



EL AGUA EN EL SECTOR DE PETRÓLEO Y PETROQUÍMICA: USOS Y TRATAMIENTOS

WATER IN THE PETROLEUM AND PETROCHEMICAL SECTOR: USES AND TREATMENTS

MÁSTER OFICIAL EN HIDROLOGÍA Y GESTIÓN DE RECURSOS HÍDRICOS

Presentado por:

Willams Fredy Proaño López

Dirigido por:

Dr. Eloy García-Calvo (UAH)

Alcalá de Henares, a 15 de Julio de 2019

AGRADECIMIENTOS

A LA UNIVERSIDAD DE ALCALA Y
A LA UNIVERSIDAD REY JUAN CARLOS

ÍNDICE

Resumen.....	1
1. Introducción. Justificación. Objetivos.....	1
2. Metodología.....	2
3. Conceptos básicos.....	2
3.1 ¿Qué es el agua?	2
3.2 El Petróleo.....	5
4.- Tecnologías de recuperación de crudo y consumo de agua.....	8
4.1 Producción primaria.....	8
4.2 Producción secundaria.....	9
4.3 Producción terciaria.....	11
4.4. Consumo de agua dulce por cada barril de petróleo producido.....	16
4.5. Agua producida, tratamiento y eliminación.....	18
5. Petróleo extraído de las arenas petrolíferas.....	22
6. Proceso de refinación de petróleo crudo.....	24
6.1. Desalinización.....	24
6.2. Destilación.....	25
6.3. Hidrotratamiento.....	25
6.4. Craqueo y coquización.....	25
6.5. Reformar y reordenar.....	27
7. Agua utilizada en la refinación de petróleo.....	27
7.1. Agua en el proceso de refinación.....	29
7.2. Requisitos de calidad del agua de entrada.....	30
7.3. Calidad del agua de salida.....	30
8. Conclusiones.....	33
9. Bibliografía.....	33

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. La escala de gravedad del Instituto Americano del Petróleo (API).....	6
Figura 2. Ilustración esquemática del flujo de lodo de perforación.....	6
Figura 3. Volúmenes de refinación a partir de un barril de petróleo crudo.....	7
Figura 4. Diagrama de flujo esquemático para el uso del agua en la producción de petróleo.....	9
Figura 5. El diagrama ilustra los procesos de producción secundaria y terciaria.....	10
Figura 6. Inyección de agua y producción de petróleo y agua en Recuperación primaria, secundaria y terciaria del Proyecto Shell Denver City.....	12
Figura 7. Porcentajes de petróleo por tecnología de recuperación en tierra (onshore) de los EE.UU.....	13
Figura 8. Administración de petróleo por distritos.....	14
Figura 9. Participación de la tecnología en la recuperación de petróleo de los EE.UU. en tierra y en el mar.....	15
Figura 10. Uso del agua de inyección en porcentaje por Tecnología de Recuperación de Petróleo, U.S. Onshore.....	16
Figura 11. Diagrama de flujo esquemático para un ejemplo de inundación con una relación de volumen desplazado de seis barriles de agua inyectados por cada barril de petróleo producido.....	17
Figura 12: Los cambios típicos en las tasas de flujo de producción y en el corte de agua durante toda la vida de un pozo convencional productor de hidrocarburos.....	18
Figura 13: Relación agua – petróleo por regiones.....	19
Figura 14. Ilustración esquemática de instalaciones de extracción de petróleo no convencionales.....	23
Figura 15. Diagrama de flujo esquemático de procesos y uso del agua en una refinería con hidrocraqueador.	26

Figura 16. Distribución de agua en una refinería que está siendo abastecida con 400 a 1000 m ³ /hora de agua no tratada.....	28
Figura 17: Distribución media del consumo de agua en una refinería.....	29
Figura 18. Las operaciones de tratamiento para aguas de proceso y aguas residuales.....	32

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Consumo mundial de petróleo.....	7
Tabla 2. Uso de Inyección de agua en tecnología de recuperación.....	11
Tabla 3. Producción estimada de petróleo de EE.UU por tecnología, 2005.....	13
Tabla 4. Consumo de agua de inyección para la producción de crudo doméstico en tierra de los EE.UU.....	14
Tabla 5. Inyección de agua en la producción de petróleo onshore (en tierra) en EE.UU. mediante tecnología de recuperación.....	15
Tabla 6. Intensidades de consumo de agua reportadas para la producción y mejora de arenas petrolíferas	24
Tabla 7. Extracción y consumo de agua para diferentes procesos en la operación de una refinería según las mejores técnicas disponibles de la Comisión Europea (MTD).....	31
Tabla 8.- Consumo de agua desde la recuperación del petróleo crudo hasta el refinado de gasolina convencional.....	32
Tabla 9.- Resumen del uso de agua dulce para la producción de gasolina.....	33

TABLA DE ABREVIATURAS

E&P: *Extracción - Producción primaria*

WAG: *Inyección de gas alternado con agua en EOR*

EOR: *Recuperación terciaria o mejorada de petróleo*

SAGD: *Drenaje gravitacional asistido por vapor*

CSS: *Estimulación cíclica del vapor*

API: *Instituto Americano del Petróleo*

AIE: *Agencia Internacional de la Energía*

PW: *Agua de formación.*

PWRI: *Reinyección de agua de producción*

RESUMEN

La producción de petróleo depende cada vez más del agua y por tanto su uso se ha convertido en una característica clave de los proyectos existentes. Como veremos más adelante la mayor recuperación de petróleo se consigue en la Fase de Recuperación Secundaria (70%) y gracias a la reinyección del agua de formación procedente del mismo pozo explotado (en promedio, a nivel global, de 3 a 5 barriles de agua se producen con cada barril de petróleo), sin embargo junto a esta se inyecta agua dulce y en un contexto en el que hay una gran cantidad de presión para salvaguardar el medio ambiente y ser socialmente responsable, el agua como un recurso tiene que ser protegida, debido a su escasez; es por ello que cada vez se tiende a reutilizarla implementando nuevas tecnologías que la hacen apta para su uso posterior. La tendencia al aumento del coste del tratamiento del agua y de los efluentes, debido a las nuevas restricciones en cuanto a los vertidos al medio ambiente, ha llevado a la necesidad de minimizar el consumo de agua industrial, favoreciendo cada vez más el desarrollo de nuevas metodologías para la optimización de los procesos de producción de estos recursos.

En este estudio se estima los requerimientos de agua para la exploración y producción de crudo en tierra (Onshore), costa afuera (Offshore) y para la refinación de petróleo. Consideramos tecnologías primarias, secundarias y terciarias de reinyección de agua para la recuperación del crudo.

1. INTRODUCCIÓN. JUSTIFICACION. OBJETIVOS

Agua y petróleo. Dos sustancias muy diferentes entre sí pero que en la industria petrolera y petroquímica van estrechamente unidas. De cada 10 litros de crudo extraídos, 7 son de aguas contaminadas (de formación). Más adelante en el proceso, para refinar ese crudo, en una planta de tamaño medio (150.000 barriles/día), se requieren 80 millones de metros cúbicos de agua al año. En Barcelona, a modo de referencia, el volumen de agua de red consumida en la ciudad durante un año es de 95 millones de metros cúbicos. Estos datos nos hacen ver la importancia del agua en la industria petrolera y la estrecha relación que existe entre ambas (José Luis Braña, 2014).

Por lo visto, la industria petroquímica consume grandes cantidades de agua y hay una demanda cada vez mayor para minimizar este consumo a medida que los recursos hídricos naturales se vuelven más escasos. En esta relación de interdependencia, el agua parece ser cada vez más el

recurso que es vital proteger. De hecho, puede haber alternativas que pueden ser usados en lugar de petróleo... pero no hay ninguno para el agua.

Según la OMS, la escasez de agua ya afecta a cuatro de cada diez personas y el 80 % de las aguas residuales retornan al ecosistema sin ser tratadas o reutilizadas (UNESCO, 2017).

El objetivo de este trabajo es la cuantificación del agua dulce empleada en toda la cadena de actividades que componen desde la extracción del petróleo hasta convertirlo en un producto refinado.

2. METODOLOGÍA

Se ha consultado en libros, revistas, estudios publicados, etc. las estimaciones del uso del agua para todas las actividades referentes a la perforación, extracción y conversión en productos derivados del petróleo, tanto para la producción onshore y offshore de los EE.UU, Arabia Saudita y las arenas petrolíferas canadienses; los datos se los ha identificado, analizado y organizado de manera de resumir los mismos por parámetro relevante.

3. CONCEPTOS BASICOS

3.1 ¿Qué es el agua?

El término agua generalmente se refiere a la sustancia en su estado líquido, aunque la misma puede hallarse en su forma sólida llamada hielo, y en su forma gaseosa denominada vapor (Universidad Autónoma del Carmen, 2014).

¿Cuánta agua hay?

El total el agua que circula, incluso en los océanos, ríos y lagos y los casquetes polares, además en todas las plantas y animales, es colectivamente conocida como la hidrósfera.

Se calcula que la cantidad de agua libre existente es de alrededor de 1.35×10^9 km³, pero de esta el 97.3% está en forma de océanos y mares. El restante 2.7% es agua dulce, pero casi toda esta congelada en los polos y en los glaciares. Del agua dulce, el 69.7% es agua congelada, 30% es subterránea, en los ríos y lagos hay sólo 0.3%. Según Krochin, el volumen de agua dulce existente dentro de los ríos y lagos es de aproximadamente un millón de kilómetros cúbicos, o sea que no llega ni a un milésimo del total (Krochin, 1986).

La atmósfera contiene sólo unos 12.900 km³ de agua en un momento dado, pero el promedio mundial de precipitaciones anuales se estima en 111.000 km³ indicando la naturaleza cíclica de los recursos de agua dulce. (Williams et al, 2013).

De estas masas de agua, más de la mitad se vuelve a la atmósfera a través del proceso de evaporación y transpiración (evapotranspiración), y el resto se distribuye en superficie y recarga de aguas subterráneas. Unos 40.000 km³ es la cantidad máxima del agua disponible para sustentar los ecosistemas acuáticos del mundo y al mismo tiempo, satisfacer las necesidades humanas.

Alrededor de dos tercios de las extracciones de agua dulce, las personas la utilizan para la agricultura, la mayoría en Asia. Un poco más de la mitad del agua destinada para la agricultura es devuelto a la atmósfera a través de la evapotranspiración. Alrededor del 19% se destina para la industria, y la mitad de los retiros del agua extraída son para uso industrial (refrigeración). Si bien quedan muchas maneras para reducir la extracción de agua, principalmente mediante la sustitución por agua salobre de mar, las cantidades estimadas en la actualidad alcanzan hasta unos 9 km³ por año, de forma significativa menos de medio punto porcentual de retiro del agua dulce mundial.

Clasificación:

Según la cantidad de sales disueltas:

- Agua dulce: se caracteriza por contener una proporción de sal muy baja, que es la adecuada para producir agua potable.
- Agua salobre: la concentración de sal disuelta en este tipo de agua suele ser de entre 1000 a 10.000 mg/l.
- Agua salada: su proporción de sal es mucho mayor que la anterior. Siempre supera los 10.000mg/l.

Según la presencia de minerales:

- Blandas: en estas aguas, la presencia de minerales es muy baja. Su máximo extremo es la destilada, que carece de minerales en absoluto, por lo que no debe ser consumida por los humanos.
- Duras: a diferencia de las anteriores, en estas hay una importante presencia de minerales, entre ellos, magnesio y calcio. La presencia de los minerales en la disolución y arrastre es lo que le da su carácter de dura.

Según su procedencia:

- Subterráneas: este tipo de aguas procede de pozos o manantiales ubicados en el interior de la tierra. Si bien deben sufrir ciertos tratamientos antes de ser aptas para el consumo humano, su nivel de contaminación es bajo.

- Superficiales: son provenientes del mar, pantanos, ríos o lagos. Debido a la presencia de microorganismos patógenos, partículas en suspensión y los desechos provenientes de las comunidades, se recurre a procedimientos físicos y químicos para eliminar sus impurezas. Estos permiten volver a las aguas superficiales en potables.
- Minerales: contienen de forma natural una riqueza mineral superior a 250 partes por millón. Estas aguas se encuentran en manantiales subterráneos protegidos y es allí mismo donde deben ser embotelladas.
- Manantiales: son aquellas aguas que, para ser aptas para el consumo, han sido potabilizadas y filtradas. Estas, provienen de alguna fuente.

Propiedades del agua:

- Acción disolvente. El agua es el líquido que más sustancias disuelve (disolvente universal), esta propiedad se debe a su capacidad para formar puentes de hidrógeno con otras sustancias, ya que estas se disuelven cuando interaccionan con las moléculas polares del agua.
- El agua es un líquido inodoro e insípido. Tiene un cierto color azul cuando se concentra en grandes masas.
- A la presión atmosférica (760 mm de mercurio), el punto de fusión del agua pura es de 0°C y el punto de ebullición es de 100°C, cristaliza en el sistema hexagonal, llamándose nieve o hielo según se presente de forma esponjosa o compacta, se expande al congelarse, es decir aumenta de volumen, de ahí que la densidad del hielo sea menor que la del agua y por ello el hielo flota en el agua líquida.
- El agua alcanza su densidad máxima a una temperatura de 4°C, que es de 1g/cc.
- Su capacidad calorífica es superior a la de cualquier otro líquido o sólido, siendo su calor específico de 1 cal/g, esto significa que una masa de agua puede absorber o desprender grandes cantidades de calor, sin experimentar apenas cambios de temperatura, lo que tiene gran influencia en el clima.
- La capilaridad se refiere a la tendencia del agua de moverse por un tubo estrecho en contra de la fuerza de la gravedad. Esta propiedad es aprovechada por todas las plantas vasculares, como los árboles. (Universidad Autónoma del Carmen, 2014).

3.2 EL PETROLEO

El petróleo es quizás la sustancia más importante que se consume en la sociedad moderna. Los combustibles derivados del petróleo suministran más de la mitad de la oferta total de energía al mundo. La gasolina, el queroseno y el gasóleo proporcionan combustible para automóviles, tractores, camiones, aviones y naves. El gasóleo y el gas natural se utilizan para calentar viviendas y edificios comerciales, así como para generar electricidad. Los productos petrolíferos son los materiales básicos utilizados para la fabricación de fibras sintéticas para ropa, plásticos, pinturas, fertilizantes, insecticidas, jabones y caucho sintético. Los usos del petróleo como fuente de materia prima en la fabricación son fundamentales para el funcionamiento de la industria moderna. El petróleo es un recurso basado en el carbono (Speight, 2013). Actualmente, el 70% de la producción mundial de energía, se abastece de los campos de petróleo que iniciaron la producción desde hace más de 20 años (campos maduros) y cuyo factor de recuperación no supera el 35% después de la recuperación secundaria.

La palabra petróleo, derivada del latín *petra* y *óleum*, literalmente significa petróleo de roca y se refiere a los hidrocarburos que se encuentran ampliamente en las rocas sedimentarias en forma de gases, líquidos, semisólidos o sólidos. Desde un punto de vista químico, el petróleo es una mezcla extremadamente compleja de compuestos de hidrocarburos, es una sustancia líquida orgánica (combinación de hidrocarburos líquidos, (84 - 87%) de carbono, (11 - 14%) de hidrógeno, con impurezas asociadas como el azufre (0 - 6%), oxígeno (0 - 2%), nitrógeno (0 - 1%) y metales pesados) que se encuentra en formaciones geológicas bajo la superficie terrestre.

Todas las rocas, hasta cierto punto, tienen espacios entre los granos. Los espacios o poros son normalmente pequeños, de menos de un milímetro de diámetro y, en formaciones rocosas de baja permeabilidad, el tamaño de los poros puede ser tan pequeños como micrones o incluso nanómetros. Mientras mayor es la porosidad, mayor es la capacidad de la roca para contener fluidos, y algunas rocas sedimentarias tienen porosidades de más del 30%. Si los poros están interconectados, los fluidos pueden moverse a través de la roca. La facilidad con la que fluyen los fluidos a través de los poros define la permeabilidad de la roca, que es esencial para la explotación comercial del petróleo y el gas.

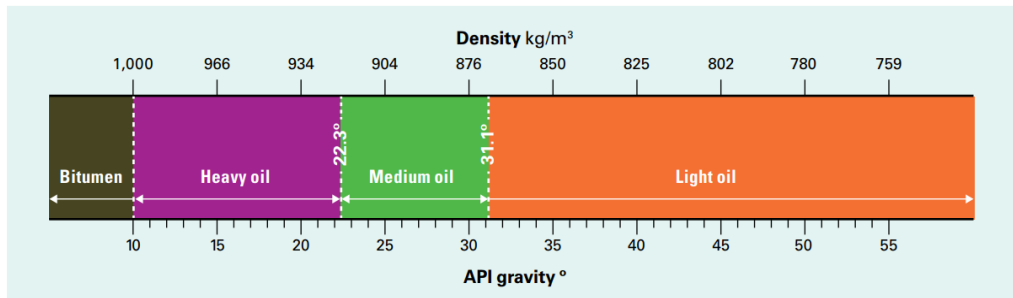


Figura 1. La escala de gravedad del Instituto Americano del Petróleo (API) utilizada para clasificar el petróleo crudo se muestra en el eje inferior, mientras que la densidad de masa en unidades kg/m^3 se muestra en el eje superior. Tenga en cuenta que cuanto mayor sea la gravedad API, menor será la densidad. (Tomado de Water in the energy industry, 2013).

El crudo se extrae convencionalmente mediante la perforación de pozos en la tierra. Un pozo exitoso, podría producir grandes volúmenes de petróleo (un millón de barriles o más) o gas durante su vida útil. A medida que la broca penetra las capas de roca, los escombros generados tienen que ser removidos. Para hacer esto, un fluido llamado lodo de perforación circula hacia abajo en el interior del tubo de perforación y luego vuelve a subir por el agujero, transportando los escombros con él.

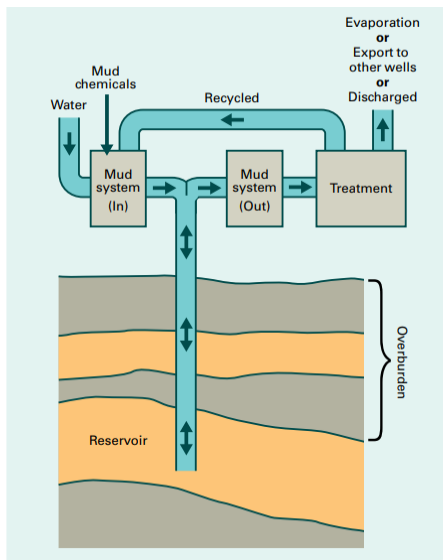


Figura 2. Ilustración esquemática del flujo de lodo de perforación a base de agua en exploración, desarrollo y producción de pozos (sin escala). El agua y los productos químicos se mezclan para crear lodo, que circula por el pozo y luego vuelve a la superficie. Restos de escombros se eliminan en la superficie y el lodo se trata antes de ser reciclado de vuelta al pozo original, o para su reutilización en otros pozos. El volumen del lodo debe ser suficiente para llenar todo el pozo.

(Tomado de Water in the energy industry, 2013).

El lodo de perforación también enfría las superficies de la broca de corte del taladro. El lodo es típicamente agua con aditivos que aumentan la densidad para controlar la presión del pozo y ayudar a la eliminación eficaz de los detritos de roca. El fluido se recircula, por lo que el volumen necesario depende del volumen del pozo. En los pozos profundos, la broca penetra hasta 10 kilómetros por debajo de la superficie, lo que equivale hasta 10.000 m^3 de volumen de escombros. Los lodos de perforación son caros de producir, por lo que están constantemente recirculando en el pozo y son reciclados para su uso en otros pozos. Cuando ya no se necesitan,

los lodos a base de petróleo pueden ser reciclados por el fabricante, y los lodos a base de agua se tratan para su eliminación.

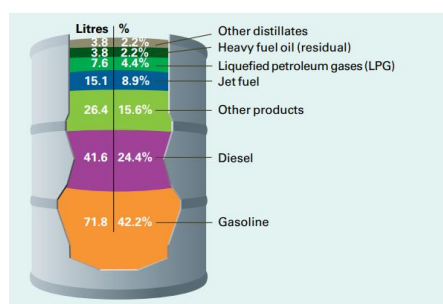


Figura 3. Volúmenes de refinación a partir de un barril (159 litros) de petróleo crudo que muestra un 85% como algún tipo de combustible y el resto productos no combustibles como ceras, lubricantes, asfalto, coque etc.. Un barril de 159 litros de crudo produce unos 170 litros de producto refinado. El aumento del volumen se debe a que la mayoría de los productos tienen menor densidad que el producto de partida.
(Tomado de Water in the energy industry, 2013).

Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), los diez mayores productores de petróleo abarcan unos dos tercios de la producción mundial de petróleo.

Tanto en los últimos años como en la actualidad, Rusia, Arabia Saudí y Estados Unidos son con diferencia los mayores productores del mundo, le siguen países como Canadá, China, Venezuela, México y países de Oriente Medio, donde se encuentran algunas de las mayores reservas mundiales de crudo. En los últimos años la tendencia global en la producción ha sido creciente, al tiempo que las reservas probadas de petróleo han aumentado, en especial en zonas como América Central y del Sur, donde las reservas probadas se han triplicado en el último lustro.

Tabla 1.- Mayores países productores y consumidores

PAISES PRODUCTORES			PAISES CONSUMIDORES		
PUESTO	PAIS	PRODUCCION (Barriles/día)	PUESTO	PAIS	CONSUMO (Barriles/día)
1	Arabia Saudita	11.590.000	1	Estados Unidos	11.500.000
2	Estados Unidos	11.270.000	2	China	10.300.000
3	Rusia	10.050.000	3	Japón	4.700.000
4	China	4.180.000	4	India	3.600.000
5	Canadá	4.001.000	5	Rusia	3.200.000
6	Irán	3.113.000	6	Arabia saudita	2.860.000
7	Irak	3.066.000	7	Brasil	2.800.000
8	México	2.882.000	8	Alemania	2.400.000
9	Kuwait	2.802.000	9	Corea del sur	2.300.000
10	Emiratos Árabes Unidos	2.800.000			

Consumo mundial de petróleo por día está en alrededor de los 89.640.000 barriles.

Fuente: The world Factbook 2018

4.- TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN DE CRUDO Y CONSUMO DE AGUA.

La producción es el término que la industria usa para la actividad de traer petróleo y gas a la superficie. Las tecnologías convencionales de recuperación han evolucionado para satisfacer la necesidad de mantener la producción de petróleo pese a la edad de los pozos.

El consumo de agua se ha convertido en un factor cada vez más importante en los procesos de producción convencionales y no convencionales. En realidad, el agua está ya presente inicialmente con el crudo dentro de los yacimientos (agua de formación). En la producción de crudo no convencional la industria petrolera ha comenzado a buscar fuentes alternativas de agua para reducir el consumo de agua dulce, especialmente en regiones donde los recursos hídricos son escasos. Los grandes operadores están implementando prácticas cada vez más sofisticadas de gestión del agua (A.A. Ulson de Souza et al., 2009).

Afortunadamente, hay muchas maneras de retener los beneficios de agua para la producción de energía al tiempo que se reduce el impacto en las reservas mundiales de agua dulce. Estos pueden ser resumidos como: sustitución, reutilización, reciclaje y la responsabilidad regional:

- Sustitución: el uso de fuentes de agua no potable como agua de mar, agua salobre, agua de producción y aguas residuales en lugar de agua dulce.
- Reutilizar: usar la misma agua varias veces en un proceso industrial.
- Reciclaje: tratamiento de aguas residuales para hacerlas utilizables, sustitución por agua dulce en otra aplicación.
- Responsabilidad regional: adaptación de las prácticas a las necesidades, la disponibilidad local y la demanda de energías renovables de agua dulce.

4.1 Producción primaria

La recuperación primaria de petróleo utiliza la presión natural del pozo para traer una mezcla de petróleo, gas y agua de producción a la superficie. El agua de producción o de formación es un agua altamente contaminante, por lo que representa un alto riesgo para la fauna, flora, suelos, fuentes de agua y el ser humano. Por ello existen restricciones para su manipulación y/o deposición.

Durante su fase operativa inicial, una vez que un reservorio es penetrado, cualquier presión en el depósito por encima de la presión hidrostática hará que los fluidos fluyan hacia arriba del pozo. Con el transcurrir del tiempo, la presión en el reservorio disminuye y se requiere la inyección de fluidos para mantener la presión y la producción. La fase de producción primaria

puede abarcar muchos años o incluso décadas. Como se ilustra en la Figura 4, la producción primaria aporta petróleo, gas y agua a la superficie, y la unidad de separación en la superficie produce tres flujos de salida (petróleo, gas y agua). El agua producida puede ser reinyectada en pozos de inyección o tratada para otros fines. La reinyección de agua producida, puede complementarse con agua dulce adicional, este es un método eficaz para mantener la presión en el reservorio. Típicamente, los volúmenes de inyección necesitan igualar o superar ligeramente el volumen de petróleo más el agua producida para mantener la presión del reservorio.

Para la producción de petróleo E&P, se utiliza agua salada, agua salobre, e incluso agua de mar desalinizada. El consumo de agua es altamente sensible a la edad del pozo, la tecnología empleada de recuperación y la cantidad de agua producida mediante el reciclaje y la reutilización. La recuperación primaria de crudo requiere sólo 0,21 galones de agua dulce por cada galón de petróleo crudo producido (Gleick 1994).

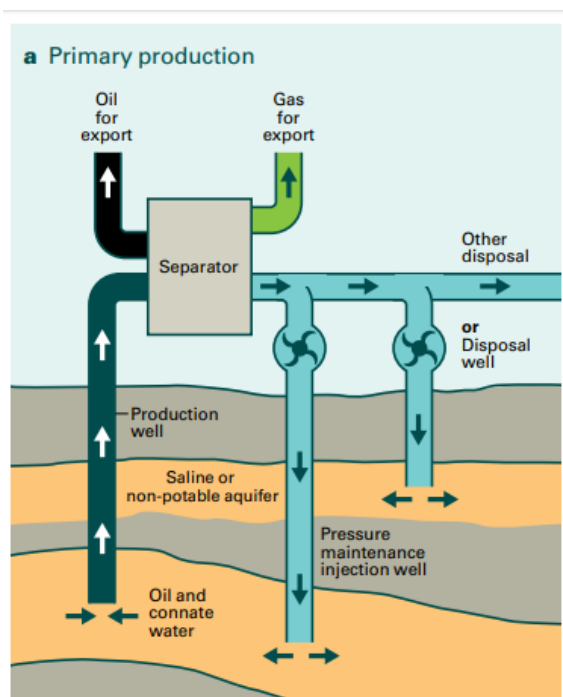


Figura 4. Diagrama de flujo esquemático para el uso del agua en la producción de petróleo (sin escala).

El diagrama ilustra el proceso de producción primaria donde los fluidos del yacimiento: el petróleo, el gas y el agua de formación llegan a la superficie a través del pozo de producción y entra en un separador. Desde él, el gas y el petróleo son canalizados para la exportación y el agua de formación es bombeada de nuevo al depósito (aquí se muestra con inyección directa en la zona del reservorio para mantener la presión), se inyectan en acuíferos no aptos, para desecho o se vierten por tubería.

(Tomado de Water in the energy industry, 2013).

4.2 Producción secundaria

A medida que los pozos envejecen, la producción a partir de la recuperación primaria disminuye, y la recuperación secundaria se vuelve la mejor tecnología de recuperación. En la recuperación secundaria, se perforan pozos de inyección, y se inyecta agua en la formación.

Esta técnica, generalmente conocida como inundación de agua, puede aumentar significativamente el porcentaje de petróleo recuperado. El proceso de inundación se ilustra en la Figura 5. Los fluidos del pozo de producción se separan como en la producción primaria.

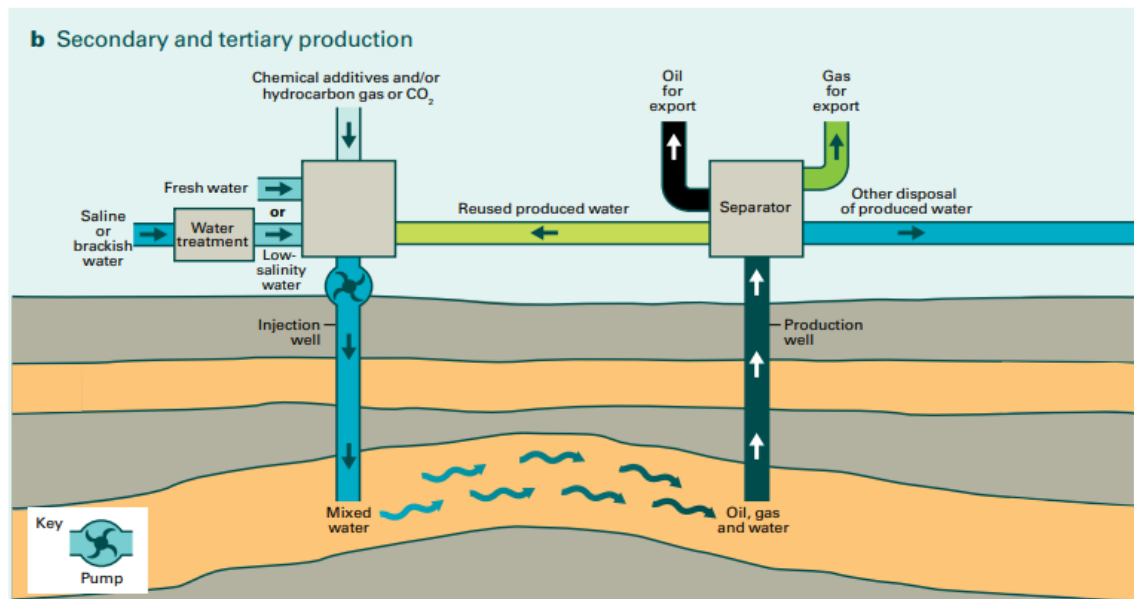


Figura 5. El diagrama ilustra los procesos de producción secundaria y terciaria.

El petróleo, el gas y el agua llegan a la superficie a través de la producción del pozo y entra en la sección separador. El petróleo y el gas se exportan, y el agua producida es bombeada para su tratamiento o eliminación, o se conduce a la unidad de inyección para la combinación con agua dulce y/o suero salino o salobre. Los gases de hidrocarburo y/o CO₂ también pueden combinarse en este proceso para facilitar aún más la recuperación del petróleo. Se inyecta esta combinación de fluidos bajo presión en el reservorio. (Tomado de Water in the energy industry, 2013).

Como regla general, la recuperación secundaria es relativamente intensiva en agua (Tabla 2), pero los requisitos del agua de inyección varían con la edad y las características del pozo y la formación en la que se encuentra.

Basado en el análisis de la historia de 80 pozos secundarios de los Estados Unidos, Bush y Helander (1968) encontraron que a lo largo de su vida útil de inundación de agua, se inyectaron un promedio de 8.6 galones de agua para recuperar 1 galón de crudo. Aunque gran parte del agua de inyección es agua de formación reciclada (agua subterránea salina), también se utiliza agua dulce. La recuperación secundaria aumenta la producción de petróleo por un tiempo. Eventualmente, sin embargo, el aumento en el volumen de agua de inyección, no incrementa la producción de petróleo porque el crudo restante queda atrapado en la roca del yacimiento por la tensión superficial y/o la viscosidad del crudo en sí. La tensión superficial tiende a atrapar

las gotas de crudo y el agua menos viscosa hace "cortocircuitos" con el petróleo más viscoso (Barry 2007).

Tabla 2. Uso de Inyección de agua en tecnología de recuperación.

Tecnología de recuperación	Inyección de agua (galones de agua por galón de crudo)*	Referencia
Recuperación primaria	0.2	Gleick (1994)
Inundación de agua (recuperación secundaria)	8.6	Bush and Helanders (1968)
Inyección de vapor EOR	5.4	Gleick (1994)
Inyección de CO2 EOR	13	Royce et al 1984
Inyección de sosa cáustica EOR	3.9	Gleick (1994)
Combustión forzada EOR / Inyección de aire	1.9	Gleick (1994)
Inyección de polímeros miscelares EOR	343.1	Gleick (1994)

* Excluye la producción y el reciclaje de agua de E&P (agua de formación).

(Adaptado de Consumptive Water Use in the Production of Ethanol and Petroleum Gasoline, M. Wu et al. 2009).

4.3 Producción terciaria EOR (*Enhanced Oil Recovery*)

La recuperación terciaria o mejorada de petróleo desempeña un papel fundamental en la prevención de nuevas disminuciones en la recuperación de petróleo. EOR utiliza varias tecnologías para captar el petróleo atrapado. Estas técnicas a menudo incluyen inyección de agua combinada con aditivos químicos, la inyección de dióxido de carbono (CO2) y la inyección de surfactante, los mismos que reducen la tensión superficial, mientras que el vapor de agua y la inyección de polímeros miscelares reducen los contrastes de viscosidad. En ocasiones, la inyección de agua se alterna con períodos de inyección de gas natural, u otro hidrocarburo o CO2, es un proceso conocido como gas alternado con agua (WAG), en algunos casos se utilizan aditivos especiales para forzar al agua a entrar en diferentes partes del reservorio.

El uso de agua de inyección para EOR, o recuperación terciaria de petróleo, puede ser tan bajo como 1.9 galones de agua por galón de crudo recuperado con combustión forzada (Tabla 2) o tan alto como 343 galones de agua / galón de crudo con técnicas más intensivas de agua como

la inyección de polímeros miscelares. Con la inyección de CO₂, los informes del uso del agua son extremadamente variables.

Basado en una encuesta de 14 compañías petroleras realizada a principios de los años 1980, Royce et al. (1984) reportaron el uso de agua de 13 galones de agua de inyección por cada galón de crudo recuperado. A principios de la década de 1990, Gleick (1994) reportó 24.7 galones/galón recuperado. Al mismo tiempo basado en 10 años de datos (de 1988 a 1998) sobre el proyecto de Shell CO₂ EOR Denver City, la inyección de agua promedió sólo 4.3 galones/galón de crudo (Figura 6).

En este análisis, asumimos que 13 galones por galón recuperados con CO₂ EOR. Para aquellas tecnologías EOR para las cuales el uso del agua no está reportada en la literatura abierta (como las tecnologías de hidrocarburos miscibles/inmiscibles, inundación de agua caliente e inyección de nitrógeno), asumimos 8.7 galones de agua/galón de crudo, como valor promedio de uso de CO₂, vapor y otros EOR.

Por otro lado, cuando se habla de yacimientos no convencionales, se debe pensar en el uso de técnicas especiales de producción que requieren de mayores cantidades de agua, estas técnicas incluyen el fracturamiento hidráulico el cual requiere entre dos y cinco millones de galones (de 7 a 19 millones de litros) de agua por pozo. En este tipo de técnicas para las mismas condiciones de yacimiento, los pozos terminados de manera horizontal son los que más agua utilizan.

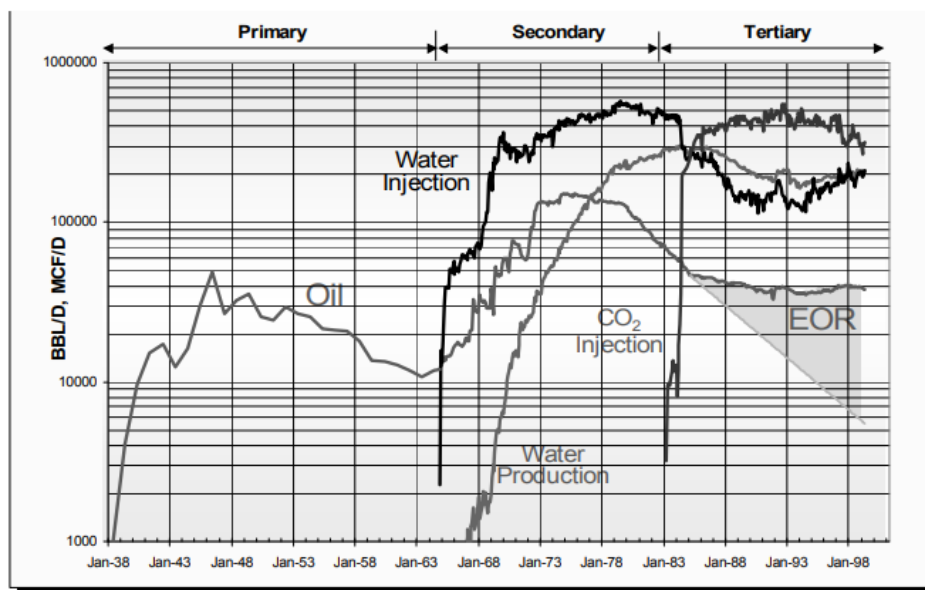


Figura 6. Inyección de agua y producción de petróleo y agua en recuperación primaria, secundaria y terciaria del Proyecto Shell Denver City (Barry 2007. BBL/D - bbl de petróleo por día; MCF/D-millones de pies cúbicos de gas por día).

(Adaptado de Consumptive Water Use in the Production of Ethanol and Petroleum Gasoline, M. Wu et al. 2009)

Tecnología de recuperación	Producción de petróleo por Tecnología de recuperación* (miles de bbl/d)	Participación Tecnología de Recuperación ** (%)	Recuperación por Tecnología en tierra (onshore)*** (miles de bbl/d)
Primaria	1940	37	228
Secundaria (inundación de agua)	2589	50	2589
Terciaria EOR	649	13	649
Total	5178	100	3466

* Producción total en tierra y costa fuera (onshore y offshore)

** Recuperación primaria = Recuperación total - (recuperación secundaria + EOR)

*** Asumiendo que todos los pozos offshore son de recuperación primaria

1940 (total) - 1712 (offshore) = 228 onshore

(Adaptado de Consumptive Water Use in the Production of Ethanol and Petroleum Gasoline, M. Wu et al. 2009).

La figura 7 ofrece un desglose más detallado de la producción en tierra por tecnología de recuperación. En el caso de los pozos en tierra, las inundaciones de agua son responsables de tres cuartas partes de la producción. Mientras que la EOR basada en la temperatura de vapor es la tecnología de recuperación terciaria más utilizada, la inyección de CO₂ (miscible) ha estado creciendo rápidamente y ahora es la segunda tecnología EOR más utilizada. Otras tecnologías EOR incluyen la inyección de gas nitrógeno, la combustión de aire forzado, hidrocarburos miscible / inmisible, y una pequeña cantidad de inyección de agua caliente.

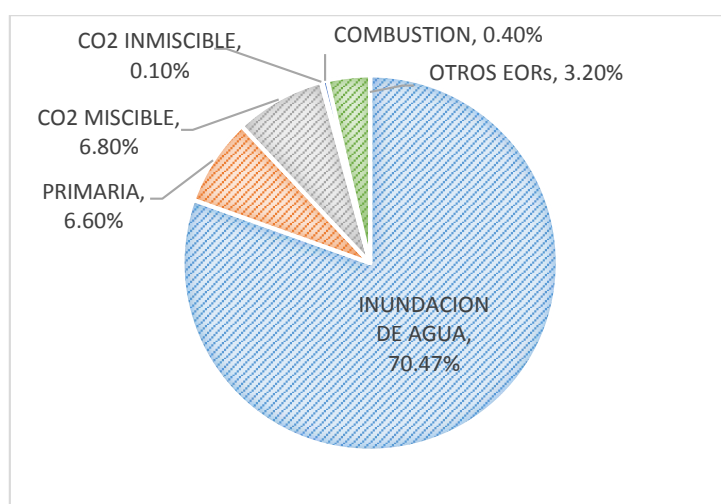


Figura 7. Porcentajes de petróleo por tecnología de recuperación en tierra (onshore) de los EE.UU.

(Adaptado de Consumptive Water Use in the Production of Ethanol and Petroleum Gasoline, M. Wu et al. 2009).

La producción de petróleo de EE.UU. depende en gran medida de la recuperación secundaria a través de las inundaciones de agua. Esta tecnología requiere un promedio de 8 galones de agua por galón de petróleo de crudo recuperado y como resultado, representa el 80 por ciento de la demanda de agua inyectada en pozos onshore para la recuperación de petróleo. Sin embargo,

dado que el agua de formación producida suministra mucha del agua de inyección, sobre una base tecnológicamente ponderada, el uso promedio neto de agua para el petróleo crudo de los EE.UU. oscila entre 2 y 5,5 galones por galón de petróleo crudo para las tres principales regiones productoras de petróleo (PADD II, III y V).



Figura 8. Administración de petróleo por distritos

(Tomado de Consumptive Water Use in the Production of Ethanol and Petroleum Gasoline, M. Wu et al. 2009).

Tabla 4. Consumo de agua de inyección para la producción de crudo doméstico en tierra U.S.

Sector PADD	Inyección de agua tecnología promedio ponderado (gal/gal)	Relación Agua a crudo producido	Porcentaje de agua de formación reinyectada para recuperación de crudo (%)	Agua de formación PW usada para reinyección (gal/gal)	Agua neta necesaria para inyección (gal / gal)
I	8	9.8	99	9.7	despreciable
II	8	11.1	53	5.9	2.1
III	8	10.9	52	5.7	2.3
IV	8	14.7	92	13.5	despreciable
V	8	3.4	76	2.6	5.4

(Adaptado de Consumptive Water Use in the Production of Ethanol and Petroleum Gasoline, M. Wu et al. 2009)

Aunque la recuperación mejorada de petróleo EOR (o recuperación terciaria), a través de tecnologías como la inyección de vapor y las inundaciones de CO₂, es menos frecuente que las inundaciones de agua, ya que representa una proporción cada vez mayor de las inundaciones en la producción onshore. A partir de 2005, el uso de agua para la inyección de vapor fue del 6 % y las de inundación de CO₂ representaron casi un 11 por ciento de la inyección total de agua en pozos en tierra (Tabla 5).

Tabla 5. Inyección de agua en la producción de petróleo onshore (en tierra) en EE.UU. mediante tecnología de recuperación.

Tecnología de recuperación	Producción de petróleo		Inyección de agua		
	(barriles / día)*	(millones de galones/día)	(galón de agua / galón de crudo)	(millones de galones /día)	Participación Tecnología (%)
Miscible CO2	234315	9.8	13	127.4	10.9
Inmiscible CO2	2698	0.1	13	1.3	0.1
Vapor	286668	12	5.4	64.8	5.5
Combustión	13260	0.6	1.9	1.1	0.1
Otros EOR	112276	4.7	8.7	40.9	3.5
Inundación de agua secundaria	2589000	108.7	8.6	934.8	79.7
Recuperación primaria	227783	9.5	0.2	1.9	0.2
Total	3466000	145.6		1172.2	100.00

Promedio ponderado por tecnología de inyección de agua (excluye la reinyección de agua producida) = 8.0 galones de agua dulce / galón de crudo.

* Datos de producción del 2005 para tecnologías EOR

(Adaptado de Consumptive Water Use in the Production of Ethanol and Petroleum Gasoline, M. Wu et al. 2009).

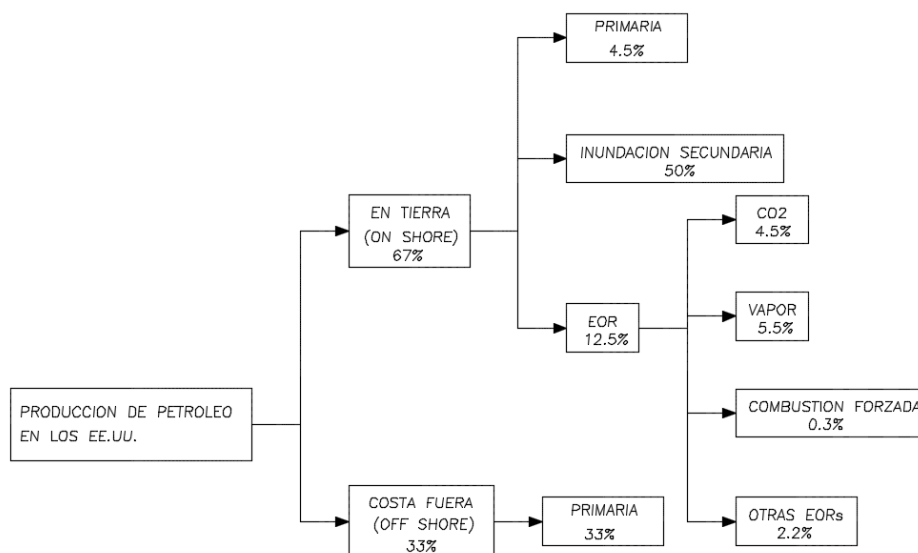


Figura 9. Participación de la tecnología en la recuperación de petróleo de los EE.UU. en tierra (onshore) y en el mar (offshore), (EIA 2007b; O&GJ 2006).

Se han explorado fuentes alternativas de agua para la recuperación de petróleo con el fin de desplazar el uso de las aguas subterráneas. Utilizando principalmente para la inyección, agua de mar desalinizada.

4.4. Consumo de agua dulce por cada barril de petróleo producido

Los pozos petrolíferos de Arabia Saudita consumen alrededor de 1,4 a 4.6 galones de agua por cada galón de crudo producido. A diferencia de E&P, la refinación de petróleo consume cantidades relativamente pequeñas de agua, de 0,5 a 1,5 galones por cada galón de crudo procesado. Combinando petróleo E&P, refinación y produciendo un galón de gasolina de crudo convencional de Arabia Saudita o en los EE.UU, lo menos posible que se puede consumir sería algo así como 2.8 galones de agua o tanto como 6.6 galones de agua por cada galón de crudo producido y procesado. (M. Wu et al., 2009).

En 2005, en los EE.UU, las operaciones nacionales de recuperación en tierra requirieron 1.171 millones de galones de inyección de agua para producir 146 millones de galones de petróleo crudo convencional (Tabla 5). La inyección de agua promedio nacional ponderada por tecnología fue de 8.0 galones de agua por galón de crudo. Esta estimación no incluye el agua de formación (PW) tratada e inyectada para la recuperación de petróleo. La recuperación secundaria es responsable del 79,7 por ciento del uso de agua inyectada en producción de petróleo en tierra en Estados Unidos (Figura 10).

Debido al creciente volumen de residuos en todo el mundo, el resultado y el efecto de la descarga de agua de producción sobre el medio ambiente se ha convertido últimamente en una cuestión importante de preocupación medioambiental. El agua producida es tratada convencionalmente a través de diferentes métodos físicos, químicos y biológicos. En plataformas offshore debido a limitaciones de espacio, se utilizan sistemas físicos y químicos compactos. Sin embargo, las tecnologías actuales no pueden eliminar las pequeñas suspensiones de partículas de crudo y elementos disueltos.

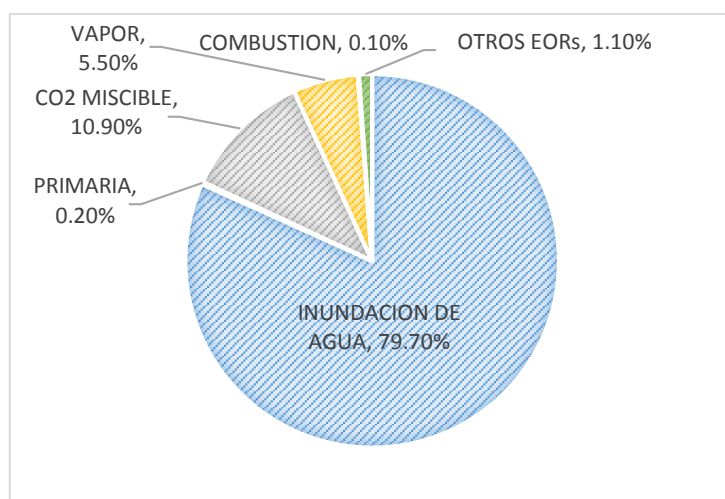
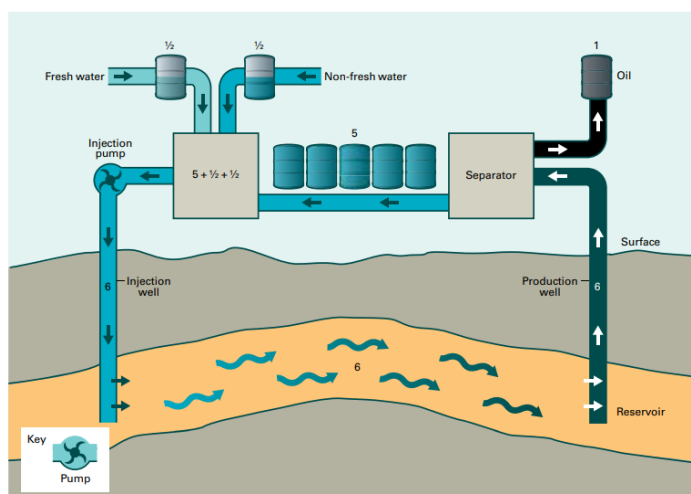


Figura 10. Uso del agua de inyección en porcentaje por Tecnología de Recuperación de Petróleo, U.S. Onshore.

(Adaptado de Consumptive Water Use in the Production of Ethanol and Petroleum Gasoline, M. Wu et al. 2009).

Es posible que se necesiten volúmenes considerables de agua para la operación efectiva de los campos petroleros convencionales, pero es generalmente poca la necesidad de que la fuente sea de agua dulce. Por lo tanto, si la mayoría del agua producida es reinyectada, entonces el volumen de agua adicional requerida será aproximadamente igual al volumen de petróleo producido, que generalmente no necesitan ser de agua dulce. Cualquier agua utilizada en el mantenimiento de la presión, inundación de agua o EOR adquirirá las características del agua de producción y tendrá que ser reutilizada, desechada en pozos de eliminación, o puede requerir un tratamiento adicional antes de ser liberada. Por lo tanto, es una aproximación razonable tratar a todas las extracciones de agua dulce para la producción de petróleo como resultado del consumo, es decir, el consumo de agua dulce y las intensidades de retiro son aproximadamente las mismas. La cantidad de agua dulce consumida dependerá principalmente de dos factores:

- 1 ¿Qué cantidad de crudo y agua de formación se extrae del reservorio?
- 2 ¿Qué fracción del agua reinyectada es agua dulce?



La unidad científica de energía es el Julio, un terajulio (TJ) = mil millones de julios. Un TJ de energía térmica puede obtenerse quemando 28000 litros de gasolina, 1 TJ de energía eléctrica es suficiente para iluminar 300 bombillas de 100 W durante un año, 1 TJ de energía calorífica podría proporcionar toda la energía alimentaria durante un año para 260 personas.

Figura 11. Diagrama de flujo esquemático para un ejemplo de inundación con una relación de volumen desplazado de seis barriles de agua (azul) inyectados por cada barril de petróleo (negro) producido. En este ejemplo, el agua de inyección se compone de cinco barriles de agua de retorno producidos, 0,5 barriles de agua no fresca y 0,5 barriles de agua dulce, lo que da una intensidad de agua dulce de 0,5 barriles de agua dulce/barril de petróleo producido (13,92m³/TJ) (dibujo sin escala).

(Tomado de Water in the energy industry, 2013).

Un ejemplo ilustrativo del consumo de agua dulce se muestra en la Figura 11, donde las opciones posibles sobre la sustitución y la reutilización dan como resultado una intensidad de 0,5 barriles de agua dulce por cada barril de petróleo extraído.

4.5. Agua producida, tratamiento y eliminación

A lo largo de la vida de un pozo, la Relación Agua - Petróleo (WOR), o la proporción de agua en el fluido que se produce (Water Cut), continúa creciendo (Figura 12).

La mayor parte del agua producida se separa de los fluidos al llegar a la cabeza de pozo. En algunos casos, los fluidos producidos se calientan o se tratan con productos químicos desemulsionables para ayudar a separar el crudo y el agua. El agua producida es el mayor flujo de residuos generado en las industrias del petróleo y el gas. Es una mezcla de diferentes compuestos orgánicos e inorgánicos. Su calidad, al igual que su cantidad, depende de su fuente. Puede variar significativamente dependiendo de la región, la geología de la formación, los tipos de fluidos involucrados, el proceso de recuperación utilizada, las condiciones de operación y sobre todo la forma como se manejan los pozos y el yacimiento.

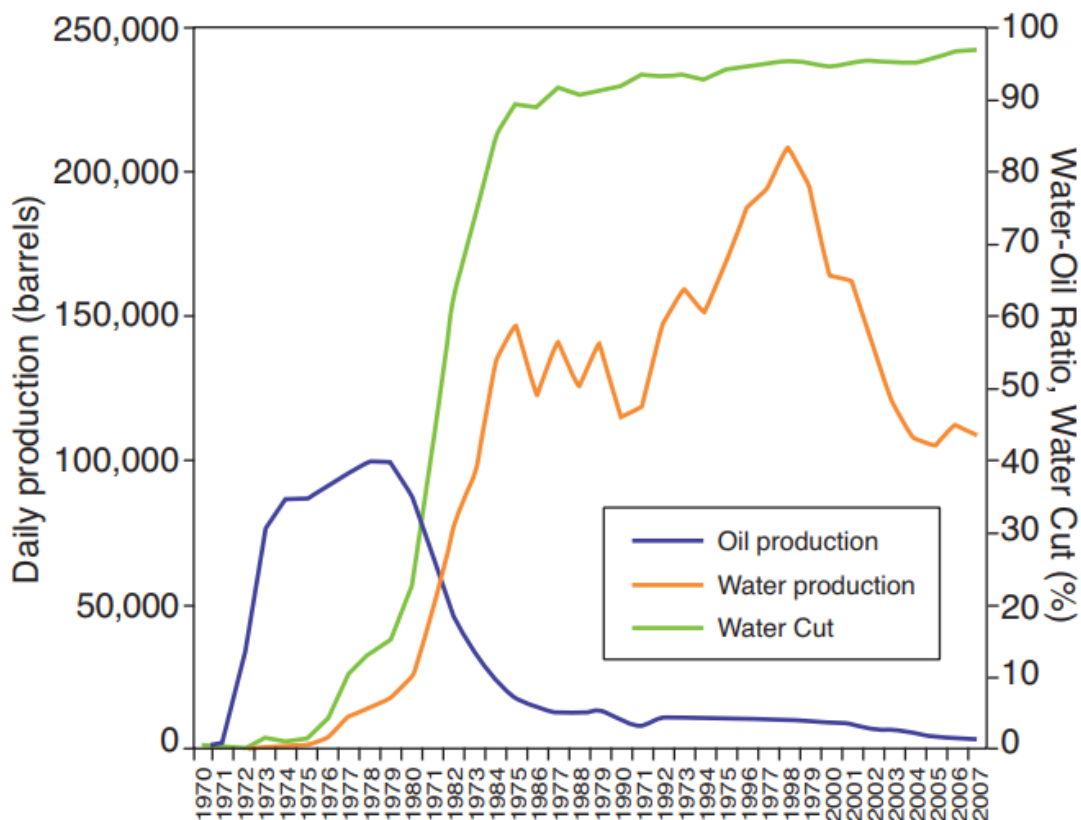


Figura 12: Los cambios típicos en las tasas de flujo de producción y en el corte de agua durante toda la vida de un pozo convencional productor de hidrocarburos.

Tomado de: Energies Nouvelles, 2010 (Fuente: Global Energy Systems Oilfield database)

El petróleo y el agua no forman una solución (el agua es inmisible con el crudo), pero en la naturaleza ellos a menudo están íntimamente asociados. El agua atrapada en las rocas se conoce como agua congénita, esta agua está presente en los poros de las rocas del reservorio que

contiene petróleo y gas. El agua de producción o de formación es el término utilizado para describir el agua extraída al mismo tiempo que el petróleo y el gas.

En promedio, a nivel mundial, de 3 a 5 barriles de agua se producen con cada barril de petróleo y en ciertas regiones maduras, esta cifra puede ser tan alta como 10 a 14 barriles (Figura 13). Así que en términos de volumen, la industria petrolera produce más agua que cualquier otro fluido. Según un estudio realizado por IFP Energies nouvelles, se estima que 250 millones de barriles por día (Mb/d) fueron producidos en 2008. Esta cifra está configurada para superar los 300 Mb/d en 2020, es decir, un incremento del 20%.

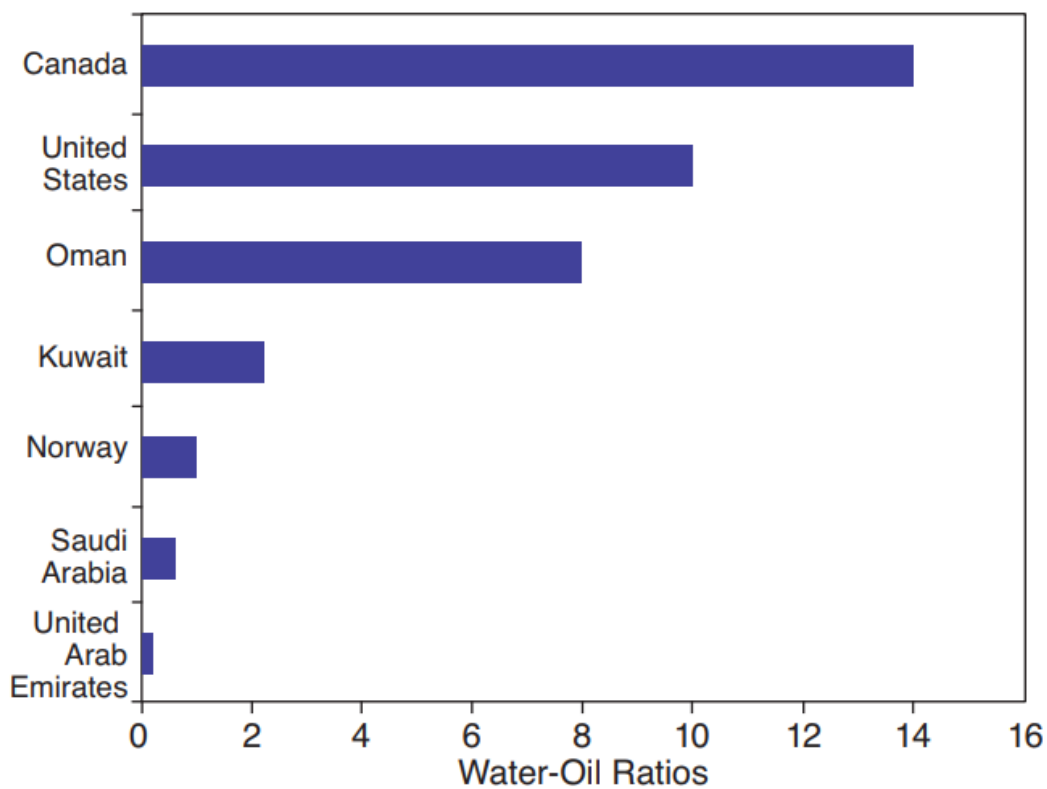


Figura 13: Relación agua – petróleo por regiones.

Tomado de: Energies Nouvelles, 2010 (Fuente: Z. Khatib, SPE DL 2009-2010)

En algunos lugares, para la eliminación de las aguas de formación se excavan pozos de inyección para este propósito. Estos pozos pueden estar asociados con reservorios de producción de hidrocarburos o pueden ser pozos perforados hasta formaciones rocosas adecuadas. Si la inyección no es una opción, las aguas residuales deben ser tratadas. Esta debe separarse de los hidrocarburos, para el efecto se utilizan varios procesos físico, químicos y

biológicos, que suele implicar la utilización de aditivos mezclados en el agua. La mayoría de estos aditivos permanecen en el agua después de la separación.

Típicamente, el agua de producción puede, por lo tanto, contener:

- partículas en suspensión (TSS):
 - minerales: arcillas, sílice, varios precipitados minerales de calcio y sulfato, en particular los precipitados de hierro, residuos de corrosión bacteriana, así como sulfuro ferroso, etc...
 - orgánico: emulsiones residuales, bacterias, asfalteno, etc.
- varios tipos de sales disueltas (TDS),
- metales pesados y radioactivos,
- productos orgánicos disueltos:
 - hidrocarburos, especialmente: BTEX2, PAH3, fenoles y naftalenos,

Por lo tanto, el agua de producción es corrosiva, inestable y aceitosa (contiene emulsiones y petróleo disuelto). También contiene partículas en suspensión que oscilan entre menos de 1 micrón a 1 mm de tamaño; también es biológicamente activa y tóxica (contiene metales pesados, radioactividad, productos químicos), y su salinidad puede alcanzar la saturación.

La remoción del petróleo del agua de formación, se realiza mediante cualquiera de éstos procesos:

- Extracción.
- Hidrociclón.
- Separador de platos corrugados.
- Adsorción.
- Centrifugadora.
- Flotación por gas.
- Ozono/peróxido de hidrógeno.

La desinfección se realiza mediante:

- Luz UV/ozono.
- Cloración.

La desalinización se realiza a través de:

- Activación térmica.
- Ablandamiento con cal.
- Electrodiálisis.
- Destilación.

- Congelación.
- Evaporación rápida de pulverización

El tratamiento por membranas se realiza mediante:

- Microfiltración.
- Ultrafiltración.
- Nanofiltración
- Ósmosis inversa.

En plataformas offshore debido a limitaciones de espacio, se utilizan sistemas físicos y químicos compactos. Las aguas residuales pueden ser retenidas en recipientes o estanques donde los sólidos en suspensión se depositan y los hidrocarburos flotan y pueden ser recogidos. Los aditivos químicos pueden ser útiles para realizar la floculación de pequeñas partículas en cuerpos lo suficientemente grandes. Sin embargo, las tecnologías actuales no pueden eliminar las pequeñas partículas de petróleo y los elementos disueltos. Estos tratamientos pueden elevar la calidad del agua a las normas que permiten la descarga, o preparar el agua para la reutilización posterior. La salinidad del agua producida limita la reutilización económica. La evaporación es un método sencillo para reducir los volúmenes de agua salina, dejando residuos concentrados o sólidos para eliminación en vertederos o pozos de eliminación especialmente diseñados.

En el Brasil, la resolución 393 del Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas el Coselho Nacional do Meio Ambiente (2007) establece la cantidad máxima de petróleo que las plataformas offshore pueden verter al mar, a razón de 42 mg/litro al día. Por lo tanto, la mayoría de las compañías petroleras han implementado ambiciosos programas de manejo del agua de producción.

En la mayoría de los programas de manejo del agua de producción implementados por las compañías petroleras, la reinyección del agua para las necesidades de producción (Reinyección de agua de producción (PWRI)) se considera la opción predeterminada.

Antes de volver a inyectar el agua, se filtran los residuos (grasas) relacionados con el crudo. Alternativamente, la eliminación del agua producida se puede realizar a través de una práctica común, utilizando fosas en la superficie que están diseñadas para evaporar el agua, protegiendo al mismo tiempo los acuíferos locales. Los lodos restantes finalmente se eliminan de acuerdo a las prácticas regulatorias.

Como se ha mencionado antes, se puede obtener agua de inyección a partir de agua de mar, reutilizar el agua producida, a partir de pozos de agua salobre perforados para tal fin, de fuentes de agua dulce, etc. El agua de mar se utiliza típicamente en alta mar o en tierra cerca de la costa. El agua producida varía mucho de un campo a otro en términos de volumen y química. Generalmente, a medida que un campo madura, la proporción de agua en relación con el petróleo producido tenderá a aumentar a medida que la producción de petróleo disminuye. En los campos maduros, el agua puede contener más del 90% de los fluidos producidos por los pozos. Estimaciones de la relación entre el volumen de agua producida y el volumen de crudo producido varían de menos desde 1:1 en los Estados Unidos y Emiratos Árabes Unidos, a 11:1 en los campos más maduros y agotados en Canadá.

5. PETROLEO EXTRAIDO DE LAS ARENAS PETROLÍFERAS

Los mayores yacimientos de arenas petrolíferas se encuentran en Canadá, Kazajstán y Rusia. Las arenas bituminosas son mezclas de betún, arena, agua y arcilla, con una proporción de betún que oscila entre el 1% y el 20%. El betún puede ser más denso que el agua y es más viscoso que el petróleo pesado. Típicamente, las arenas petrolíferas son suaves, no cementadas y se puede desmenuzar en la mano.

El uso de agua dulce en la extracción de arenas petrolíferas ha disminuido, debido principalmente al aumento de las tasas de reciclaje y al uso de agua salobre o salina tratada para la recuperación in situ. La Asociación Canadiense de Productores de Petróleo informó que en 2012, el reciclaje y la reutilización promediaron el 90% de operaciones de arena de petróleo de Alberta. Los operadores del campo de crudo de arena en Cold Lake en Alberta, Canadá, según informes usan menos de 0,5 metros cúbicos de agua dulce de reposición por metro cúbico de crudo, fluidos con hasta el 95% del agua inyectada como vapor, están siendo reciclados. Tras la extracción, el betún recuperado debe ser tratado para reducir su viscosidad de modo que pueda ser transportado en forma líquida. El betún producido puede ser refinado (modificados químicamente mediante métodos termoquímicos) para generar petróleo crudo sintético dulce. Este proceso requiere agua de refrigeración.

La cantidad de agua consumida en la producción de petróleo crudo de las arenas petrolíferas canadienses varía con la tecnología de producción, la cual, a su vez, depende de las condiciones geológicas. La minería en superficie o a tajo abierto, requieren 4.0 galones de agua dulce (principalmente agua superficial de la región Athabasca River) para producir 1 galón de crudo

bituminoso mejorado. Las dos tecnologías dominantes in-situ son: el drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD) y la estimulación cíclica del vapor (CSS), estas requieren grandes cantidades de vapor para la recuperación del betún. Utilizando el reciclaje intensivo para reducir el uso de agua, las operaciones de recuperación in-situ requieren de 1.3 a 5.0 galones de agua para producir 1 galón de betún mejorado. Desde E&P hasta el refinado, se necesita un total de 2.6 a 6.2 galones de agua para producir 1 galón de gasolina a partir de arenas petrolíferas.

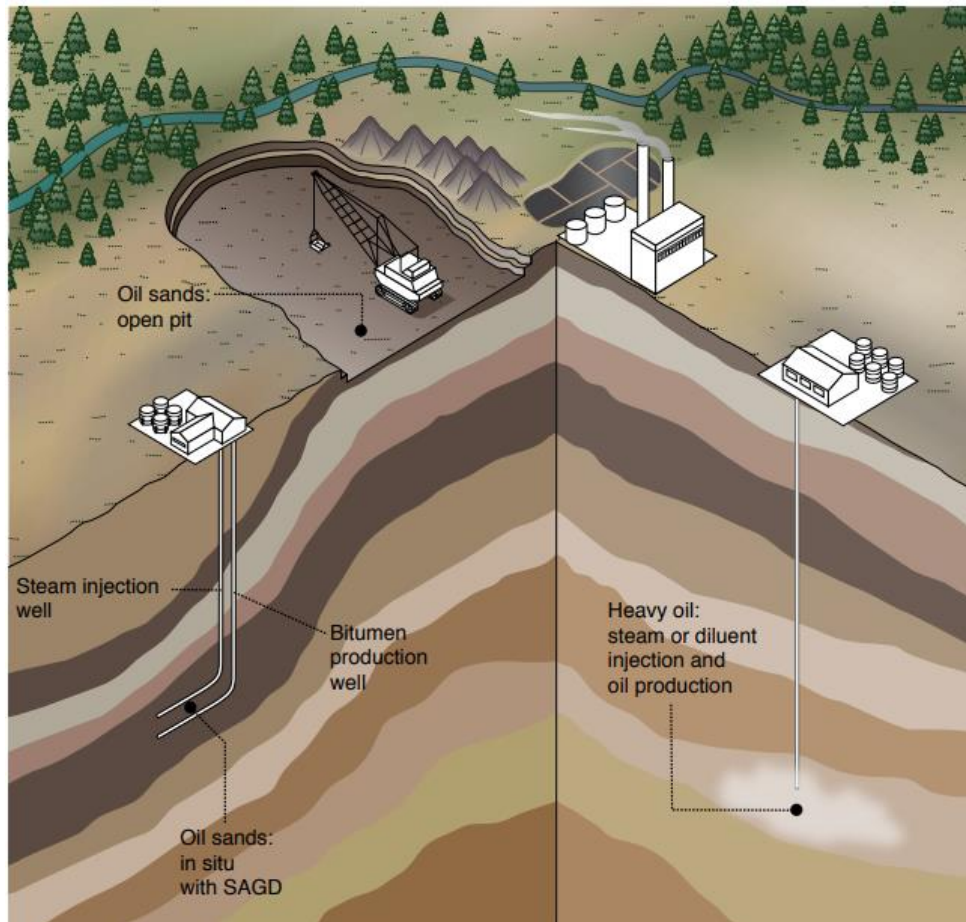


Figura 14: Ilustración esquemática de instalaciones de extracción de petróleo no convencionales.

De izquierda a derecha:

- Extracción de arenas petrolíferas mediante drenaje por gravedad asistido por vapor (SAGD).
- Arenas petrolíferas en una mina a cielo abierto y una instalación de procesamiento donde el betún se separa de la arena.
- Extracción de crudo pesado usando vapor o diluyente, un fluido que reduce la viscosidad del betún.

(Tomado de Water in the energy industry, 2013).

Tabla 6. Intensidades de consumo de agua reportadas para la producción y mejora de arenas petrolíferas.

CRUDO DE ARENAS				
Ubicación	Tipo	Intensidad de consumo de agua m ³ /TJ	Relación de consumo de agua bbl / bbl crudo	Relación de agua reportada para el mejoramiento
Alberta, Asociación Canadiense de Productores de Petróleo (2010)	Minería	93	3.1	
	In situ	12	0.4	
Instituto Pembina, Alberta (2010)	Minería	87	2.9	Actualizando: 0.8 bbl de agua / bbl de betún reportado para la actualización
	In situ	57	1.9	
Athabasca canadiense Arenas petrolíferas, Shell (2011)	Minería	75	2.5	Actualizando: 0,4 bbl de agua / bbl de betún. Tanto la SAGD como las operaciones de recuperación en frío
	In situ	60 - 78	2 - 2.6	
Laboratorio Nacional de Argonne Revisión de datos (2009)	Minería	120	4	Mejoramiento: menos de un galón de agua/galón de crudo (Peachey 2005)
	In situ	39 (SAGD) 66 (CSS) 150 (multi-esquema)	1.3 (SAGD) 2.2 (CSS) 5 (multi-esquema)	

El consumo de agua se muestra como una intensidad en m³/TJ y como proporción en volumen unitario por volumen de producto bituminoso mejorado (bbl / bbl). El consumo se muestra tanto para la minería como la producción in situ. La mayoría de los informes no especifican los requisitos sobre la calidad del agua, o la fracción del agua consumida que se extrajo de fuentes de agua dulce.

(Adaptado de Water in the energy industry, 2013).

6.- PROCESO DE REFINACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO

El petróleo crudo que entra en una refinería está sujeto a cinco tipos principales de procesamiento, ilustrado en la Figura 15. Las etapas de refinación son:

6.1 Desalinización

El petróleo crudo contiene generalmente algunas sales y una pequeña cantidad de agua (menos del 1%) que no ha sido separada del petróleo en el campo. El desalinizador elimina impurezas salinas con agua de proceso. Cuanto más pesado sea el petróleo crudo que se está procesando, más alta es la temperatura en el desalinizador y por lo tanto mayor será la cantidad de agua necesaria para el lavado.

Un desalinizador puede reducir el contenido de sal (menos de 1 a 10 mg/l) de petróleo crudo antes de la destilación, con el fin de proteger la maquinaria contra la corrosión. Los desalinizadores se alimentan a menudo con agua reciclada, como por ejemplo condensados ácidos de las unidades de craqueo una vez que el H₂S (ácido sulfhídrico) y el amoníaco han sido eliminados. Estos condensados provienen de la condensación de vapor que ha estado en contacto con hidrocarburos. Ellos proceden principalmente de las siguientes fuentes:

- destilación,
- fluido del craqueo catalítico, hidrocraqueo e hidrodeshulfurización,
- vapor del cracking,
- productos de calefacción.

6.2 Destilación

Después de la desalación, el proceso de destilación calienta el crudo, separándolo en diferentes fracciones de hidrocarburos, aproximadamente de acuerdo con el número de átomos de carbono (peso molecular). En algunas refinerías, la destilación al vacío se utiliza para recuperar las moléculas pesadas (es decir, mayores cantidades de carbono), que no hierven a la presión atmosférica del residuo. Vapor de proceso se utiliza en la destilación para ayudar a vaporizar y separar los componentes de la mezcla.

6.3 Hidrotratamiento

Estos procesos incluyen la hidrodeshulfurización de azufre, y procesos similares para eliminar otras impurezas (como el nitrógeno y el oxígeno) a través de la reacción con el hidrógeno. El hidrotratamiento también convierte los hidrocarburos insaturados (aquellos con enlaces dobles de carbono - carbono) a hidrocarburos saturados (parafinas). El vapor de proceso que se utiliza en hidrotratamiento para la separación (stripping), puede también utilizarse para la transformación de vapor y el desplazamiento de agua-gas para producir hidrógeno.

6.4 Craqueo y coquización

Los productos más pesados que salen del proceso de destilación y el residuo que queda, se descompone en pequeñas cantidades de moléculas o sólidos carbonosos (como el coque) por la acción del calor y/o catalizadores. La rotura por craqueo catalítico de moléculas más grandes

en moléculas más pequeñas puede ser utilizada en combustibles para el transporte, como la gasolina. El hidrocraqueo introduce el hidrógeno en el proceso de craqueo, haciendo que moléculas sean más adecuadas para el gasóleo. El vapor de proceso se utiliza para facilitar la separación (stripping), como diluyente (reducción de la presión parcial), en la producción de hidrógeno y en la reactivación del catalizador. La coquización es un proceso de refinación mediante el cual los productos más pesados y densos de la destilación (residuales) se convierten en productos más livianos.

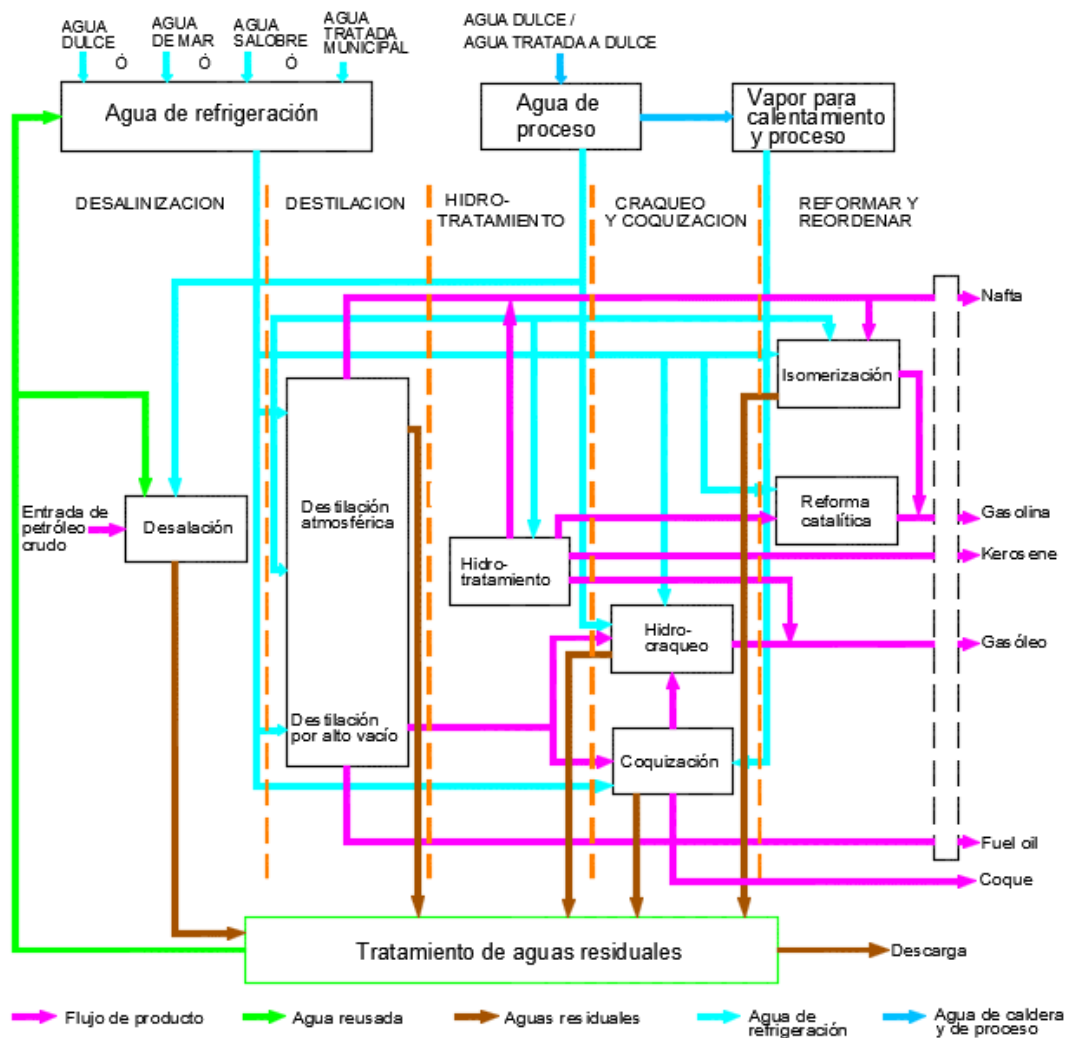


Figura 15. Diagrama de flujo esquemático de procesos y uso del agua en una refinería con hidrocraqueador. Las configuraciones reales varían según el funcionamiento de las refinerías. En este diagrama se distinguen dos corrientes de agua de entrada, una para el enfriamiento y otra para el agua de proceso; proceso de vapor y vapor para el calentamiento. La mayor parte del vapor producido se utiliza como vapor de proceso. La salida de agua de cada proceso se muestra con flechas de color marrón que conducen a la unidad de tratamiento de agua; puede haber separación de diferentes tipos de agua de salida dentro de esta categoría que requieren diferentes niveles de tratamiento. (Adaptado de Water in the energy industry, 2013).

6.5 Reformar y reordenar

Para maximizar la producción de gasolina, los hidrocarburos pueden reaccionar para producir moléculas con las adecuadas propiedades. Los que son demasiado ligeros, combinados se puede utilizarlos en gasolina usando alcalinización y transformarlas en moléculas más grandes, tales como como el iso-octano, un valioso componente de la gasolina. El rango de ebullición puede ser reformado o isomerizado para aumentar su octanaje.

Al final de estos procesos, los flujos de salida de productos son enfriados, mezclados y tratados para producir productos comercializables. Los resultados incluyen gasolina, queroseno, diésel, fuel-oil pesado, combustibles gaseosos y petróleos base para lubricantes. Dondequiera que el agua o el vapor entren en contacto con hidrocarburos agrios oleosos (que contengan azufre u otros azúcares o contaminantes químicos) se generan aguas residuales. Con un tratamiento adecuado, gran parte de las aguas residuales pueden ser reutilizadas en la refinería.

7.- AGUA UTILIZADA EN LA REFINACION DE PETROLEO

El petróleo rara vez se extrae en formas que puedan utilizarse directamente. Desde el siglo XIX, industrias enteras se han desarrollado para purificar el petróleo crudo y transformarlo en productos valiosos, desde los combustibles para el transporte a los plásticos y productos farmacéuticos. Las refinerías combinan el calor y los productos químicos, la mayoría de los cuales utilizan agua, ya sea directamente o indirectamente para la gestión térmica.

La necesidad de agua es vital para que las plantas de procesamiento puedan transformar el petróleo en combustible. En la mayoría de los casos, se toma agua de ambientes naturales: agua subterránea, canales, lagos... o incluso en parte del mar.

En lo que respecta a las redes de agua de las refinerías, y cómo se trata el agua antes de ser vertida, el agua es dividida en las siguientes categorías (Figura 16):

- agua no tratada que se utiliza para satisfacer todos los requerimientos de agua de la refinería,
- agua desmineralizada que se utiliza para alimentar todas las calderas,
- agua de refrigeración para refrigeración y condensación de los hidrocarburos en las distintas refinerías,
- agua utilizada en el desalinizador para reducir el contenido de sal de petróleo crudo antes de la destilación,
- agua recuperada de la condensación de vapor que ha entrado en contacto con hidrocarburos durante los procesos de refinación,

- aguas residuales resultantes de los diferentes efluentes acuosos de la refinería.
- agua potable a la que no está conectada la red.

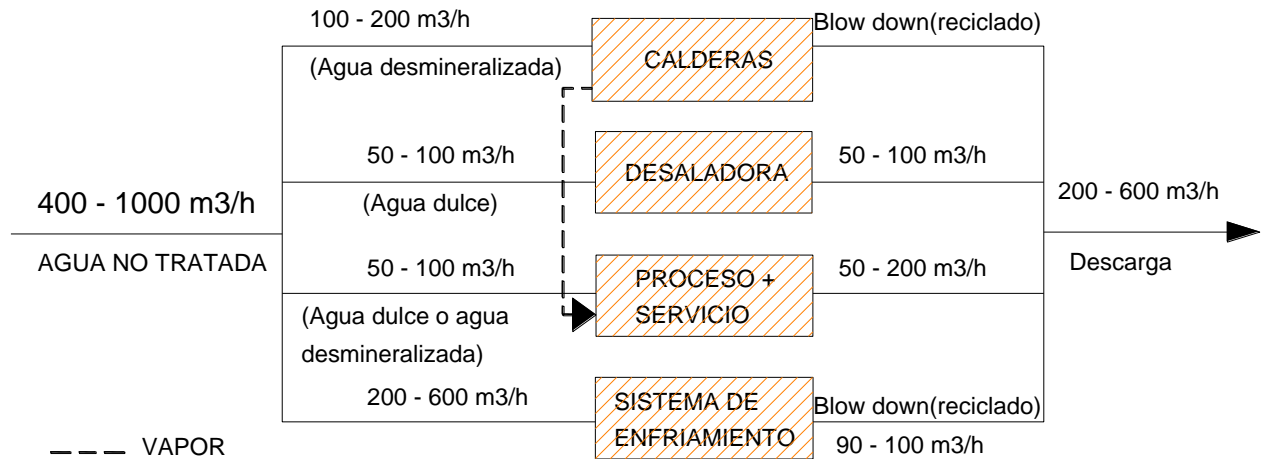


Figura 16. Distribución aproximada de agua en una refinería que está siendo abastecida con 400 a 1000 m³/hora de agua no tratada.

Adaptado de: Energies Nouvelles, 2010 (Fuente: Technical memorandum on water. Degremont – Suez, 2005)

Independientemente de su origen, el agua que entra en la refinería se denomina "agua no tratada". Contiene minerales y gases disueltos, así como partículas suspendidas. El agua no tratada se somete a varios tratamientos antes de ser declarada apta para la distribución en el resto de la refinería, con el fin de reducir su contenido mineral, orgánico y filtrar sus partículas en suspensión. El primer tratamiento de filtrado, es una operación de cribado que se realiza en el pozo de bombeo. Los procesos de coagulación y floculación se llevan a cabo con el fin de eliminar las partículas y los sedimentos muy pequeños del agua. Las partículas obtenidas una vez que se han fusionado con el conglomerado para formar partículas más grandes conocidas como flóculos, se asientan. El agua es entonces filtrada continuamente y el residuo extraído se envía al tratamiento de lodos.

El petróleo crudo es un término genérico para las mezclas naturales de hidrocarburos líquidos que se encuentran en un amplio rango en sus propiedades físicas y químicas. La densidad de energía de la masa de los productos (cantidad de energía por unidad de masa) producido por la refinación depende de la proporción de hidrógeno (H) a carbono (C), cuanto mayor sea la relación H a C, mayor es la densidad de energía de la masa. El petróleo crudo de diferentes partes del mundo puede variar dramáticamente en su composición química, las refinerías

pueden ser diseñadas para refinar un tipo específico de crudo, o ser capaces de afinar sus operaciones para manejar los cambios de materia prima. La característica más básica de la variabilidad que los refinadores tienen que manejar es el peso molecular promedio, con crudos que van desde ligeros (bajo peso molecular), petróleo que se vierte tan fácilmente como el agua, a los crudos extra pesados (altos peso molecular) que son sólidos a temperatura ambiente. Esta variabilidad está bien caracterizada por la densidad del petróleo crudo. Producir productos de tan alto valor a partir del petróleo crudo pesado requiere técnicas avanzadas con el aumento de las temperaturas, que exigen más proceso y más agua de refrigeración.

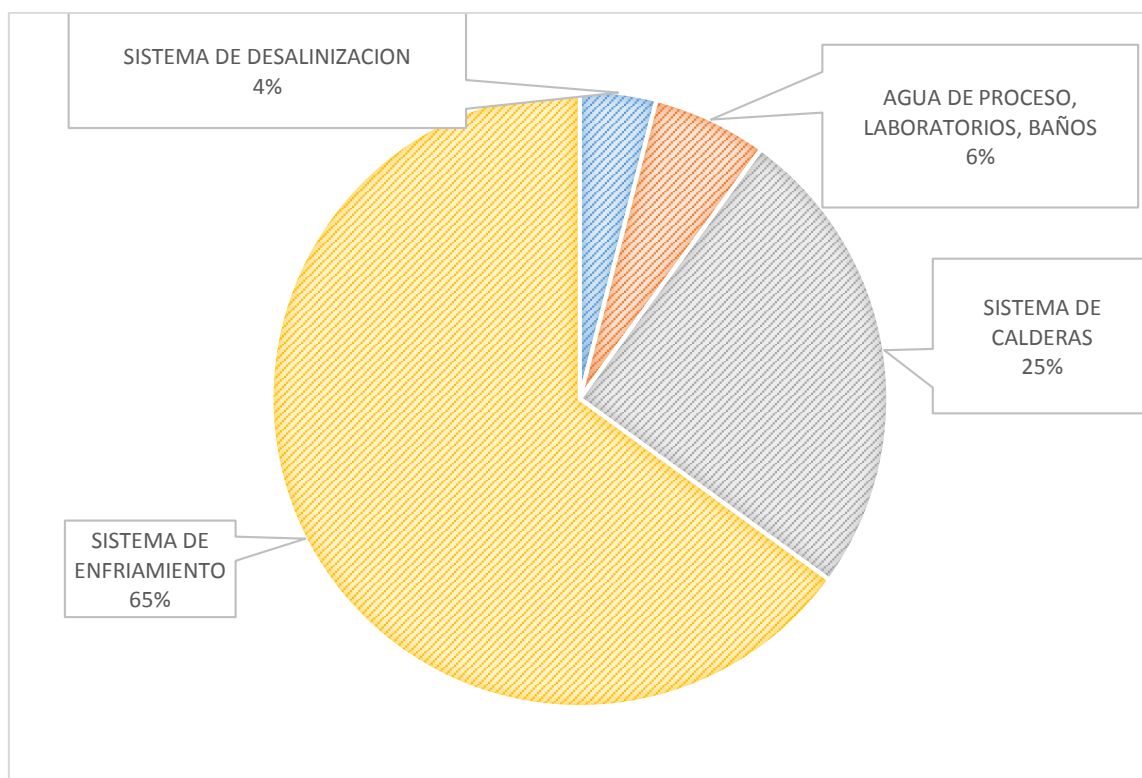


Figura 17: Distribución media del consumo de agua en una refinería.

Tomado de: Energies Nouvelles, 2010 (Fuente: Techniques and engineering, G1150-9,2009)

7.1 Agua en el proceso de refinación

Gran parte del agua que se utiliza en una refinería, no tienen contacto con el crudo. Estos incluyen el vapor para calefacción y el agua para el enfriamiento. El sector de refinación de petróleo también está tratando de mejorar la forma en que se maneja el agua. Ya se han realizado reales progresos en los últimos años - el consumo medio de agua de una refinería ha disminuido de varios metros cúbicos por tonelada de petróleo crudo en la década de los 1980,

a 200 a 800 litros por tonelada en la actualidad. Las refinerías todavía requieren cantidades significativas de agua.

7.2 Requisitos de calidad del agua de entrada

Para el enfriamiento, el agua necesaria no tiene por qué ser de alta calidad, aunque la dureza y la salinidad se deben minimizar para evitar la formación de incrustaciones. Las refinerías pueden estar diseñadas para permitir utilizar el agua de mar y salobre, ya que están situadas en la costa o en las orillas de los lagos.

Los requisitos para el agua de proceso, incluyendo el agua para generar vapor de proceso, varían dependiendo de en dónde se la requiere. Casi todos los procesos de refinería utilizan vapor para mejorar la destilación y la separación de procesos. Cualquier agua suministrada en forma de vapor para su uso en procesos químicos, como el proceso de agrietamiento, tiene que ser desmineralizada para evitar la corrosión y la formación de incrustaciones, mientras que el agua utilizada en el desalinizador puede ser reciclada de otras unidades dentro de la refinería.

7.3 Calidad del agua de salida

Las aguas residuales de una refinería consisten en agua de refrigeración, agua de proceso, aguas residuales sanitarias y aguas pluviales. El agua que está en contacto con el crudo durante cualquier etapa de refinación, incluyendo agua de proceso y vapor, requiere tratamiento antes de ser dado de alta. El agua de desalinización contendrá cloruros disueltos en adición a los hidrocarburos emulsionados y disueltos; el agua utilizada en la destilación, hidrot ratamiento y craqueo puede contener compuestos de azufre y fenoles. El agua necesaria para el lavado de equipos e infraestructuras puede recoger petróleo, al igual que el agua de lluvia que cae sobre el proceso de la refinería. El tratamiento de las aguas residuales de las refinerías comienza con la sedimentación por gravedad, que permite que los sólidos se sedimenten, formando lodos que puede ser retirados para su eliminación y el crudo que flota puede ser recogido para su reprocesamiento. Métodos como la coagulación, la floculación y la flotación se emplean para eliminar los hidrocarburos emulsionados. En el tratamiento biológico se utilizan sistemas en los que intervienen microorganismos para tratar hidrocarburos solubles y otros contaminantes, por introducción de oxígeno para descomponer moléculas complejas.

Tabla 7. Extracción y consumo de agua para diferentes procesos en la operación de una refinería según las mejores técnicas disponibles de la Comisión Europea (MTD).

Proceso	Materia prima %	Refrigeración (m ³ /ton. rendimiento)	Proceso (m ³ /ton. rendimiento)	Vapor (m ³ /ton. rendimiento)	
Desalinización	100	n/a	0.05	n/a	
Destilación	100	5.2	n/a	0.035	
Hidrotratamiento	75	1.75	0.04	0.14	
Hidrocraqueo	18	1.8	0.005	0.005	
Coquización	20	1.5	0.02	0.01	
Reforma/reordenación	28	0.75	n/a	0.02	
Retiro e intensidades de consumo		Refrigeración	Proceso	Vapor	Total
Máxima extracción de agua dulce si no hay enfriamiento por reciclaje / agua salada	(m ³ /ton rend.)	11	0.115	0.21	11.3
	(m ³ /TJ)	265	2.8	5	272.8
Pérdida aproximada de agua de refrigeración	(m ³ /ton rend.)	0.21	n/a	n/a	0.2
Consumo de agua dulce	(m ³ /ton rend.)	0.21	0.115	0.21	0.5
	(m ³ /TJ)	5	2.8	5	12.8
Porcentajes de consumo		40%	20%	40%	

Las intensidades se expresan en m³/tonelada de rendimiento para el caso límite del 100% de agua dulce utilizada en los sistemas de enfriamiento de un solo paso. La columna de porcentaje de materia prima muestra la cantidad de barriles que entran en cada etapa del proceso. El rendimiento se refiere a la cantidad de crudo tratado. Para calcular las intensidades de agua en m³/TJ, se supone que cada tonelada de producción genera 0,9 toneladas de producto mezclado con un contenido energético medio de 46MJ/kg. (Adaptado de Water in the energy industry, 2013).

Todos los líquidos tratados que no sean reciclados o reutilizados en la refinería se descargan de la planta de tratamiento y deben cumplir o exceder las regulaciones locales. Los residuos sólidos generados se deshidratan en varios puntos durante el tratamiento de las aguas residuales y normalmente se eliminan en vertederos.

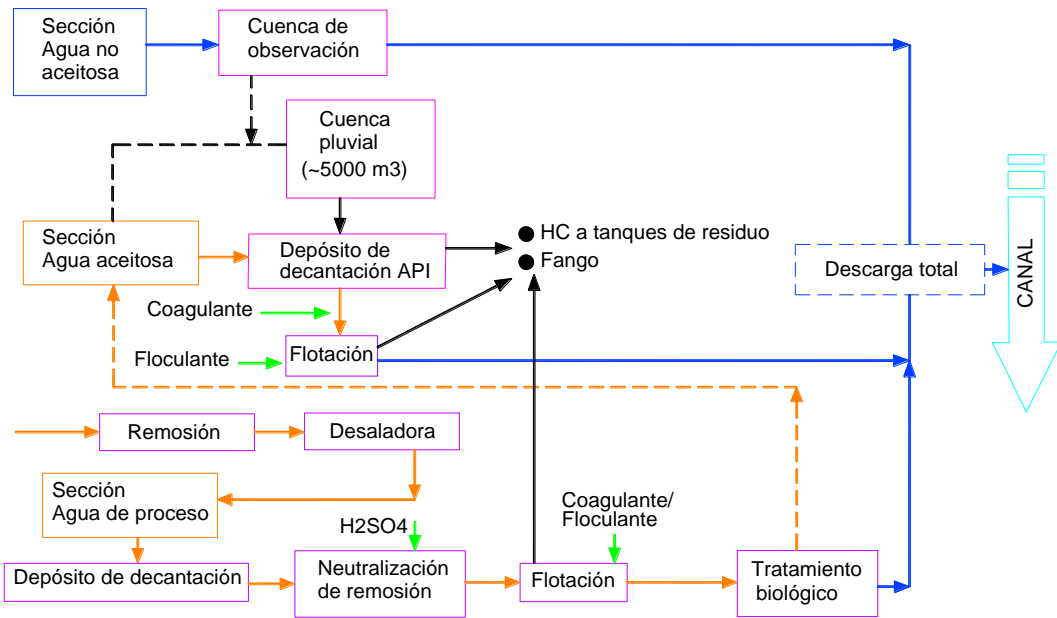


Figura 18. Las operaciones de tratamiento para aguas de proceso y aguas residuales.

Tomado de: Energies Nouvelles, 2010 (Fuente: Total, IFP School).

Para concluir, en la tabla 8 se muestra el consumo promedio de agua dulce desde la etapa de recuperación de petróleo hasta la refinación del mismo, de las tres principales regiones productoras de petróleo de los EE.UU., (PADD II, III y V), así como de un pozo convencional de Arabia Saudita. Y en la tabla 9 se hace un extracto de la tabla 8, adicionando el consumo de agua dulce necesario para la extracción y posterior proceso del crudo de arenas canadienses.

Tabla 8.- Consumo de agua dulce desde la recuperación del petróleo hasta la refinación de la gasolina convencional.

	Pozo convencional de U.S (Onshore)			Pozo convencional Arabia
	PADD II	PADD III	PADD V	
Extracción y producción primaria (galón de agua/galón de crudo)	2.1	2.3	5.4	1.4 - 4.6
Refinación (galón de agua/galón de crudo)	1.5	1.5	1.5	1.5
Uso total de agua (galón de agua/galón de crudo)	3.6	3.9	7	2.9 - 6.1
(galón de agua/galón de gasolina)*	3.4	3.7	6.6	2.8 - 5.8
Cuota de uso de inyección de agua para recuperación crudo en U.S (%)	8.6	32.6	58.8	

*La conversión a gasolina incluye una ganancia de proceso del 1,06 por ciento.

(Adaptado de Consumptive Water Use in the Production of Ethanol and Petroleum Gasoline, M. Wu et al. 2009).

Tabla 9.- Resumen del uso de agua dulce para la producción de gasolina

Combustible (Procedencia)	Consumo neto de agua dulce	Factores principales que afectan el uso del agua
Gasolina (EE. UU. crudo convencional)	3.4–6.6 galones de agua / galón de gasolina	Edad del pozo petrolero, tecnología de producción y grado de reciclado del agua
Gasolina (Arabia crudo convencional)	2.8–5.8 galones de agua / galón de gasolina	Edad del pozo petrolero, tecnología de producción y grado de reciclado del agua
Gasolina (crudo de arenas canadienses)	2.6–6.2 galones de agua / galón de gasolina	Formación geológica, tecnología de producción

Fuente: M. Wu et al., 2009

8. CONCLUSIONES

- La industria petrolera es un gran consumidor de agua dulce.
- En los pozos de los EE.UU, el proceso mediante el cual se obtiene la mayor cantidad de petróleo es el de la recuperación secundaria (inundación de agua) con 74.7%, pero con una utilización de agua dulce del 79.7%, en tanto que en la recuperación primaria se obtiene tan solo un 6.6% del petróleo con un consumo de 0.2% de agua dulce.
- A medida que los pozos envejecen la relación volumen de agua de formación a volumen de petróleo extraído se incrementa, a tal punto que deja de ser rentable.
- Un campo maduro es aquel que, una vez que se ha alcanzado su máxima producción, por más se incrementen los pozos de extracción, ya no se logra incrementar la producción.
- La cantidad de agua dulce consumida en la recuperación del petróleo y posterior refinación del mismo es altamente sensible al tipo y fuente del crudo, condición geológica, la tecnología empleada, la edad del pozo y el grado de reinyección del agua producida. En definitiva para producir y refinar un barril de crudo con tecnologías convencionales, se necesitarán entre tres y siete barriles de agua dulce.
- En una refinería se puede reducir el consumo de agua dulce implementando medidas tales como la reutilización del vapor y el reciclaje del agua de proceso.

9. BIBLIOGRAFÍA

- Wu, M., Mintz, M., Wang, M., Arora, S. (2009). *Consumptive Water Use in the Production of Ethanol and Petroleum Gasoline*, 1 – 70.
- Willams E. D.; Simmons J. E. (2013). *Water in the energy industry. An introduction*, 1– 107

- Nabzar, L., Luc Duplan J., (2010). Energies Nouvelles, 1 – 10.
- Krochin Sviatoslav (1986). Diseño hidráulico. Quito. EPN. (pp. 1, 2).
- A.A. Ulson de Souza, E. Forgiarini, H.L. Brandao, M.F. Xavier, F.L.P. Pessoa, S.M.A. Guelli U. Souza. (2009). Application of water Source Diagram (WSD) method for the reduction of water consumption in petroleum refineries, 1 – 6.
- <http://www.aqualogy.net/blog/agua-y-petroleo-una-relacion-estrecha/>. Accedido el 15 de Mayo del 2019.
- <http://www.unacar.mx/>. El agua en la tierra. <https://slideplayer.es/slide/11275070/> . Accedido el 8 de Mayo del 2019.