enlace
Acidez y Alcalinidad	NMX-AA-036-SCFI-2001.	https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/166776/NMX-AA-036-SCFI-2001.pdf
Conductividad	NMX-AA-093-SCFI-2000	https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/166800/NMX-AA-093-SCFI-2000.pdf
Densidad	NOM-CH-50-1984	https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4700356&fecha=15/11/1984#gsc.tab=0
Dureza	NMX-AA-072-SCFI-2001	https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/166788/NMX-AA-072-SCFI-2001.pdf
silice soluble	NORMA MEXICANA NMX-AA-75-1982	http://legismex.mty.itesm.mx/normas/aa/aa075.pdf
Grasas y Aceites recuperables	NMX-AA-005-SCFI-2013	https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/166764/nmx-aa-005-scfi-2013.pdf
pH	NMX-AA-008-SCFI-2016	https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/166767/NMX-AA-008-SCFI-2016.pdf
Demanda Bioquímica de Oxígeno	NMX-AA-028-SCFI-2021	https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5596923&fecha=17/07/2020#gsc.tab=0

Continuación Tabla (1B). Normas para la determinación de las propiedades del agua. Fuente NOM y NMX mexicana.

Demanda Química de Oxígeno	PROY NMX-AA-030/1-SCFI-2008	https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5184479&fecha=01/04/2011#gsc.tab=0
Sólidos y Sales disueltas	NMX-AA-034-SCFI-2015	https://www.dof.gob.mx/normasOficiales/5959/seeco12_C/seeco12_C.html
Cromo hexavalente	NMX-AA-044-SCFI-2014	https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/166148/nmx-aa-044-scfi-2014.pdf
Fenoles totales	NMX-AA-050-SCFI-2001	https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/166783/NMX-AA-050-SCFI-2001.pdf
Metales	NMX-AA-051-SCFI-2001	https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/166785/NMX-AA-051-SCFI-2001.pdf
Sulfuros	PROY-NMX-AA-084-SCFI-2005	http://legismex.mty.itesm.mx/normas/aa/nmx-AA-05/proy-nmx-aa-084-scfi-2005.pdf
Cloro	NMX-AA-108-SCFI-2001	https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/166806/NMX-AA-108-SCFI-2001.pdf
Cloruro de sodio	NOM-F-150 S-1981	https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4716889&fecha=15/02/1982#gsc.tab=0

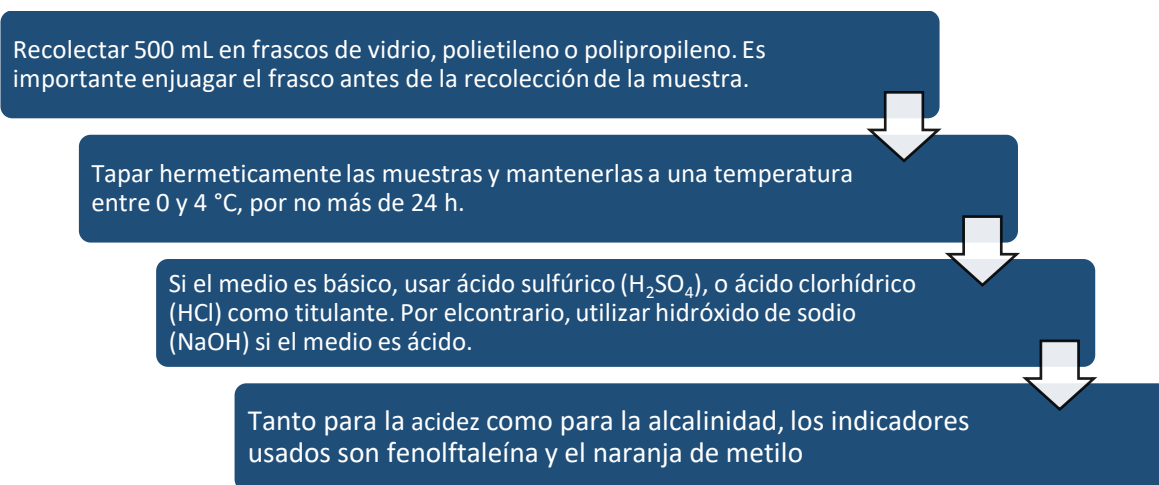


Fig. (1B). pasos para la determinación de alcalinidad y acidez. NMX-AA-036-SCFI-2001

Alcalinidad

Es la capacidad que tiene el agua para neutralizar sustancias ácidas. Hay dos formas de reportar la alcalinidad de una muestra; con respecto a la fenolftaleína y al naranja de metilo, las cuales son sustancias conocidas como indicadores coloridos.

- **Alcalinidad a la fenolftaleína (Alc FF):** Este indicador se utiliza cuando la muestra de agua tiene un pH mayor a 8.3, el agua toma una coloración fucsia si el pH es mayor a 8.3 y se torna incoloro cuando el pH es menor a 8.3
- **Alcalinidad al naranja de metilo (Alc NM):** Este indicador se utiliza cuando la muestra de agua tiene un pH mayor a 4.3

Para determinación de la alcalinidad se adiciona una sustancia de tipo ácido (Se titula), el cual por normatividad es el ácido sulfúrico (H_2SO_4), conforme este se va agregando comenzará a disminuir el pH hasta llegar al valor de $pH=4.3$. Una vez que el pH sea menor a 4.3 no se podrá seguir titulado la muestra porque ya no existirán especies generados de alcalinidad. Existen diversas especies o sustancias que pueden neutralizar sustancias ácidas, a continuación, se mencionan algunas.

Iones hidroxilo (OH^-): Tienen la capacidad de reaccionar con una sustancia ácida, pero solo existen a valores de $pH > 8.3$, por lo que el grupo hidroxilo solo aporta alcalinidad a la fenolftaleína. Cuando el ion hidroxilo entra en contacto con el ácido, forma moléculas de agua. Las moléculas de agua pierden la capacidad para seguir neutralizando ácido. Los iones hidroxilo solo participan en la titulación de la alcalinidad a la fenolftaleína y se afirma que el volumen gastado en la titulación con fenolftaleína será mucho mayor que el volumen gastado en la titulación con naranja de metilo el cual es cero, esto se puede expresar de la siguiente forma:

$$V_{FF} \gg V_{NM} = 0$$

Donde:

V_{FF} = Volumen agregado de fenolftaleína

V_{NM} = Volumen agregado de Naranja de Metilo

Si se cumple la condición anterior se puede afirmar que en la muestra de agua predominan la especie de iones hidroxilos (OH^-)

Ion carbonato (CO_3^{2-}): Esta es otra de las especies que generan alcalinidad a la fenolftaleína, se encuentra ampliamente distribuido en la naturaleza, puede formar sales al asociarse con diferentes cationes como pueden ser el sodio, calcio, aluminio. Cuando existe presencia de carbonato en una muestra de agua, se utiliza ácido para hacer la titulación de la alcalinidad a la fenolftaleína. Cuando dicho ion reacciona se convierte en el ion bicarbonato y éste utilizará el mismo volumen que se gastó en la titulación de los carbonatos para convertirse en ácido carbónico (H_2CO_3). El ácido carbónico es altamente inestable y se convierte rápidamente en dióxido de carbono (CO_2) y agua (H_2O). El dióxido de carbono se conserva en el sistema en muy pequeñas cantidades y el resto se libera del sistema.

Dadas las anteriores condiciones se puede afirmar que el volumen que se gasta en la titulación con fenolftaleína es exactamente igual al volumen gastado en el naranja de metilo y se expresa de la siguiente forma:

$$V_{FF} \approx V_{NM}$$

Donde:

V_{FF} = Volumen agregado de fenolftaleína

V_{NM} = Volumen agregado de naranja de metilo

Cuando se da la condición anterior se interpreta que la especie que predomina son los iones carbonatos.

Por otro lado, cuando el pH de la muestra es menor a 8.3 el volumen de fenolftaleína que se gastará será igual a cero, pero si habrá un volumen de gasto al de naranja de metilo, entonces se expresará que:

$$V_{FF} = 0 \ll V_{NM}$$

Donde:

V_{FF} = Volumen agregado de fenolftaleína

V_{NM} = Volumen agregado de naranja de metilo

Si se da la condición anterior se tiene que la especie predominante son los bicarbonatos.

En otro caso, cuando la muestra que es llevada al laboratorio tiene un pH < 4.3 se asume que la muestra en si ya es una sustancia ácida y no tiene lógica hacer titulación de alcalinidad debido a que ni el indicador fenolftaleína ni el indicador naranja de metilo tendrán capacidad de cambio, es decir, si se adiciona sustancia del tipo ácido no habrá ningún cambio. En la Figura 2B se desarrolló el proceso que se da cuando se hace la titulación para determinar la alcalinidad a la fenolftaleína y al naranja de metilo.

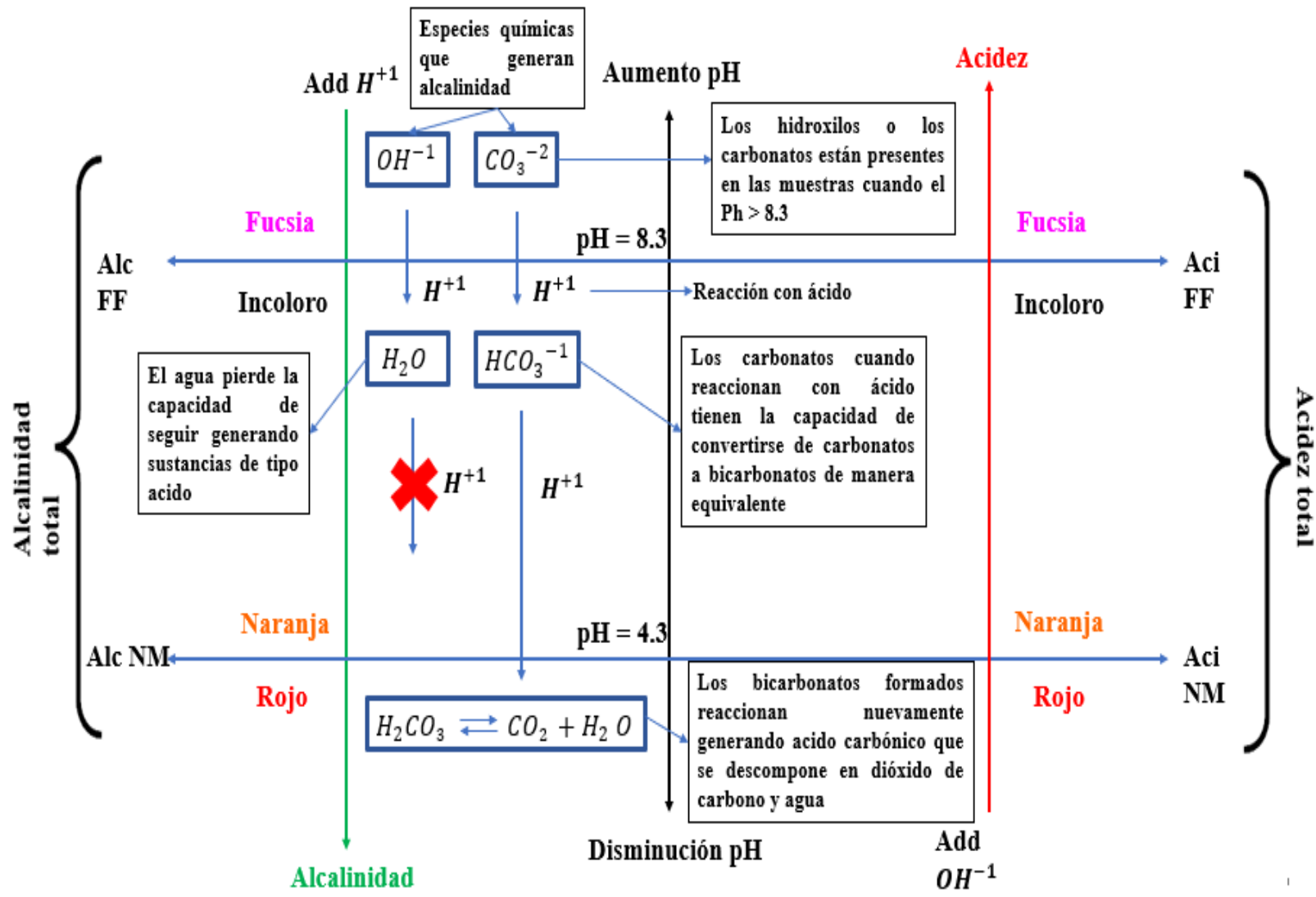


Figura (2B). Determinación de la alcalinidad con fenolftaleína y naranja de metilo para el ion carbonato. Elaboración propia con información de (Martínez, 2016).

Procedimiento

Alcalinidad a la fenolftaleína

- Se toma una muestra de agua de 50 mL y se agregan de 3 gotas de fenolftaleína
- Si la muestra de agua se torna de un color fucsia significa que el pH de la muestra es mayor a 8.3 Figura 3B
- Si la muestra de agua no cambia al color fucsia significa que el pH de la muestra es menor a 8.3 y por lo tanto el valor de alcalinidad a la fenolftaleína es igual a cero



Figura. (3B). Titulación de muestra de agua con fenolftaleína. La muestra adquiere una coloración fucsia debido a que su pH es mayor a 8.3.

- El siguiente paso es titular la muestra con ácido sulfúrico (H_2SO_4) que es el agente titulante y se agrega gota a gota a la muestra de agua manteniendo la agitación constante
- La neutralización de la muestra se logra cuando hay un cambio de coloración de la muestra, hasta que se vuelve incolora y eso marca el fin de la titulación con fenolftaleína
- Se toma nota del volumen gastado del agente titulante utilizado para llevar la muestra de color fucsia a incolora

Alcalinidad al naranja de metilo

- Se agrega el indicador naranja de metilo (3 gotas aproximadamente) a 50 mL de una muestra de agua (en este caso se agrega el naranja de metilo a la muestra resultante a la determinación de alcalinidad a la fenolftaleína) y se agita para homogenizar el medio
- Si la muestra se torna de color naranja, lo cual indica que el pH de esta muestra se encuentre entre 4.3 y 8.3 ver Figura 4B



Fig. (4B). Titulación con naranja de metilo, la muestra adquiere una coloración naranja debido a que su pH tiene un valor entre 4.3 y 8.3.

- Se titula la muestra agregando gotas del ácido sulfúrico (H_2SO_4)
- Cuando la muestra cambie de un tono naranja a rojizo indicará el final de la titulación al naranja de metilo ver Figura 5B
- Se registra el volumen que se utilizó de ácido sulfúrico utilizado durante la titulación

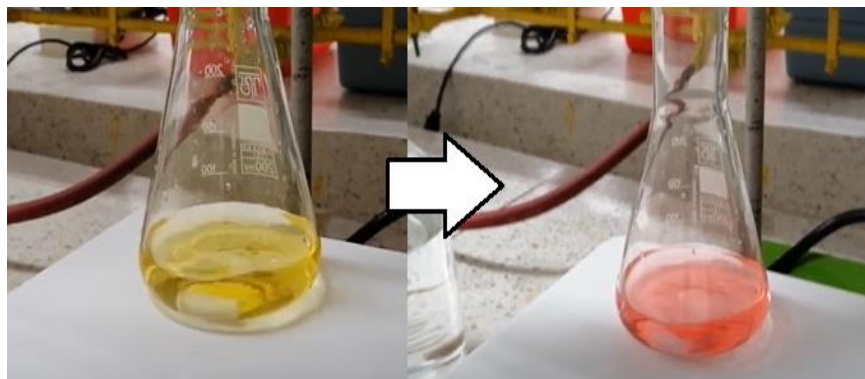


Fig. (5B). Resultado de la titulación con ácido sulfúrico.

Acidez

La acidez es la capacidad que tiene la muestra de agua para neutralizar sustancias básicas. Existen tres tipos de acidez:

- Acidez total
- Acidez al naranja de metilo: existirá en una muestra cuando su pH sea menor a 4.3
- Acidez a la fenolftaleína: solo existirá en una muestra cuando su pH sea menor a 8.3

Si el pH de la muestra es superior a 8.3 unidades decimos que es carente de acidez. El agente utilizado para estimar la acidez de una muestra es hidróxido de sodio (NaOH), el cual generará un aumento paulatino de pH y los indicadores que se usan son los mismos que en el caso de la alcalinidad correspondientes a la fenolftaleína y al naranja de metilo Figura 6B. Las especies químicas generadoras de acidez son las siguientes:

Ácidos minerales o inorgánicos: Estos se caracterizan porque generan un pH muy bajo en las muestras, dentro de los ácidos minerales más importantes se encuentran; el ácido sulfúrico (H_2SO_4), ácido nítrico (HNO_3) y ácido fosfórico (H_3PO_4). Cuando se lleva a cabo la estimación de la acidez con el naranja de metilo se toma en cuenta un cambio de un color rojo a un color naranja, el cual se da por la reacción del ácido con hidróxido de sodio, formando agua y sal. Al igual que en la alcalinidad, el agua pierde toda capacidad de seguir neutralizando las sustancia, por lo que la muestra no puede ser utilizada para la determinación de la acidez a la fenolftaleína.

Dióxido de carbono (CO_2): Es otra especie generadora de acidez, este gas puede alcanzar el equilibrio al disolverse en agua y formar ácido carbónico, esto ocurre cuando el pH se encuentra por debajo a 4.3 unidades. Como se observa en la Figura 6B el ácido carbónico se disocia en el agua para formar iones bicarbonato (HCO_3^-) y iones hidronio (H_3O^+).

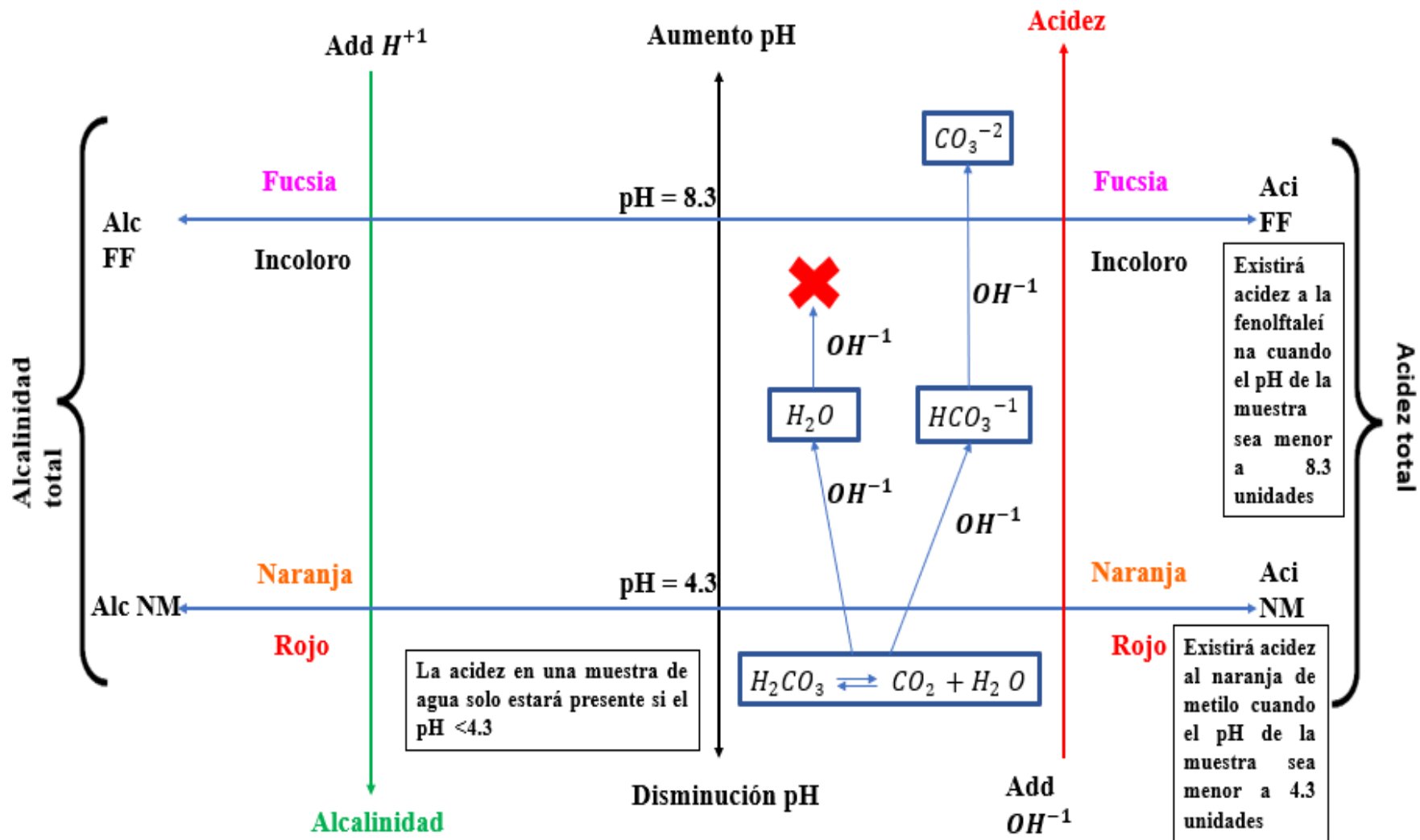


Fig. (6B). Esquema, determinación de la acidez. Elaboración propia con información (Martínez, 2016).

- El ácido carbónico reacciona con los iones hidroxilo y forma el ion bicarbonato (HCO_3^-), cuando el ion bicarbonato se forma se observará que la muestra de reacción de la acidez al naranja de metilo pasará de un color rojo a naranja
- La especie (HCO_3^-) seguirá reaccionando de manera cuantitativa en la acidez a la fenolftaleína, esto cuando al ion bicarbonato de le sigue adicionando más ion hidroxilo este se convertirá en el ion (CO_3^{2-})

A continuación, se desarrolla el procedimiento para la determinación de la acidez según lo establecido en la normatividad vigente:

Procedimiento

Acidez al naranja de metilo

- Se toma una muestra de agua de 50 (mL). Si el pH de la muestra es menor a 4.3 se observa que al adicionar el indicador de naranja de metilo cambia a un color rojo Figura 7B
- Si la muestra cambio al tono rojizo, la solución se titula con hidróxido de sodio (NaOH) hasta que el color de la muestra pase del color rojo a un tono entre naranja o amarillo
- Se registra el volumen de hidróxido de sodio (NaOH) que se utilizó para lograr el cambio de la tonalidad en la muestra

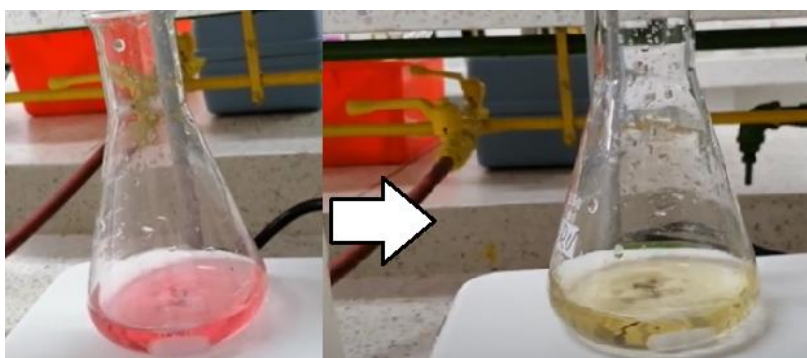


Fig. (7B). Efecto de la titulación de hidróxido de sodio. La muestra adquiere una coloración rojiza cuando se agrega el indicador naranja de metilo debido a que su pH es menor a 4.3.

Acidez a la fenolftaleína

- Se puede utilizar la muestra resultante de la acidez al naranja de metilo o una muestra nueva, para lo cual se agregan 3 gotas del indicador fenolftaleína
- Si no existe un cambio en la coloración, se debe a que la fenolftaleína no tiene reacción cuando el pH de la muestra es menor a 8.3
- Comienza a hacerse la titulación con el hidróxido de sodio (NaOH) hasta observar el cambio en la tonalidad de la muestra de naranja a fucsia y se registra el volumen de hidróxido de sodio (NaOH) utilizado para lograr el cambio de la tonalidad en la muestra Figura 8B



Fig. (8B). Resultado de titulación con hidróxido de sodio. Se observa que la muestra cambió de un color naranja a fucsia indicando que el pH se encuentra por encima de 8.3

La determinación de las propiedades del agua mediante normas o estándares es importante debido a que así se puede conocer la composición fisicoquímica del agua y a partir de esto se podrá observar que problemáticas pudieran presentar los parámetros medidos y que tipo de tratamiento pudiese aplicarse para contrarrestar los residuos registrados para adaptar la compatibilidad del agua según los usos en los que se proponga utilizarse. Así mismo, los parámetros del agua producida pueden indicar que tipo de problemática pudiera presentarse en proyectos de recuperación de hidrocarburos, como ya se mencionó; altos niveles de sulfatos pueden representar incrustaciones, así como un elevado nivel de hierro puede acelerar la corrosión en tuberías, etcétera.

ANEXO C

Diseño de un sistema de tratamiento primario (Sedimentador primario)

Este ejercicio se desarrolló con la información presentada por la Ingeniera Guadalupe Ramirez Ceron (2020), tomando como fuente principal el libro “ingeniería de aguas residuales” volumen 2, de los autores Metcalf y Eddy. Se utilizó Excel para crear el algoritmo que realizó los cálculos de diseño.

Este tratamiento está enfocado a la eliminación de sólidos sedimentables. El sedimentador primario es un tanque que permite llevar a cabo la eliminación de dichos sólidos presentes en aguas residuales, al ser un proceso de tratamiento primario las eficiencias de remoción alcanzadas en este tipo de sedimentadores son relativamente bajas comparadas con otros tratamientos como pueden ser los secundarios o terciarios, sin embargo, todo tipo de agua residual debe de cumplir al menos con un tratamiento primario. Las eficiencias de remoción a través de un sedimentador primario pueden alcanzar eficiencias de entre 60% y 70%.

Para realizar el diseño de un sedimentador primario se deben considerar dos aspectos importantes que son el dimensionamiento y el balance de masas, ver Figura 1C. El balance de masas sirve al diseñador para conocer las eficiencias de remoción que tendrá el tanque. La parte cónica del sedimentador también es llamada tolva y servirá como deposito de lo sólidos sedimentados, la combinación de los sólidos con el agua formará lodos acumulados, es importante hacer el calculo de dimensionamiento de la tolva para adecuarla a los sólidos que se estarán sedimentando.

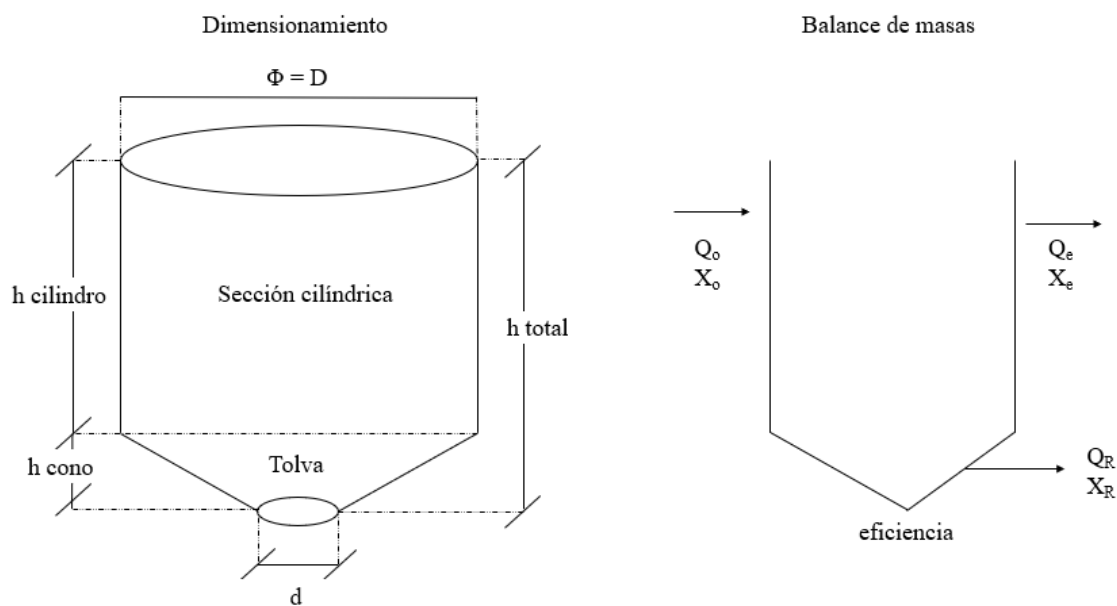


Fig. (1C). diagramas del dimensionamiento y balance de masa del sedimentador primario, elaboración propia con información de (Ceron, 2020).

Dimensionamiento

El funcionamiento del tanque esta basado en qué; existirá un volumen de agua que alcance cierta altura en el tanque, dicho volumen estará fluyendo a través del tanque de sedimentación a una velocidad muy baja, que permitirá que los solidos que se encuentran suspendidos en el agua tengan oportunidad de precipitar hasta la tolva, esto gracias a la fuerza de gravedad. El tiempo en el que tarda una partícula de agua en llegar de la entrada del tanque a la salida Figura 2C, se conoce como tiempo de retención o también conocido como residencia hidráulica ($TR = \Theta H$), este parámetro de tiempo de retención se estará revisando cuando se lleve acabo el dimensionamiento, existen valores típicos del tiempo de retención en los sedimentadores primarios, incluso existe un límite, estos valores se pueden consultar en la Tabla 1C.

Tabla. (1C). Valores típicos del tiempo de retención en tanques sedimentarios.

Decantación primaria	Valor mínimo (h)	Valor típico (h)	Valor Máximo (h)
Tiempo de retención a caudal medio	1.5	2.5	3
Tiempo de retención a caudal máximo	1	1.5	2

El tiempo de retención esta dado por la siguiente expresión:

$$TR = \frac{V}{Q} \dots \text{Ecuación 1C}$$

Donde:

- TR= Tiempo de retención (h)
- V= Volumen de decantación (m^3)
- Q= Caudal a tratar (m^3/h)

El agua no puede sobrepasar los valores máximos de retención establecidos en la Tabla 1C debido a que, debemos recordar que contiene muchos contaminantes y materia orgánica que se esta degradando de manera constante, lo que puede provocar una contaminación del tanque.

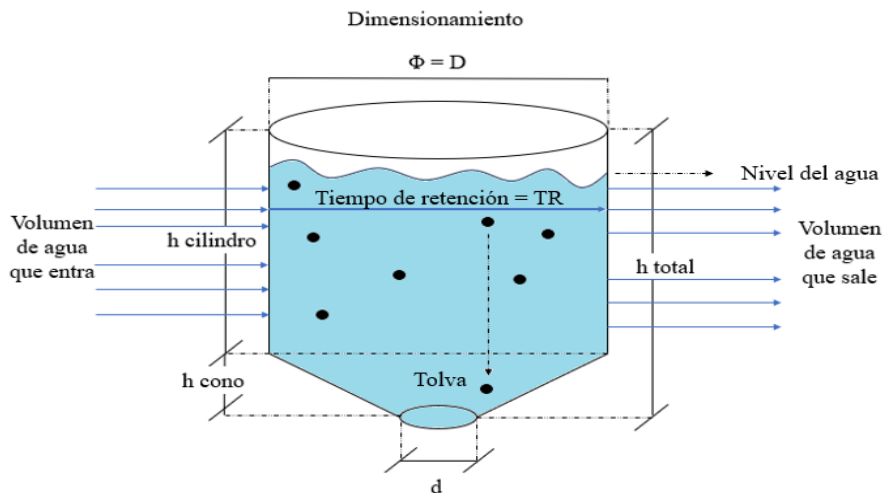


Fig.(2C). Tiempo de retención y sedimentación de partículas de tanque sedimentario, elaboración propia con información de (Ceron, 2020).

A continuación, se realizará el cálculo de dimensionamiento para un tanque de sedimentación. Para esto, es importante conocer 2 datos de diseño que son: el gasto y la concentración de sólidos sedimentable a eliminar. Los datos que se proponen en este trabajo son los siguientes:

Datos:

$$Q_0 = 150 \text{ L/seg} = 0.15 \text{ (m}^3\text{/seg)}$$

$$SS = 400 \text{ (mg/L)}$$

Existe otro concepto que va a resultar importante para realizar el dimensionamiento, y es el de factor de carga superficial (C.S.), este se refiere a, la capacidad del tanque para alojar sólidos sedimentables por unidad de área. El factor de carga superficial se expresa de la siguiente forma:

$$C.S. = 32.5 \text{ m}^3\text{/m}^2\text{/día}$$

Dado el factor de carga superficial y el gasto, se puede conocer el área de la sección cilíndrica del tanque a partir de la siguiente expresión:

$$A = \frac{Q}{C.S.} \dots \text{Ecuación 2C}$$

Realizando un análisis dimensional se tiene que:

$$A = \left[\frac{Q}{C.S.} \right] \left[\frac{\frac{\text{m}^3}{\text{día}}}{\frac{\text{m}^3}{\text{m}^2 \text{ día}}} \right] \dots \text{por lo que: } A = \left[\frac{Q}{C.S.} \right] [\text{m}^2]$$

Dicho lo anterior cargamos los datos asignando que se haga una conversión de unidades y que calcule el área, ver Figura 3C.

Datos	valor	unidades	valor	unidades
Q ₀	150	L/seg	=SC\$5*86.4	m ³ /día
SS	400	mg/L		
C.S.	32.5	m ³ /m ² /día		
Área	398.769231	m ²		

Datos	valor	unidades	valor	unidades
Q ₀	150	L/seg	12960	m ³ /día
SS	400	mg/L		
C.S.	32.5	m ³ /m ² /día		
Área	=SE\$5/\$C\$7	m ²		

Fig.(3C). algoritmo para calcular el área de la sección cilíndrica en un tanque sedimentario.

Posteriormente se calculan los valores del radio para obtener el diámetro Figura 4C.

Datos	valor	unidades	valor	unidades
Q ₀	150	L/seg	12960	m ³ /día
SS	400	mg/L		
C.S.	32.5	m ³ /m ² /día		
Área	398.7692308	m ²		
radio	=RAIZ(\$C\$8/3.1416)			
Diámetro	=2*RAIZ(número)	m		

Datos	valor	unidades	valor	unidades
Q ₀	150	L/seg	12960	m ³ /día
SS	400	mg/L		
C.S.	32.5	m ³ /m ² /día		
Área	398.7692308	m ²		
radio	11.26640544	m		
Diámetro	=2*\$C\$9	m		
Diámetro	22.53281089	m		

Fig. (4C). algoritmo para diámetro de la sección cilíndrica en un tanque sedimentario.

En un efluente de aguas residuales pueden existir variaciones de gasto, por lo que es importante realizar un sobredimensionamiento del 10% sobre el diámetro calculado, por cuestiones de construcción a veces resulta difícil adaptarse a medidas que no sean exactas, por lo que hay que redondear el valor obtenido, ver Figura 5C.

Datos	valor	unidades	valor	unidades
Q ₀	150	L/seg	12960	m ³ /día
SS	400	mg/L		
C.S.	32.5	m ³ /m ² /día		
Área	398.7692308	m ²		
radio	11.26640544	m		
Diámetro	22.53281089	m		
Diámetro (Tolerancia)	= \$C\$10*1.10			
Diámetro (Tolerancia)	24.78609198	m		
	=REDONDEAR.MAS(\$C\$11,0)			
	REDONDEAR.MAS(número, núm_decimales)			
Diámetro (Tolerancia)	25	m		

Fig. (5C). algoritmo para diámetro con tolerancia de la sección cilíndrica en un tanque sedimentario.

Lo siguiente es calcular la altura de la sección cilíndrica para poder obtener el volumen del cilindro, para posteriormente poder calcular el volumen total del tanque, esto dado la siguiente expresión:

$$\text{Volumen total del tanque} = \text{volumen del cilindro} + \text{volumen de la tolva} \dots \text{Ecuación 3C}$$

Lo primero entonces, será calcular el volumen del cilindro, para esto se deben ocupar los valores de altura del cilindro y el valor del área, sin embargo, derivado del sobredimensionamiento que se realizó, se deben obtener nuevos valores de área a partir del nuevo diámetro, ver Figura 6C.

Datos	valor	unidades	valor	unidades
Q_0	150	L/seg	12960	$m^3/día$
SS	400	mg/L		
C.S.	32.5	$m^3/m^2/día$		
Área	398.7692308	m^2		
radio	11.26640544	m		
Diámetro	22.53281089	m		
Diámetro (Tolerancia)	24.78609198	m		
Diámetro (Tolerancia)	25	m		
Área con tolerancia	$=((3.1416 * 25^2) / (4))$			
Área con tolerancia	490.875	m^2		

Fig. (6C). algoritmo para diámetro con tolerancia de la sección cilíndrica en un tanque sedimentario.

Las alturas típicas para un tanque sedimentario van en un rango de 3 (m) a 4.9 (m), esto incluyendo el bordo libre que aproximadamente son de 0.5 (m). Entonces, para realizar el cálculo del volumen de la sección cilíndrica, se tiene que descontar el bordo libre, ya que lo que se considera es el volumen únicamente hasta dónde llega el agua. Para este ejemplo se consideró una altura de 4 (m) sin contar el bordo libre, ver Figura 7C.

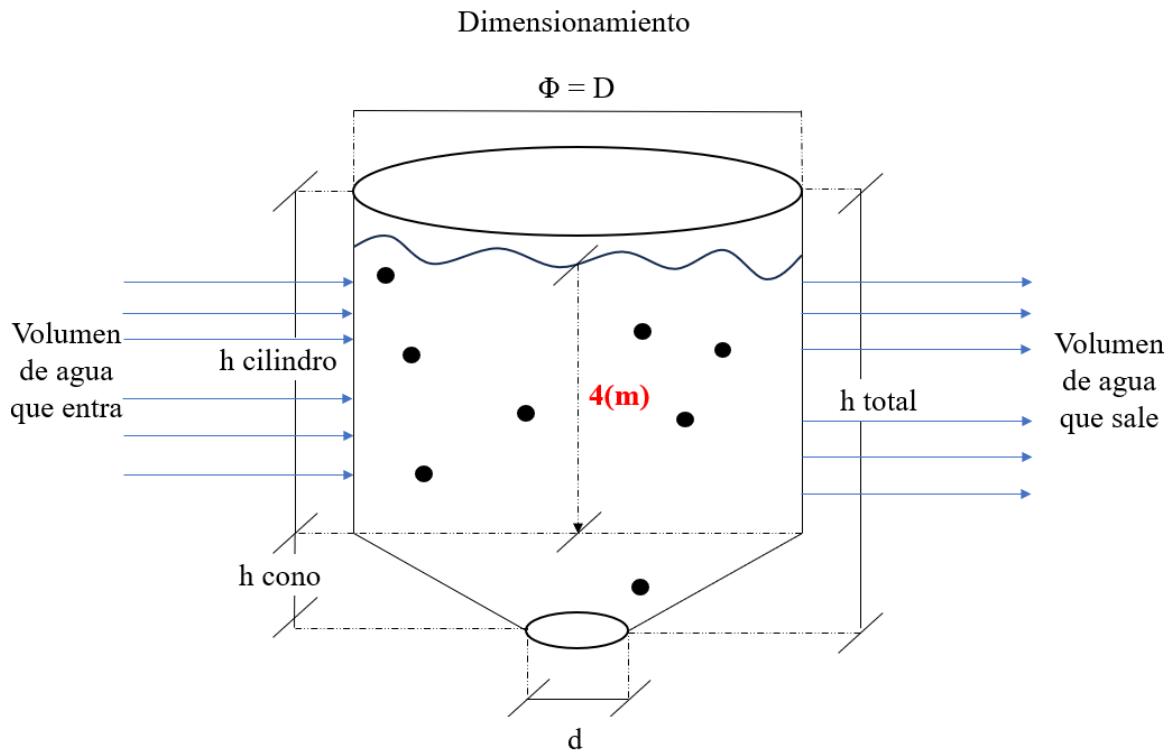


Fig. (7C). Volumen alcanzado de agua en la sección cilíndrica sin considerar el bordo libre del tanque sedimentario.

Entonces, el volumen del cilindro se calcula con la expresión mostrada en la ecuación 4C, ver Figura 8C.

Volumen del cilindro = A con tolerancia * h del nivel de agua en sección cilíndrica ... Ecuación 4C

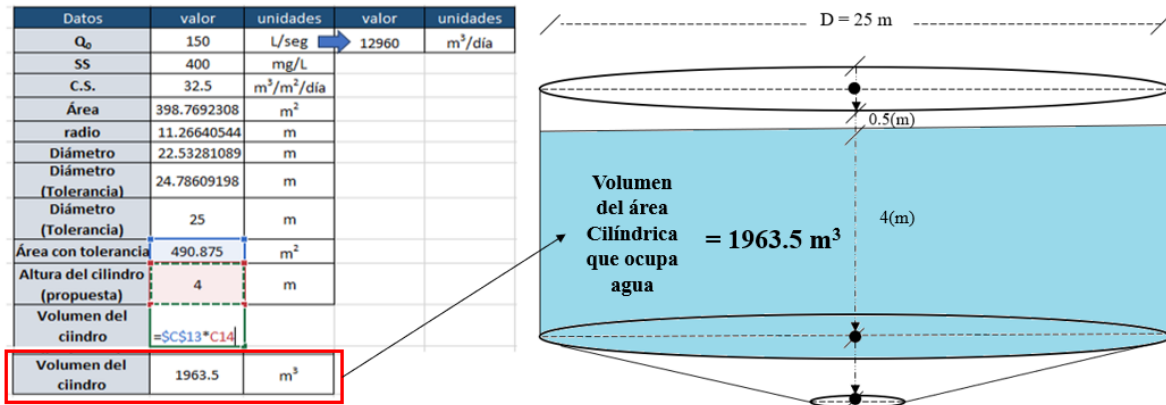


Fig. (8C). cálculo del volumen de la sección cilíndrica.

Después se debe conocer el volumen de la tolva (cono), el cual esta expresado con la formula del volumen de un cono trunco que se aprecia en la ecuación 5C

$$Volumen\ tolva = \frac{\pi}{12}h(D^2 + Dd + d^2) \dots Ecuación\ 5C$$

Para resolver la ecuación 5B se debe conocer el diámetro menor y la altura del área cónica. La literatura indica que, para estas tolvas, el diámetro menor (d) equivale a 1.5 (m). La tolva está conectada a una tubería para poder drenar los lodos generados. Los valores de altura de las tolvas tienen un rango de entre 1 a 1.5 metros. Debido a que el valor de altura más común es 1.5, para este ejercicio se propuso dicho valor, ver Figura 9C.

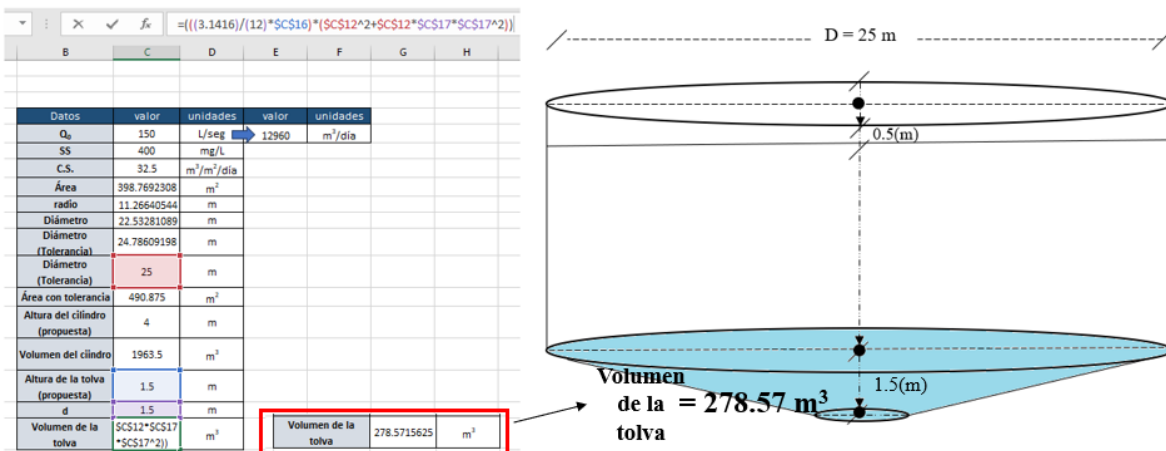


Fig. (9C). cálculo del volumen de la tolva.

Por lo tanto, recurriendo a la ecuación 3C, basta con sumar las áreas encontradas de los volúmenes que ocupan agua en la tolva y en el área cilíndrica, ver Figura 10C

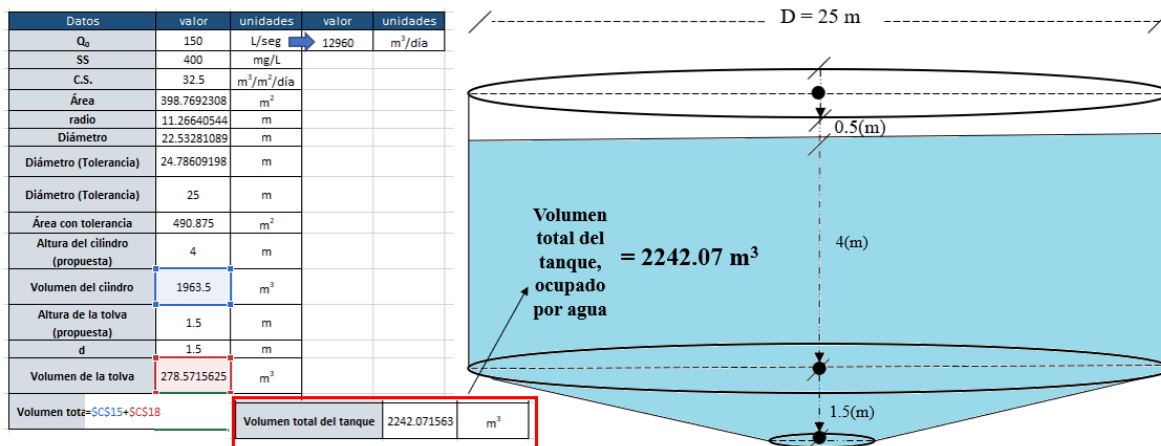


Fig. (10C). cálculo del volumen total ocupado por agua en el tanque sedimentario.

Por lo tanto, el volumen total del tanque ocupado por agua es igual a 2242.07 m³. Gracias a la obtención de este parámetro, se podrá calcular el tiempo de retención (TR). Recurriendo a la ecuación 1C, calculamos dicho tiempo de retención, Figura 11C. El tiempo de retención se expresó en segundos.

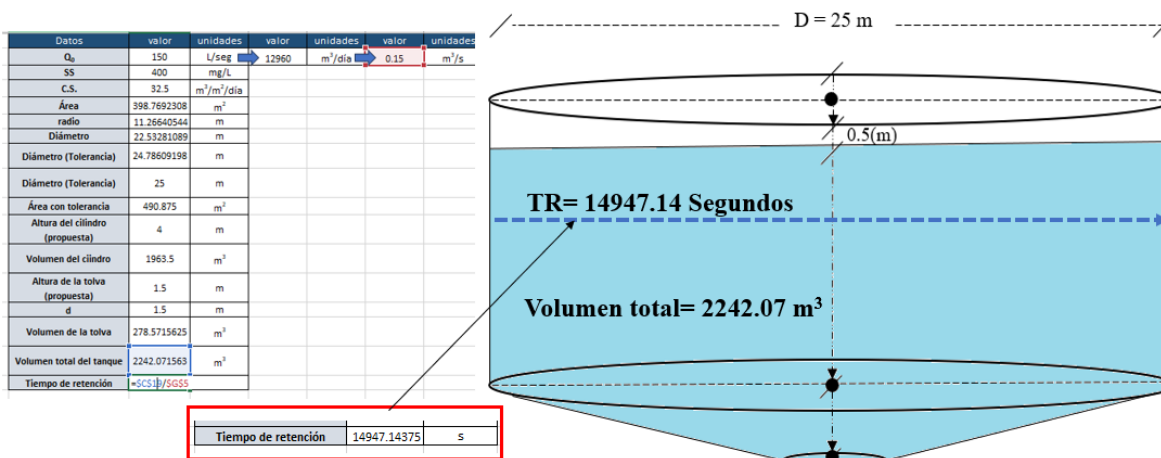


Fig. (11C). cálculo del volumen total ocupado por agua en el tanque sedimentario.

La literatura mostrada en el libro de Metcalf y Eddie, indica que el tiempo de retención debe ser menor a 4 horas. El tiempo de retención para este ejercicio da un resultado de 4.14 horas.

Dado que $TR < 4$ horas no cumple, se debe de analizar la ecuación 1C, en la cual se indica que el tiempo de retención es igual al volumen total del tanque dividido entre un gasto inicial. Dado que el gasto es un parámetro que no depende del diseño y no se puede controlar, se debe de ajustar el dimensionamiento del tanque modificando el volumen total del mismo. Para esto se realizó un ajuste de la altura a 3 metros en el algoritmo de diseño, sin considerar el borde libre, es decir, que la altura ocupada por el agua en la sección cilíndrica sea de 3 metros. Dado este ajuste se obtuvo el valor de tiempo de residencia mostrado en la Figura 12C.

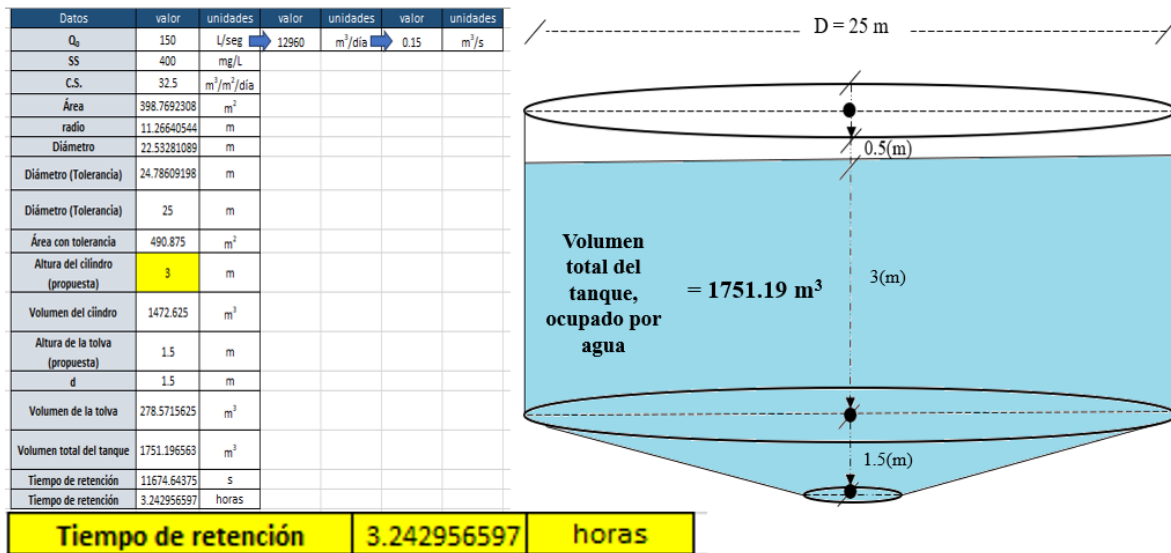


Fig. (12C). Nuevo dimensionamiento del tanque se observa que, con el cambio realizado en la altura, se cumple con la expresión $TR < 4$.

En la Figura 12C se observa que el cambio propuesto en la altura del tanque hace que el valor del volumen total arroje 1751.19 m^3 , dado que en la ecuación 1C se observa que el volumen total es directamente proporcional al tiempo de retención, al disminuir el valor del volumen, también disminuyó el valor del tiempo de retención cumpliendo con el rango de diseño establecido. Si el tanque ya estuviera diseñado y no es posible modificar el dimensionamiento, a lo que se recurre es a aumentar el número de tanques sedimentarios en el sistema de tratamiento.

Otro parámetro que se revisa junto con el tiempo de retención es el de velocidad de sedimentación, dicha velocidad está directamente relacionada con el diámetro de las partículas y con la densidad de los sólidos. Los valores de velocidad típicos son los siguientes:

$$\text{Velocidad de sedimentación} = 0.001 \text{ m/s} - 0.0015 \text{ m/s}$$

Para calcular la velocidad de sedimentación se utiliza la ecuación 6C

$$V_{sed} = \frac{\theta \text{ radial}}{TR} \dots \text{ecuación 6C}$$

Donde:

V sed = Velocidad de sedimentación

Θ radial = Diámetro radial

TR= Tiempo de retención

Sustituyendo los valores en el algoritmo se obtiene el valor de velocidad de sedimentación mostrado en la Figura 13C.

Tiempo de retención	11674.64375	s
Tiempo de retención	3.242956597	horas
Θ radial	12.5	m
V sed	=SCS22/SCS20	
Θ radial	12.5	m
V sed	0.001070696	m/S

Fig. (13C). cálculo de la velocidad de sedimentación.

Por lo tanto, el valor de la velocidad de sedimentación cumple dentro del rango de valores típicos de 0.001 m/s – 0.0015 m/s. Una vez obtenido este valor, se inicia con el balance de masas.

Balance de masas

El balance de masas sirve para analizar la eficiencia con la que está trabajando el sedimentador. Los parámetros con los que se trabaja para realizar este balance se pueden observar en la Figura 14C.

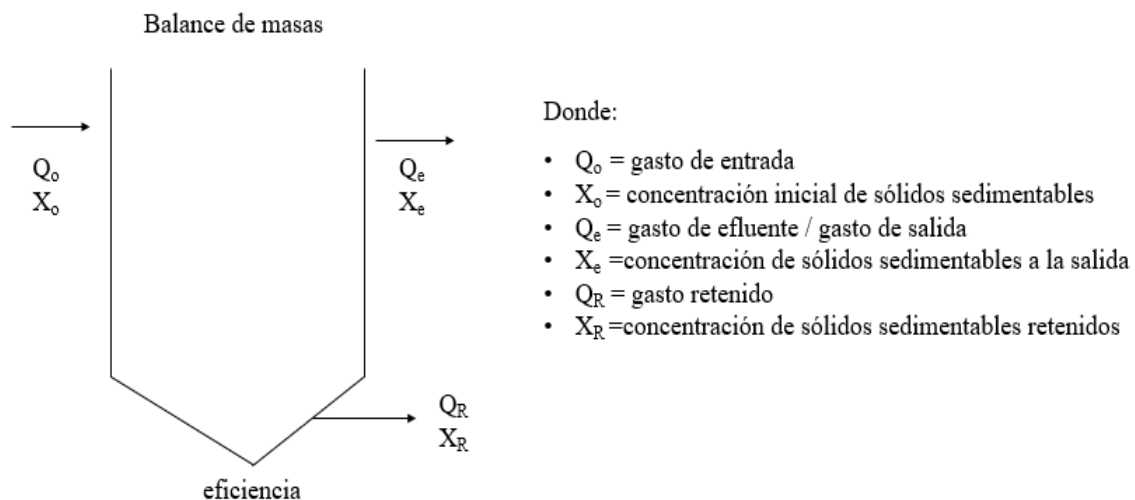


Fig.(14C). Balance de masas en un tanque sedimentario.

Se sabe que el gasto que entra al tanque tiene que ser igual al gasto que sale más el gasto retenido, esto se puede expresar con la ecuación 7C.

$$Q_o = Q_e + Q_R \dots \text{Ecuación 7C}$$

Lo que entrará a tanque, no solo será gasto, también se debe tomar en cuenta la concentración de solidos disueltos, por lo que, haciendo el ajuste de la ecuación 7C se observa como resultado la ecuación 8C.

$$Q_o X_o = Q_e X_e + Q_R X_R \dots \text{Ecuación 8C}$$

Los valores que se conocen son el gasto y la concentración de solidos sedimentables de entrada, de igual forma, lo expresado en la literatura consultada del libro Metcalf y Eddie señala como dato de diseño que la concentración de sólidos retenidos es igual a 12,500 mg/L. El parámetro de concentración de solidos sedimentables a la salida se expresa en función de la eficiencia de remoción para la cual se esté diseñando el sedimentador, la cual puede estar ente 60%-70%.

El porcentaje de eficiencia esta dado en función de la velocidad de sedimentación y del tiempo de retención, para este ejemplo se están proponiendo valores típicos de eficiencia, sin embargo, cuando se lleva a la practica en el campo, se tienen que realizar pruebas en laboratorio llamadas pruebas de tratabilidad, donde se diseñan pruebas piloto sometidas al agua con variación en los parámetros, de tal forma que se garantice que se cumpla el rango de eficiencias entre 60% - 70%. Para fines de este ejercicio, se propone una eficiencia del 60%.

Si la eficiencia es del 60%, significa que la concentración de solidos en la salida será igual a 40% de la concentración inicial, esto se expresa con la ecuación 9C.

$$X_e = 0.4 * X_o \dots \text{Ecuación 9C}$$

Sustituyendo los valores que se conocen en el algoritmo se tiene el resultado, ver Figura 15C.

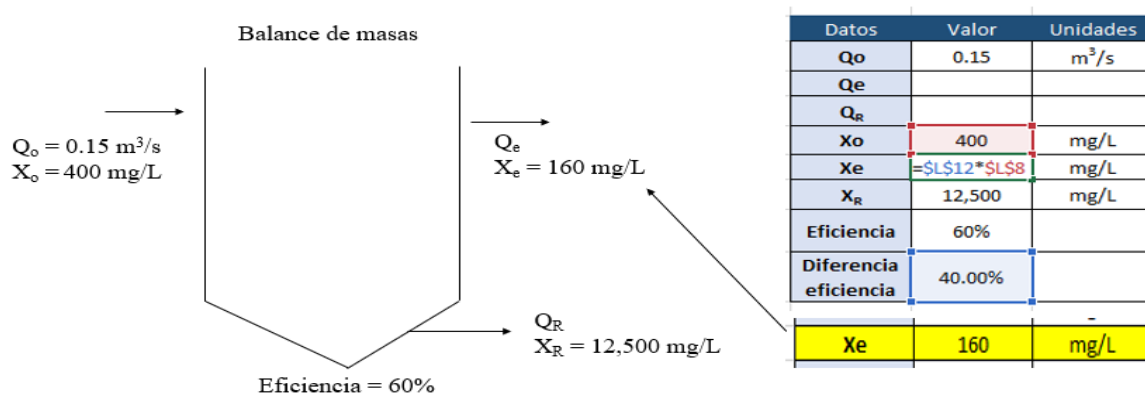


Fig.(15C). Cálculo de la concentración de sólidos sedimentables a la salida.

La expresión que se utiliza para calcular el gasto de salida es la siguiente:

$$Q_e = \frac{Q_o(X_e - X_o)}{(X_R - X_e)} \dots \text{Ecuación 10C}$$

Sustituyendo valores se tiene el siguiente resultado, ver Figura 16C

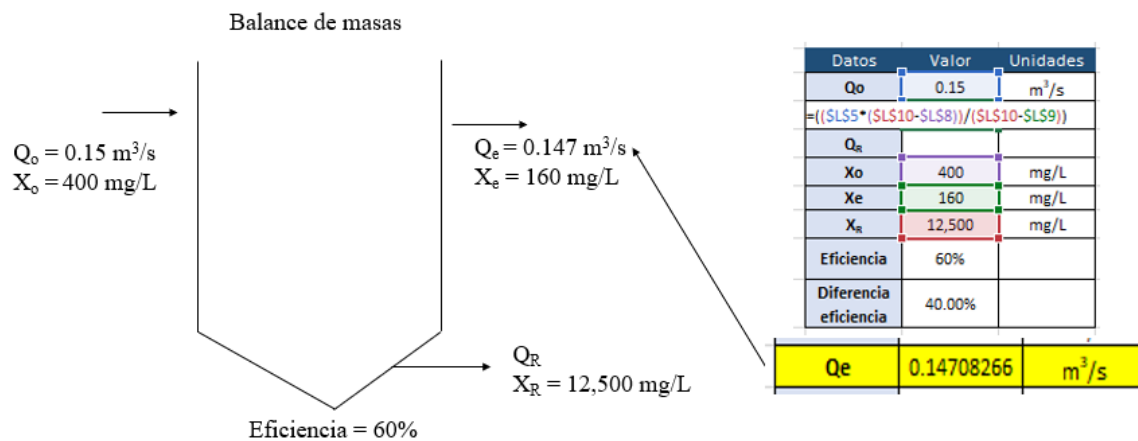


Fig.(16C). cálculo del gasto efluente o gasto de salida.

Contando con los valores de gasto de entrada y gasto de salida, se utiliza la ecuación 7C para poder calcular el valor de gasto retenido Figura 17C, haciendo un despeje se tiene la siguiente expresión ecuación 11C.

$$Q_R = Q_o + Q_e \dots \text{Ecuación 11C}$$

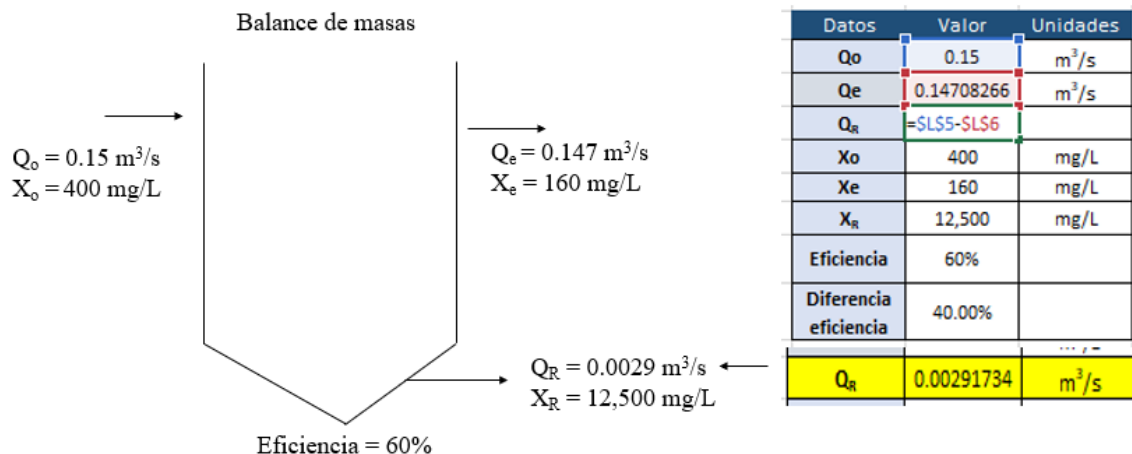


Fig.(17C). cálculo del gasto retenido.

Es así como se termina con el balance de masas y el dimensionamiento para diseñar un sedimentador primario, en la Figura 18C se puede ver el diseño final.

Diseño final sedimentador primario

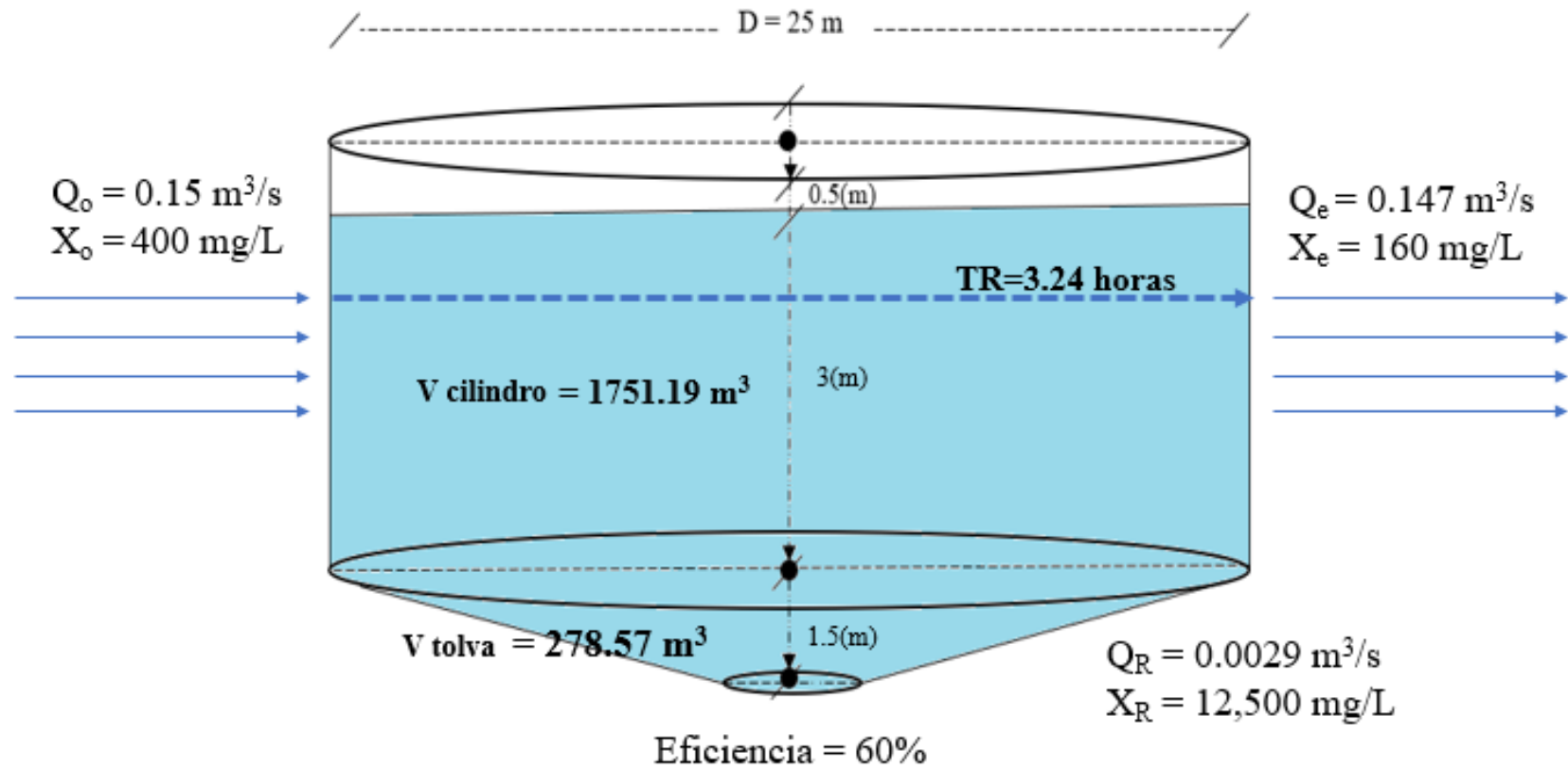


Fig.(18C). diseño final después del dimensionamiento y balance de masas para un sedimentador primario.

ANEXO D

Método de Buckley-Leverett

La fuente para la elaboración de este anexo es el canal (Petróleo y programación SMAE, 2020), con título de su material “Método de Buckley-Leverett para proceso de recuperación secundaria por inyección de agua [RSM]”, que se puede consultar en el siguiente enlace:

<https://www.youtube.com/watch?v=hjMP97TP4Ic&t=355s>

Este método se aplicó para un proceso de recuperación secundaria mediante la inyección de agua, el objetivo de este método es la predicción de la inyección de agua en un yacimiento. Para llevar a cabo el método de Buckley-Leverett es necesario conocer ciertos parámetros, estos se muestran a continuación:

- Lo = Gasto de producción de aceite
- Q_w = Gasto de producción de agua
- WOR = Relación agua-aceite producido
- N_p = Volumen acumulado de aceite
- Fr = Factor de recuperación
- W_p = Volumen acumulado de agua
- W_i = Volumen acumulado de agua inyectada
- P_{iny} = Presión de la inyección
- Q_{wi} = Gasto de inyección de agua
- K_{ro} = Permeabilidad relativa del aceite
- K_{rw} = Permeabilidad relativa del agua
- S_w = Saturación de agua

La teoría de Buckley-Leverett se relaciona con el desplazamiento de fluidos inmiscibles en medios porosos. La inmiscibilidad hace referencia a una condición en la que dos fluidos no pueden formar mezclas distribuidas molecularmente o lograr homogeneidad en esa escala (Schlumberger, 2020). Esta teoría fue presentada en 1942 para la determinar la eficiencia del desplazamiento en un sistema lineal.

El desarrollo de esta teoría consideró que el desplazamiento inmiscible puede ser modelado matemáticamente usando los conceptos relacionados a permeabilidades relativas y desplazamiento tipo pistón con fugas, donde una cantidad del aceite movable se queda en el yacimiento debido a las fuerzas capilares y a las viscosidades de los fluidos. Este principio solo aplica a un sistema lineal. Los tipos de desplazamiento que existen pueden ser de tipo pistón sin fugas y pistón con fugas, ver Figura 1D.

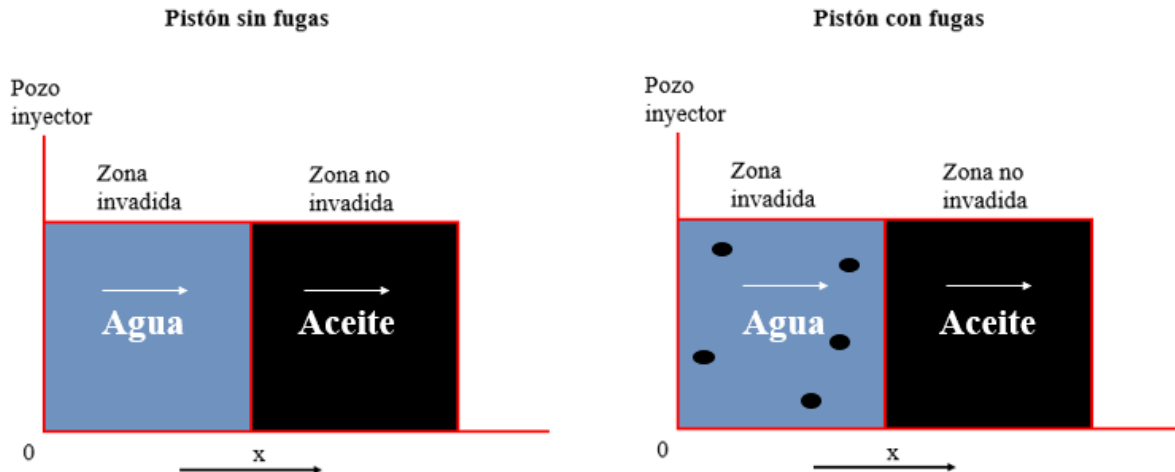


Fig.(1D). tipos de desplazamiento por efecto pistón.

La Figura 1D muestra que a través de un pozo inyector de agua se invade una zona que tiene como objetivo desplazar el aceite.

- **Efecto pistón sin fugas:** todo lo que se barre con el agua se está desplazando, es decir, que no existe aceite que quede remanente, o lo que también se expresa como que: la relación de barriles de agua que inyecto y barriles de agua que produzco es 1:1
- **Efecto pistón con fugas:** la inyección de agua no podrá desplazar el 100% del aceite, es decir, una fracción de agua se quedará acumulada con el aceite

En estos efectos de desplazamiento tipo pistón se distinguen las 2 siguientes fases:

- **Antes de la ruptura:** Solo existirá el fluido desplazado en la superficie, es decir solo se producirá aceite en la superficie
- **Después de la ruptura:** Existirá la producción de ambas fases en superficie, tanto el fluido desplazado, como el fluido que desplaza, es decir, agua y aceite

Las principales consideraciones que se tienen que respetar en el método de Buckley-Leverett son los mostrados a continuación:

1. Flujo lineal
2. Medio homogéneo
3. Fluidos del yacimiento son incompresibles
4. Los fluidos son inmiscibles, no se mezclan durante el desplazamiento
5. El volumen de agua inyectado a condiciones de yacimiento es igual al volumen de aceite producido a condiciones de yacimiento, se cumple el mantenimiento de presión

Procedimiento

1. Calcular Kro/Krw
2. Hacer un gráfico Kro/Krw vs Sw (este grafico debe estar en el eje X de 0-1, y el eje Y en logaritmo base 10, para facilitar cálculos).
3. Determinar a y b (son constantes de la ecuación), ver ecuación 1D

$$\frac{Kro}{Krw} = ae^{-bSw} \dots Ecuación 1D$$

Obtener el flujo fraccional de agua (fw) y su derivada $(\frac{dfw}{dSw})_{Sw}$

$$fw = \frac{1}{1 + \frac{Kro \mu w}{Kw \mu o}} \dots Ec 2D \quad (\frac{dfw}{dSw})_{Sw} = b (fw^2 - fw) \dots Ec 3D$$

4. Realizar un gráfico fw vs Sw y Sw vs $(\frac{dfw}{dSw})_{Sw}$
5. Obtener Swf
6. Obtener el avance frontal

$$X_{Sw} = \frac{5.615 * Qi * t}{\theta * A} (\frac{dfw}{dSw})_{Sw} \dots Ec 4D$$

Donde:

- Qi= Gasto de agua inyectado
- t= Tiempo
- θ = Porosidad
- A = área

7. Graficar Sw vs X_{Sw}

La herramienta que se utilizó para la realización de este ejercicio fue Excel, donde se creó el algoritmo para poder hacer los cálculos necesario y las gráficas correspondientes.

1. Para el paso uno, los valores de Kro/Krw ya han sido proporcionados por el canal petróleo y programación SMAE.

2. Se realizó una gráfica de Kro/Krw, es importante recordar que el eje Y debe estar expresado en escala logarítmica base 10, ver Figura 2D.

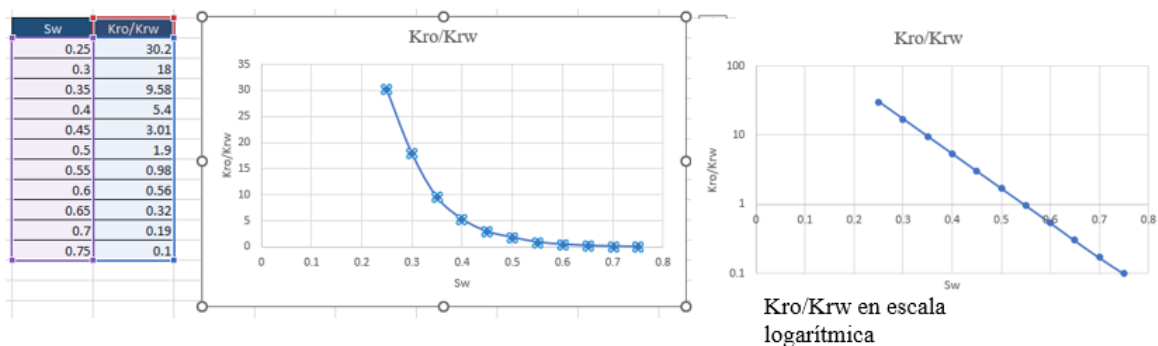


Fig.(2D). Gráfica Kro/Krw en escala logarítmica.

Se procede a determinar una expresión para Kro/Krw, esto se hace obteniendo una línea de tendencia en su forma exponencial, ver Figura 3D.

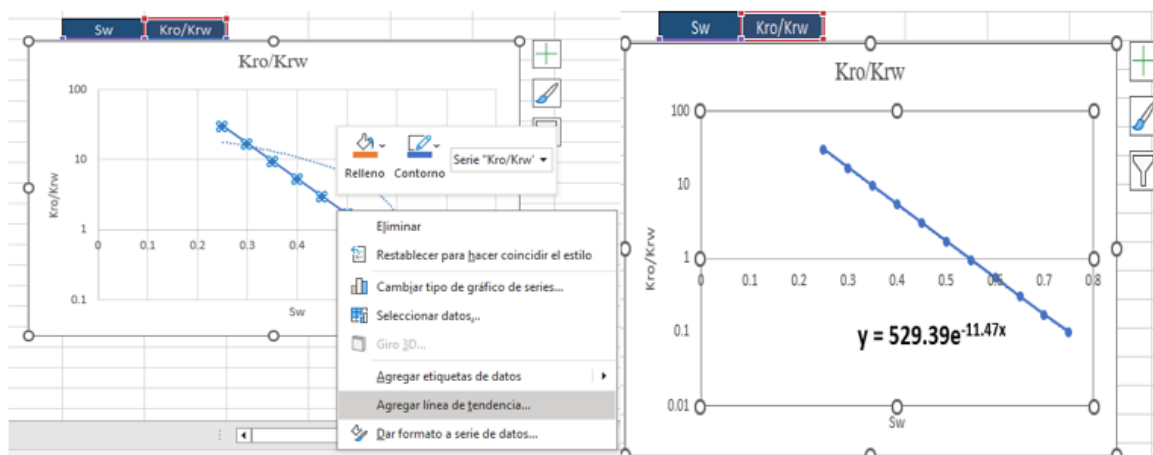


Fig.(3D). Obtención de ecuación a partir de línea de tendencia de Kro/Krw vs Sw.

3. A partir de la ecuación que se obtiene a partir de la línea de tendencia se buscará determinar las constantes a y b de la ecuación 1D, ver Figura 4D.

1 determinar una expresión para Kro/Krw	
$\frac{Kro}{Krw} = \frac{Ko}{Kw} = ae^{-bSw}$	
Ecuación obtenida:	
y = 529.39e^{-11.47x}	
a	529.39
b	-11.47

Fig.(4D). Obtención de las constantes a y b, a partir de la ecuación generada.

Obtener el flujo fraccional de agua (fw) Figura 5D y su derivada $(\frac{dfw}{dsw})_{sw}$ Figura 6D, para esto se hizo uso se las ecuaciones 2D y 3D.

viscosidad de aceite	z	cp				
Viscosidad de agua	1	cp		Sw	Kro/Krw	Fw
Ángulo	0			0.25	30.23	0.062
Swc	0.2	%		0.3	17	0.105
Swi	0.2	%		0.35	9.56	0.173
Sor	0.2	%		0.4	5.38	0.271
				0.45	3.02	0.398
				0.5	1.7	0.541
2. determinar flujo fraccional y la derivada del flujo fraccional				0.55	0.96	0.676
				0.6	0.54	0.787
Sw	Kro/Krw	Fw	dFw/dSw/Sw	0.65	0.3	0.870
0.25	30.23	=1/(1+323*(C23^2-C23))		0.7	0.17	0.922
0.3	17			0.75	0.1	0.952
0.35	9.56					

Fig.(5D). Cálculo del flujo fraccional de agua (Fw).

2. determinar flujo fraccional y la derivada del flujo fraccional				1 determinar una expresión		Fw	dFw/dSw/Sw
Sw	Kro/Krw	Fw	dFw/dSw/Sw	$\frac{Kro}{Krw} = \frac{Ko}{Kw} =$		0.062	0.66759173
0.25	30.23	0.062	=5G\$31*(C23^2-C23)			0.105	1.08027701
0.3	17	0.105		Ecuación obtenida:		0.173	1.64110224
0.35	9.56	0.173				0.271	2.26601597
0.4	5.38	0.271		y = 529.39e^{-11.47x}		0.398	2.74911509
0.45	3.02	0.398				0.541	2.84864865
0.5	1.7	0.541		a	529.39	0.676	2.51351351
0.55	0.96	0.676		b	-11.47	0.787	1.92008184
0.6	0.54	0.787				0.870	1.30094518
0.65	0.3	0.870				0.922	0.82817643
0.7	0.17	0.922				0.952	0.52018141
0.75	0.1	0.952					

Fig.(6D). Cálculo de la derivada del flujo fraccional del agua.

4. Realizar un gráfico f_w vs S_w y S_w vs $(df_w/dS_w)S_w$, ver Figura 7D

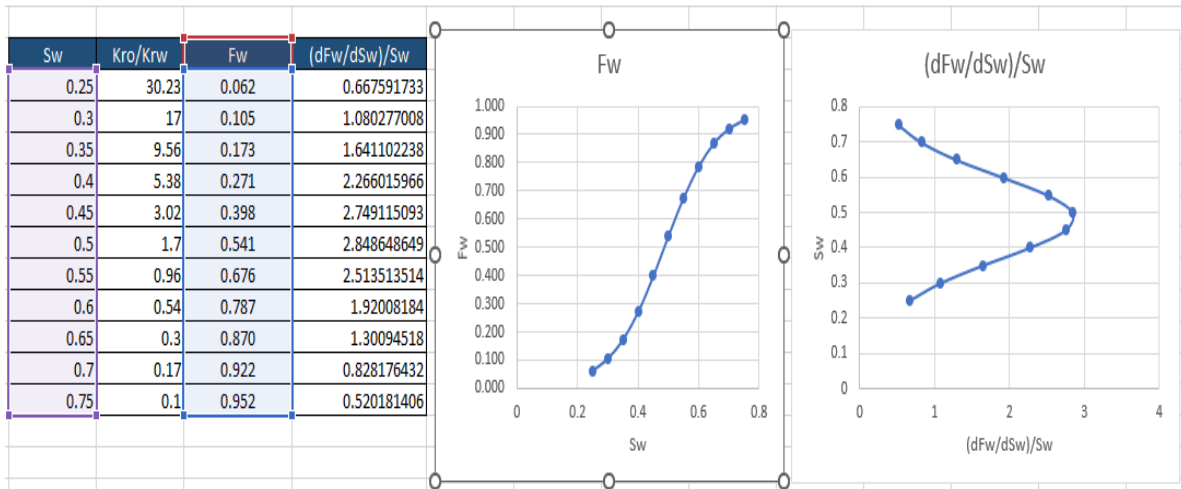


Fig.(7D). Graficas del flujo fraccional y su derivada.

5. Lo siguiente es a partir de una línea, como un método gráfico, se debe tomar el punto inicial de la saturación de agua, posterior la línea recta se prolonga hasta hacer el primer contacto y llegue al valor de 1. Posteriormente, se baja otra línea a partir del punto encontrado, para conocer cuál es la saturación de agua en ese punto, lo mismo se hace para proyectar la línea al flujo fraccional, dicho punto indicará el valor al que está llegando el bache de agua inyectada, por lo tanto, este método servirá para conocer el flujo fraccional y la saturación de agua al frente de avance, ver Figura 8D.

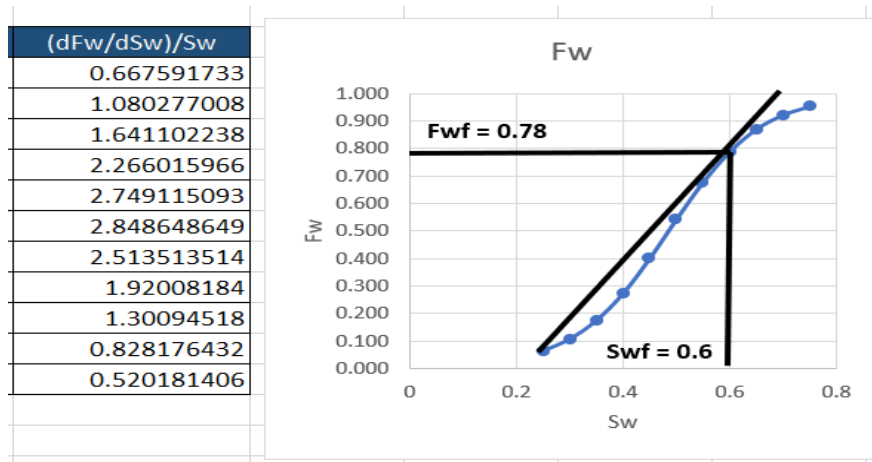


Fig. (8D). determinación del flujo fraccional y la saturación de agua al frente de avance.

Lo siguiente es prolongar otra línea recta, pero desde el valor de 1 al cual llegó la línea que parte del punto inicial de saturación, a partir del punto 1 se prolonga hacia el eje de la saturación del agua y el valor que marque será el valor de la saturación del agua a la ruptura. Para este ejemplo, el valor que se encontró de la saturación de agua al frente de avance fue de 0.6, por lo que se tendrá que recurrir a la gráfica de la derivada y a partir de dicho valor prolongar una línea recta que intercepte con la

derivada y posteriormente prolongarla al eje X, esto para conocer el valor de la derivada cuando la saturación de agua es igual a 0.6, ver Figura 9D.

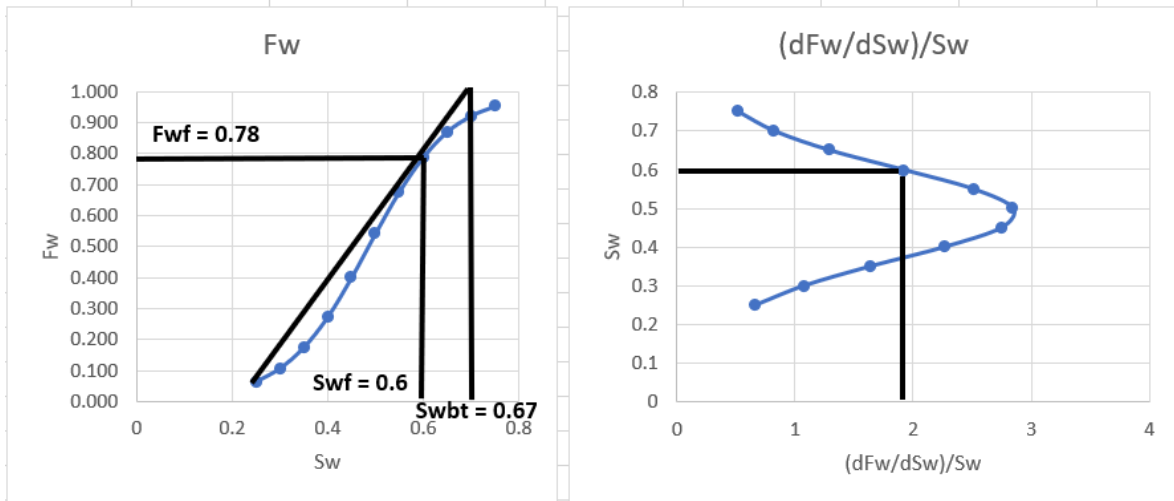


Fig. (9D). determinación del flujo fraccional y la saturación de agua al frente de avance e intersección con la derivada.

6. Obtener el avance frontal a partir de la ecuación 4D, para esto se tomarán los valores de saturación de agua a partir del valor que ya se determinó de $Sw=0.6$.

$$X_{Sw} = \frac{5.615 * Qi * t}{\theta * A} \left(\frac{dfw}{dSw} \right)_{Sw} \dots Ec 4D$$

Los valores de frente de avance fueron calculados para 60, 120 y 240 días, ver Figura 10D.

Sw	(dFw/dSw)/Sw	(X) t=60 días	(X) t=120 días	(X) t= 240 días
0.6	1.92008184	=(5.615 * SCS10 * 60) / (SCS9 * SCS8) * 822		
0.65	1.30094518			
0.7	0.828176432			
0.75	0.520181406			
Sw	(dFw/dSw)/Sw	(X) t=60 días	(X) t=120 días	(X) t= 240 días
0.6	1.92008184	88.2103053	176.4206105	352.8412211
0.65	1.30094518	59.7666042	119.5332085	239.0664169
0.7	0.828176432	38.0471782	76.09435633	152.1887127
0.75	0.520181406	23.8976067	47.79521336	95.59042672

Fig. (10D). determinación de valores de frente de avance para 60, 120 y 240 días.

7. por último se debe obtener la gráfica de S_w vs X_{sw} , y con una línea recta vamos a bajar hacia el eje de las X, esto para conocer el valor de distancia del avance frontal de agua, este ejercicio dice que hay una distancia de 600 ft entre los pozos, y dado que el máximo valor obtenido de avance frontal es de 352.84 para 240 horas, significa que aún no se ha llegado a la vecindad del pozo productor, es decir, aún continúa produciendo exclusivamente aceite, ver Figura 11D.

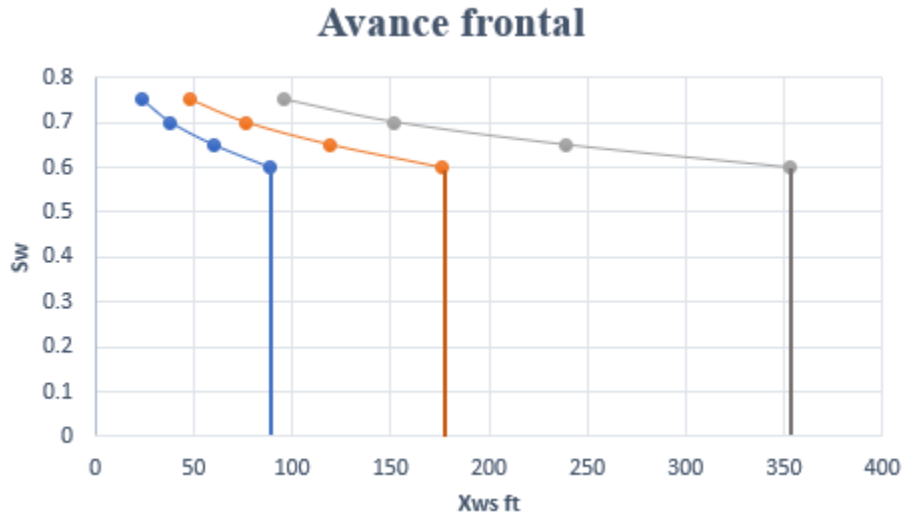


Fig. (11D). determinación de valores de frente de avance para 60, 120 y 240 días.

Para conocer cuando comienza la producción de agua, se puede recurrir al valor obtenido de saturación del agua a la ruptura, que para este ejemplo fue de 0.67. Se tiene que recurrir a la gráfica de la derivada del flujo fraccional y prolongar una línea recta, así se obtendrán los valores que se necesitan sustituir para conocer el tiempo al cual comienza la producción de agua, Figura 12D.

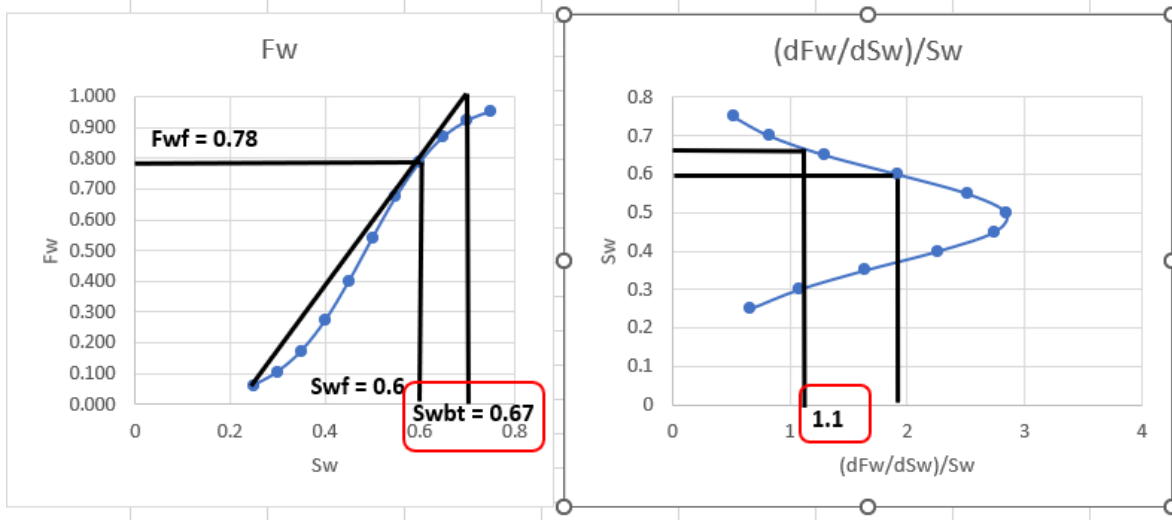


Fig. (12D). determinación del valor de la derivada del flujo fraccional cuando la saturación de agua es igual a la saturación de ruptura.

Entonces, los valores encontrados cuando la saturación de agua (S_w) a la saturación de ruptura (S_{wb}) son:

- $S_{wb} = 0.67$
- $\left(\frac{dfw}{dS_w}\right)_{S_w} = 1.1$

Ahora, basta con despejar el tiempo de la ecuación 4D

$$X_{S_w} = \frac{5.615 * Q_i * t}{\theta * A} \left(\frac{dfw}{dS_w}\right)_{S_w} \dots Ec 4D$$

$$t = \frac{X_{S_w} * \theta * A}{5.615 * Q_i * \left(\frac{dfw}{dS_w}\right)_{S_w}} \dots Ec 5D$$

Donde:

- X_{S_w} = Avance frontal hasta la vecindad del pozo productor (la distancia entre los pozos)
- θ = Porosidad
- A = Área transversal
- Q_i = Gasto de agua inyectado
- $\left(\frac{dfw}{dS_w}\right)_{S_w}$ = derivada del flujo fraccional

Sustituyendo los valores en la ecuación 5D se obtiene que el valor de tiempo para que comience la producción de agua es igual a 712.37 días, que se aproxima a 713 días, ver Figura 13D

	A	B	C	D	E
4		Parámetro	valor	unidades	
5		Bo	1.25	BBL/STB	
6		Bw	1.02	BBL/STB	
7		Espesor	20	ft	
8		Área transversal	26400	ft ²	
9		Porosidad	0.25	%	
10		Qi	900	BPD	
11		Distancia entre pozos	600	ft	
12		Viscosidad de aceite	2	cp	
13		Viscosidad de agua	1	cp	
14		Ángulo	0		
15		Swc	0.2	%	
16		Swi	0.2	%	
17		Sor	0.2	%	
18					
19		tiempo producción de agua	=((C9*B8*C11)/(5.615*C10*1.1))		
20		obtener el avance frontal			

Fig. (13D). determinación del tiempo al que inicia la producción de agua con e valor de saturación de ruptura.

Para comprobar, se ingresaron los valores de la saturación de ruptura y del tiempo, lo que debería dar un valor de 600, esto significa que el agua llega a la vecindad del pozo productor, ver Figura 14D.

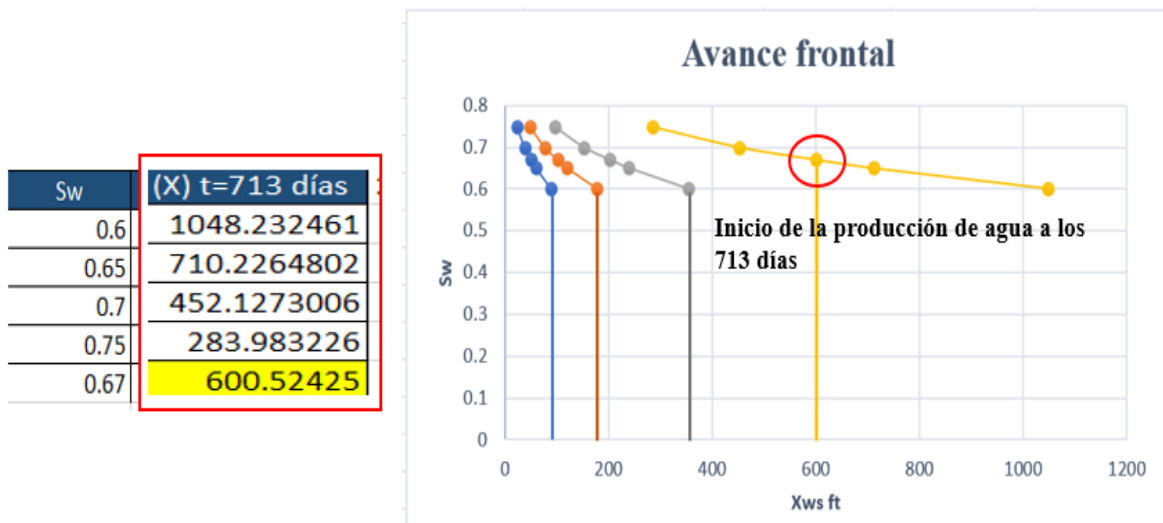


Fig. (14D). llegada del agua a la vecindad del pozo productor.

Este ejercicio muestra la importancia de las saturaciones de agua y poder estimar cuando comenzará la producción de agua en proyectos de recuperación secundaria.