

Research Article

The Effect of Removal of Oil and Suspended Solids in the Production Water by Gravimetric Separation and Chemical Treatment Using Adequate Dosage of Coagulating and Flocculating Agents

Efecto de Remoción de Aceites y Sólidos en Agua de Formación Mediante Separación Gravimétrica y Tratamiento Químico con Dosis Adecuada de Agentes Coagulante y Floculante

VIII INTERNATIONAL
CONGRESS OF SCIENCE
TECHNOLOGY
ENTREPRENEURSHIP AND
INNOVATION (SECTEI 2021)

Corresponding Author: Raúl
Leandro Dávalos Monteiro;
email:
rdavalos@yachaytech.edu.ec

Published: 29 June 2022

Production and Hosting by
Knowledge E

© Raúl Leandro Dávalos
Monteiro et al. This article is
distributed under the terms of
the [Creative Commons
Attribution License](#), which
permits unrestricted use and
redistribution provided that
the original author and
source are credited.

Raúl Leandro Dávalos Monteiro^{1,2*}, Mabel Mariela Parada Rivera^{2,3}, Mayra Paola Zambrano Vinueza^{2,3}, Jorge Efrén Silva Yumi^{2,3}

¹Universidad Yachay Tech, Escuela de Ciencias Biológicas e Ingeniería, Urcuquí, Ecuador

²Grupo de Investigación de Materiales Avanzados (GIMA), Escuela Superior Politécnica de Chimborazo (ESPOCH)

³Escuela Superior Politécnica de Chimborazo (ESPOCH), Riobamba, Ecuador

ORCID

Raúl Leandro Dávalos Monteiro: <https://orcid.org/0000-0003-3058-5145>

Abstract

The aim of this study was to determine the removal effect of oil and suspended solids present in the production water from the oil and gas industry. Two treatment processes were proposed – oil skimming and chemical sedimentation. In both cases, experimental tests were developed to characterize each process. In the oil skimming process, a time of 0.22 hrs was obtained experimentally for the separation of oily-aqueous phases. The average size of the oil droplet in the formation water was 300 microns, obtained by Gaussian distribution. The chemical sedimentation process was designed by dosing coagulant and flocculant, selected through experimental jar tests. The selected chemicals were tannic resin as coagulant and a latex emulsion as flocculant in concentrations of 4 mg/L and 6 mg/L, respectively. The sizing of the settling equipment was carried out based on the solid settlement curve. The designed processes removed 96% of residual oils and 98% of the suspended solids present in the formation water, generating an effluent suitable for the secondary recovery of oil.

Keywords: Production water, Oil skimming, Flocculation, Coagulation, Chemical precipitation.

Resumen

En este trabajo de investigación se exploró el efecto de la remoción de aceites y sólidos presentes en el agua de formación proveniente de la extracción de hidrocarburos de un campo petrolero de la cuenca Oriente ecuatoriana. En cuestión a procesos de tratamiento, se plantearon dos procesos unitarios, el desnatado de petróleo y la sedimentación química. En ambos casos, se ejecutaron campañas experimentales para la caracterización de las variables y resultados de cada proceso. En el proceso de desnatado, se alcanzó experimentalmente, mediante separación gravimétrica, un tiempo de 0.22 horas para

 OPEN ACCESS



la efectiva división de las fases oleosa y acuosa. Por otro lado, el tamaño promedio de la gota de aceite en el agua de formación fue 300 micrones, este tamaño promedio se consiguió mediante microscopía óptica y posteriormente cálculos estadísticos mediante distribución Gaussiana. El proceso unitario de sedimentación química fue diseñado mediante la dosificación de compuestos químicos coagulante y floculante; los seleccionados mediante ensayos experimentales conocidos como prueba de jarras fueron una resina tánica como coagulante y una emulsión de látex como floculante, en concentraciones idóneas de 4 mg/L y 6 mg/L respectivamente. El dimensionamiento del equipo sedimentador se realizó con base en la curva de asentamiento de sólidos. Esta investigación concluyó en que los procesos diseñados alcanzan una remoción de aproximadamente el 96% de petróleo residual (aceites) y de cerca del 98% de los sólidos suspendidos presentes en el agua de formación. Estos valores de remoción permiten generar un efluente de reutilización del agua de formación.

Palabras Clave: Agua de formación, Desnatado, Floculación, Coagulación, Sedimentación química.

1. Introducción

1.1. Recuperación secundaria

Una de las alternativas más efectivas para recobrar la producción de un campo petrolero, incluyendo los campos maduros, es la técnica de recuperación secundaria. Este método de recobro de productos provenientes del reservorio, se fundamenta en inyectar un fluido en las formaciones productoras con el fin de incrementar la presión del yacimiento. [1-4]

Según el estado-del-arte, el método de recuperación secundaria de petróleo aplicado por inyección de agua permite aumentar la tasa de recobro de hidrocarburos de 25 a 30% del total existente en el yacimiento, estos valores dependen de las características de cada reservorio. [5-6]

1.2. Fluidos de formación

En un yacimiento petrolero intrínsecamente, y previo a su producción, coexisten por lo general dos fases (como mínimo), estas fases son el agua y el petróleo. Habitualmente, es muy probable que coexista en el yacimiento una tercera fase, la fase gaseosa, que principalmente la componen hidrocarburos livianos como el metano, etano y propano. Es también común que se encuentren gases como el dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno. Al acumulado de estos compuestos y fases se le denomina como fluidos de formación. [7-8]

Dentro de los fluidos de formación, el agua es el compuesto que se obtiene en mayores proporciones en la industria de extracción de petróleo y gas durante la



explotación de un campo petrolero. Esta agua proveniente del yacimiento es conocida en la industria, comúnmente, como agua de formación o agua producida. El agua de formación es característica por el relativamente alto contenido de sales, metales pesados, hidrocarburos y sólidos presentes en su composición. [9-10]

Revelan las investigaciones realizadas por la Asociación de Empresas de Petróleo y Gas Natural de Latinoamérica y el Caribe (ARPEL), que el agua de formación tiene una producción volumétrica promedio de aproximadamente seis veces más que el petróleo obtenido. [11]

Por lo general, el agua de formación obtenida de la explotación de un campo petrolero tiene dos fines para su disposición final. El primero es la inyección del agua de formación como producto “disposal” (desecho) en formaciones del tipo receptoras y obviamente carentes de hidrocarburos, recursos geotérmicos e hídricos. El segundo fin del agua de formación obtenida es la inyección de la misma como un fluido de recuperación secundaria de petróleo. Para que el agua de formación sea utilizada como fluido de recuperación secundaria, esta tiene someterse a diferentes procesos y métodos de tratamiento que generen como resultado la reducción de aceite residual y sólidos. La finalidad de los tratamientos tiene siempre como objetivo evitar el daño de la formación productora y el taponamiento de la garganta poral del reservorio. [12-14]

En el Ecuador las empresas que gestionan y operan los campos petroleros deben, obligatoriamente por ley, poseer diferentes estudios de impacto ambiental avalados por la autoridad gubernamental, el Ministerio del Ambiente, en donde esté especificado que la formación receptora, para agua de formación de desecho, está separada por formaciones del tipo impermeables con el fin de asegurar que no exista filtración y/o permeación del agua de desecho a formaciones de interés o acuíferos subterráneos de agua dulce.

1.3. Procesos físicos y químicos para el tratamiento de agua de formación

En esta investigación son de interés específicamente los procesos físicos de remoción de aceite y los procesos químicos para la remoción de sólidos.

El proceso de desnatado de petróleo consiste en la remoción de aceite presente en el agua de formación, mediante el método físico de separación gravitatoria, las fases se separan debido la diferencia existente entre la gravedad específica del agua y el petróleo. [15-16]



El agua de formación derivada de las etapas preliminares de separación contiene una concentración de aceite disperso en forma de gotas. Estas gotas presentes en fase continua acuosa están en constantes procesos de dinámicos de dispersión y coalescencia, estos dos fenómenos físicos serán descritos posteriormente.

Los equipos que generalmente se emplean para los procesos de desnatado de petróleo se los conoce como tanques skimmer. Los tanques skimmer son dimensionados con base en el tiempo necesario para que la fase oleosa (el aceite) ascienda a la superficie y de la dimensión de partícula promedio de la gota de aceite en la fase acuosa. [17]

De acuerdo con McCabe, Smith & Harriott, la sedimentación es un fenómeno físico de separación sólido-líquido en el cual las partículas en estado sólido suspendidas en un líquido se separan del mismo por asentamiento gravitacional, es decir, que el fenómeno de separación se da por la diferencia entre el peso específico de las partículas de los compuestos sólidos y el peso específico del medio líquido que las contiene. [18]

El proceso de sedimentación química, tiene como principio fundamental la remoción de los sólidos presentes en el agua de formación, mediante la acción química de agentes coagulante y floculante dosificados idóneamente en el proceso, con el fin de acelerar la precipitación gravitacional de los sólidos presentes. [19]

La diferencia de densidades entre las partículas sólidas suspendidas y el líquido, hace que las partículas sólidas sedimenten siempre y cuando se domine la fuerza de rozamiento dependiente de la viscosidad del líquido. Los sólidos sedimentados se depositan en el fondo, de donde son eliminados en forma de residuos sólidos llamados lodos.

El tamaño de partícula es un aspecto fundamental para establecer qué tipo de proceso de sedimentación se debe diseñar. Si el diámetro de las partículas en el líquido va desde 0,1 a 10 mm se procede a diseñar un método de sedimentación primaria donde los tiempos de residencia del líquido en el proceso están entre desde 0.3 a 60 segundos [18]. Por otro lado, se encuentran los sólidos suspendidos que generalmente son no sedimentables. A estas partículas se las conoce como coloides. Los coloides se especifican por tener diámetros de partícula de aproximadamente 0,01 a 0,0001 mm. Es conocido que el tiempo de sedimentación depende mucho de las propiedades de los coloides e incluso puede tardar hasta varios años. [18, 20]

Las partículas coloidales son constantemente las promotoras de la turbidez y la coloración del agua de formación. Entre las partículas coloidales están limo fino, bacterias, lignitos, sílice, hierro, manganeso, etc. Para cuando la concentración o turbidez del agua de formación es alta se debe diseñar un proceso de sedimentación química, con



presencia de compuestos coagulantes y floculantes, en los cuales la acción química de estos agentes generará flóculos de mayor tamaño y por lo tanto aumentará la velocidad de sedimentación y la eficiencia en la remoción de sólidos. [21]

1.4. Estado del arte

Las aguas de producidas de yacimientos petroleros contienen compuestos y sustancias disueltas y en suspensión, la mayoría de los compuestos encontrados en las fases de caracterización, general son del tipo inorgánicos. Por lo general la materia en suspensión alcanzan tamaños y densidades de tal modo que pueden eliminarse del agua por procesos de sedimentación, sin embargo un numero vasto de partículas poseen tamaños relativamente reducidos y a su vez poseen carga eléctrica superficial, que las lleva a repelerse continuamente las unas a las otras, impidiendo su natural aglomeración y la formación de una partícula aglomerada más pesada que sea capaz de sedimentar por acción gravitatoria y diferencia de pesos específicos.

Las cargas eléctricas con la misma polaridad en las partículas coloidales originan generalmente una repulsión entre las mismas, (habitualmente en el agua de formación las partículas encontradas y otros coloides tienen carga negativa), imposibilitando la separación en el líquido donde se encuentran suspendidas, de aquí la necesidad de adicionar un electrolito que neutralice la carga eléctrica del coloide para eliminarlas por decantación. La neutralización de las cargas eléctricas de los coloides en suspensión en las aguas, es la condición primordial para una buena depuración por coagulación y floculación, aun cuando en el fenómeno de la coagulación-floculación influyen también otros factores muy importantes. Estudios similares a este son imposibles de comparar ya que cada campo petrolero usa su casa química de confianza y con ello sus acuerdos de confidencialidad.

Sin embargo en el proceso de tratamiento del agua residual, la coagulación la definimos como el resultado de la acción electroquímica producida en el agua por la adición de los coagulantes químicos, con lo cual se reducen las cargas eléctricas superficiales de las partículas coloidales, a la vez que se forman hidróxidos complejos. Estas reacciones se producen normalmente de un modo instantáneo, sin otro tiempo que el de la mezcla de los reactivos con el agua. El estado del arte de esta técnica ha sido desarrollado desde el siglo pasado y sus mecanismos de acción son conocidos. En este paper se enfoca el proceso y los resultados de un tratamiento estudiado en campo petrolero más no en un laboratorio académico.



2. Metodología

2.1. Caracterización físico-química del agua de formación

El agua de formación obtenida de la producción del campo petrolero fue caracterizada mediante el análisis físico y químico de los siguientes parámetros: salinidad (Cl-), por medio de la norma técnica NTE INEN976 (1981), pH, utilizando la norma técnica NTE INEN973 (1983-03), turbidez, haciendo uso de la norma técnica NTE INEN971 (1983-03), aceites y grasa, por medio de la norma técnica API R-45, sólidos suspendidos y sólidos totales, mediante la aplicación norma técnica APHA 2540B.

Los parámetros resultantes de los análisis previamente mencionados fueron contrastados con los valores límites permisibles indicados en la Tabla 4a del Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas del Ecuador RAOHE, 2007 para agua y descargas líquidas en la exploración, producción, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos. También, se comparó los valores resultantes de los análisis con los valores límites permisibles de recuperación secundaria (generados por la compañía operadora del campo), con los cuales se justificó el tratamiento y consecutivamente se verificó la eficacia del mismo.

2.2. Proceso físico de desnatado de petróleo

Para el diseño del proceso físico de desnatado de petróleo se ejecutaron ensayos experimentales de separación gravitatoria de agua-aceite denominados en la industria hidrocarburífera como pruebas SOS (Suceptibility Oil Separation). Se utilizaron embudos de separación de vidrio.

Las muestras de agua de formación provenientes de la descarga del *tanque de lavado* (tanque de separación primaria) de la estación de producción fueron aforadas en embudos de separación de 1000 ml. El proceso de obtención de datos tiene base fundamental en el cronometraje del tiempo en la cual la fase oleosa se separa de la fase acuosa.

La segunda etapa de la experimentación para el diseño del proceso de desnatado fue la determinación de la distribución gaussiana para el tamaño de las gotas de aceite mediante microscopia óptica.

Se colocó aproximadamente 25 ml de muestra de agua de formación en una caja Petri. La cual a su vez fue posicionada en un microscopio óptico. Se amplificó la imagen



a 10x y mediante el uso de una regla milimétrica transparente se midió el tamaño de las gotas de aceite presentes en la fase acuosa.

Se realizaron veinte repeticiones de este experimento obteniéndose alrededor de veinticinco datos de diámetro de gotas de aceite por cada ensayo. Con los datos obtenidos se construyó una curva estadística de distribución gaussiana. Con base en la distribución de tamaños obtenida, se definió un tamaño promedio de la gota de aceite. [15, 22]

La sistemática de diseño del tanque skimmer vertical se realizó con base en la normativa vigente del American Petroleum Institute (API) que se detalla en la publicación 421 de la obra *Management of Water Discharges: Design and Operation of Oil-Water Separators* [17]. El caudal de diseño fue seleccionado por la compañía operadora del campo y fue de 20 000 barriles diarios de agua de formación

2.3. Proceso de sedimentación química

La determinación de la concentración de floculante y coagulante se efectuó con base en la norma ASTM D2035-13 "Standard Practice for Coagulation-Flocculation Jar Test of Water".

Para el diseño del proceso de sedimentación química de sólidos suspendidos en el agua de formación del campo, se realizaron ensayos de sedimentación de acuerdo con la metodología experimental desarrollada en Metcalf y Eddy (2003) [23].

El método consiste en utilizar probetas de vidrio graduadas en las que se dosificó la concentración de los productos químicos coagulante y floculante determinados en la prueba de jarras.

Para la obtención de la gráfica de sedimentación se midió la altura de la interface efluente clarificado-lodo en función del tiempo de sedimentación de los flóculos, el intervalo del tiempo de medición fue de 0,5 minutos durante veinte minutos totales.

Con los resultados experimentales de altura y tiempo se obtuvo la curva de asentamiento de sólidos para el diseño del equipo necesario para la sedimentación.

Los ensayos de sedimentación fueron llevados a cabo en probetas de vidrio graduadas de 500 ml, se midió la altura de la interface clarificada cada treinta segundos.

Se dimensionó el tanque sedimentador con los resultados obtenidos de la curva de asentamiento de sólidos para un caudal de 20 000 barriles diarios de agua de formación.



3. Resultados y Discusión

3.1. Caracterización del agua de formación

El pH de las tres muestras presenta un valor común de 6,5. Este valor reporta que el agua de formación del campo tiene un comportamiento ligeramente ácido. El dato de pH obtenido para el agua de formación del campo entra en los límites permisibles impuestos por el RAOHE (mínimo 5 y máximo 9), por lo tanto no se requirió ningún tratamiento de acidificación o neutralización.

La cantidad de aceites y grasa en el agua de formación del campo oscila entre 110 y 120 mg/L y se debe a que los procesos de separación de crudo y agua en la estación de producción no son cien por ciento efectivos. Se comparó los valores obtenidos del análisis versus los límites permisibles en el RAOHE (20 mg/L) y también con los límites permisibles para recuperación secundaria impuestos por el departamento de reservorios de la Compañía Operadora del Campo (15 mg/L) y se concluyó que se debe diseñar un proceso de desnatado de petróleo para remoción de aceites y grasa, conjuntamente con el dimensionamiento de un tanque skimmer vertical, con el fin de que los parámetros de aceite en agua cumplan con el reglamento ambiental y los parámetros de recuperación secundaria de petróleo.

La presencia de sólidos totales en el agua de formación del campo se encuentra entre 30 000 y 40 000 mg/L. Se comparó los valores obtenidos del análisis con los límites permisibles en el RAOHE que para este caso son 1 700 mg/L. Por otra parte, uno de los parámetros más importantes para que un fluido sea apto para ser utilizado en recuperación secundaria de petróleo es la cantidad de sólidos suspendidos, ya que los sólidos suspendidos son los causantes del taponamiento de la garganta poral de las rocas donde se almacena el crudo. Según los resultados del análisis de las muestras de agua de formación los sólidos suspendidos alcanzan valores de entre 250 a 280 mg/L, estos valores se encuentran muy apartados del valor límite permisible para recuperación secundaria que es de 20 mg/L.

Los parámetros densidad, temperatura y viscosidad exhibieron valores cuasi-constantes sin desviaciones considerables. Estos parámetros físicos son últimamente necesarios para el diseño de los accesorios y equipos de una planta de tratamiento de agua de formación en los que se utilicen los procesos unitarios descritos en esta investigación.

3.2. Determinación del tiempo de separación de la fase oleosa en el agua de formación

Se elaboraron veinticinco ensayos experimentales de separación gravitatoria en los cuales se cronometró el tiempo en el que eventualmente cual se formaron dos capas. Estas capas fueron conformadas por una fase oleosa (aceite) y la otra de agua como se observa en la Fig. 1.



Figure 1

Visualización de la fase oleosa y acuosa en embudo de separación.

Con la data adquirida de cada ensayo experimental de separación gravitatoria, se obtuvo el tiempo de separación promedio de las fases oleosa y acuosa, el resultado fue de 0,22 horas.

Interesantemente, este resultado obtenido experimentalmente de tiempo de separación coincide con el rango de tiempos de este tipo de sistemas publicados por [17], en donde el autor marca que el nivel adecuado para la efectiva coalescencia de las gotas de aceite y la separación de fases se halla entre 10 y 70 minutos.

3.3. Resultados del proceso de desnatado de petróleo en remoción de aceites y grasas

La concentración final de aceites y grasas en el agua de formación después de 13,22 minutos de tiempo de residencia fue de 4 mg/L, 6 mg/L y 5mg/L respectivamente. Por lo tanto, se concluyó que el tiempo de residencia de 13,22 minutos puede remover hasta en un 96% la concentración de aceites y grasa en el agua de formación del campo. Por otra parte, los resultados de los análisis cumplieron con los límites permisibles de descarga del reglamento ambiental (20 mg/L) y también los parámetros aceptables de recuperación secundaria (15 mg/L).

Los efectos del proceso de remoción de aceites y grasas en 0.22 horas de tiempo de residencia se presentan a continuación en la Fig. 2.

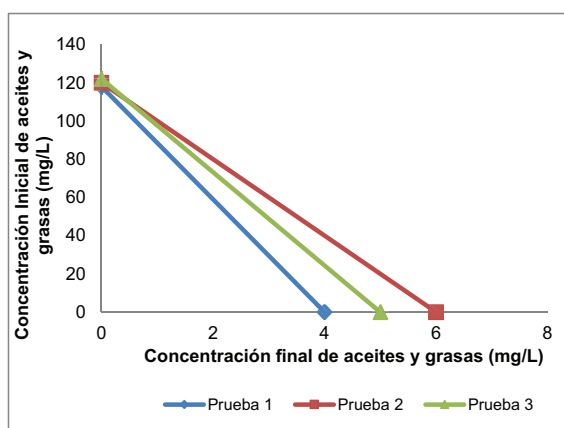


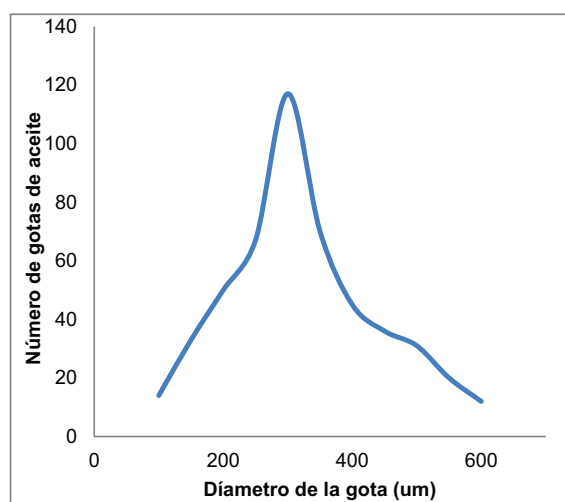
Figure 2

Remoción de aceites y grasa en el proceso de desnatado de petróleo.

3.4. Determinación del tamaño de la gota de aceite en el agua de formación

Mediante el uso de microscopía óptica se obtuvieron tamaños de partícula de la gota de aceite, para el eventual diseño de una curva de distribución Gaussiana o campana de Gauss. Esta curva se utilizó para la caracterización del sistema y la selección del diámetro promedio de la gota de aceite en el agua de formación. La campana de Gauss producida con los datos de microscopía se presenta a continuación en la Fig. 3.

Es posible identificar que la mayoría de las gotas de aceite tienen un diámetro de 300 micrones; este método estadístico es recomendado por [15] y [17] para determinar el tamaño promedio de una partícula esférica de aceite en agua de formación.

**Figure 3**

Distribución gaussiana del diámetro de la gota de aceite.

La variación de tamaño de gotas de aceite se debe a los procesos de dispersión y coalescencia. La dispersión crea división y ruptura de las gotas de aceite y por lo tanto se encuentran gotas de menor diámetro y los procesos de coalescencia provocan atracción de las gotas y por lo tanto las mismas aumentan en diámetro. El tiempo de residencia y el régimen de flujo laminar benefician a la coalescencia de las gotas de aceite.

En los postulados de la ley de Stokes, se afirma que, a mayor tamaño de partícula de aceite, mayor es el cuadrado de su diámetro, y, por lo tanto, la velocidad de ascenso es mayor. Es decir, mientras más grande sea el diámetro de la gota de aceite la separación de la fase acuosa de la oleosa será más eficiente.

3.5. Resultados del proceso de sedimentación química en el agua de formación

3.5.1. Prueba de jarras

La concentración idónea de resina tánica fue de 4 mg/L, este valor se obtuvo mediante ensayos experimentales conocidos como pruebas de jarra. Las pruebas se realizaron con concentraciones en el rango de 1 mg/L hasta 5 mg/L de acuerdo a los resultados del barrido preliminar con concentraciones en distintos rangos de alcance amplio desde 1mg/L hasta los 30 mg/L.

Para determinar la concentración idónea se evaluó la turbidez antes y después de la dosificación de resina tánica en el agua de formación. Los resultados se observan en la Fig.4.

La concentración idónea de emulsión de látex fue de 6 mg/L, este valor se consiguió mediante ensayos de prueba de jarras, las pruebas se realizaron manteniendo constante la dosificación de 4 mg/L de resina tánica con agitación rápida en un minuto a 100 rpm. La concentración de emulsión de látex osciló entre 5 mg/L y 10 mg/L con agitación lenta de 15 rpm durante quince minutos. Se escogió realizar la prueba en rango de concentraciones mencionado anteriormente de acuerdo a los resultados obtenidos del barrido.

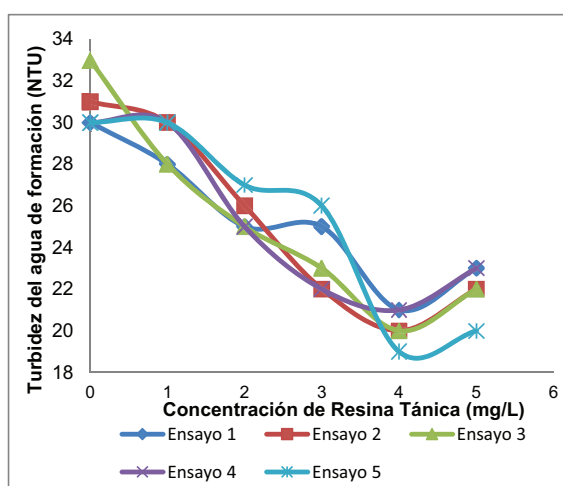


Figure 4

Concentración idónea de coagulante resina tánica en el agua de formación.

Para determinar la concentración idónea se evaluó la turbidez antes y después de la prueba de jarras. En la Fig. 5 se presentan los resultados de obtención de la concentración idónea de emulsión de látex como floculante en el tratamiento de agua de formación.

En la Fig. 6 se presenta la imagen de los flóculos formados en el agua de formación con las concentraciones idóneas de resina tánica y emulsión de látex de 4 mg/L y 6 mg/L respectivamente.

3.6. Ensayos de sedimentación

En la figura 7 se visualiza el procedimiento de la sedimentación de las partículas sólidas floculadas en el agua de formación. La dosificación de agentes coagulante y floculante permiten que las partículas alcancen mayores tamaños y pesos, por lo

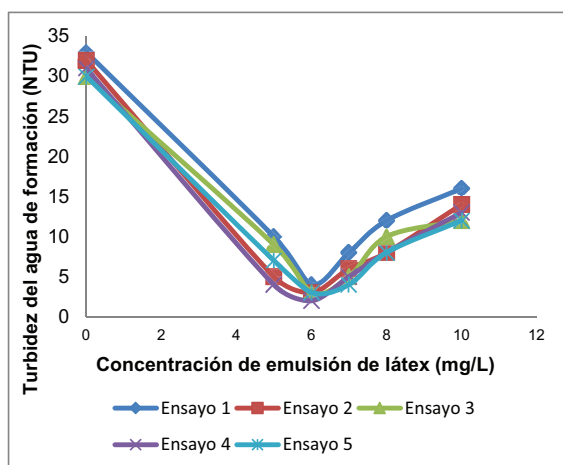


Figure 5

Concentración idónea de coagulante resina tánica en el agua de formación

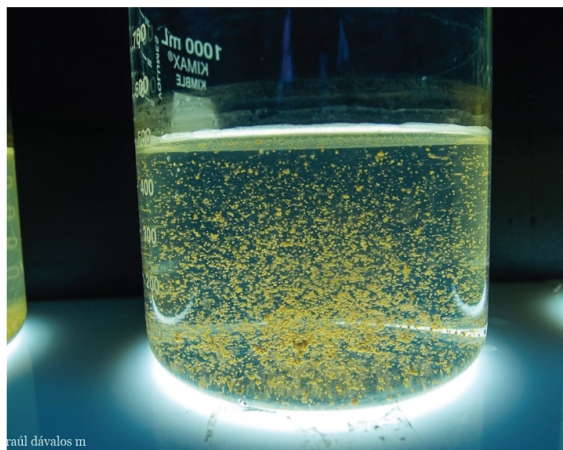


Figure 6

Flóculos formados en agua de formación con 4 mg/L de resina tánica y 6 mg/L de emulsión de látex.

tanto, estas partículas sedimentan a una velocidad mayor, esto se ve expresado en los primeros dos minutos del proceso de sedimentación. En este tiempo, interesantemente, la clarificación del agua obtiene en torno al cincuenta por ciento de avance.

A partir del minuto número tres, el proceso de sedimentación ingresa en una zona transitoria (zona de transición) con dirección hacia la zona de compresión de sólidos. En esta zona las partículas se desaceleran, hasta que alcanzan el colchón de sólidos. En este caso, el proceso de desaceleración tuvo una duración de ocho minutos, desde el cuarto minuto hasta el doceavo minuto, donde habitualmente la altura del efluente clarificado no sufre ningún tipo de variante.

Este comportamiento del proceso de sedimentación es validado por Romero (2001) [24], en el que exactamente dice “*en una suspensión diluida las partículas sedimentan libremente con velocidad igual a su velocidad de asentamiento, hasta que alcanzan la zona de lodos en el tanque de sedimentación, muy cerca de esta zona las partículas se desaceleran hasta que, al final, forman parte de los lodos sedimentados*”. Lo que se define de esta aproximación de concepto tomado de literatura, es que la velocidad de sedimentación debe ser alcanzada antes de que el proceso ingrese en la zona de transición (irreversible).

Según [23], los investigadores Talmage y Fitch diseñaron una metodología de carácter sistemática para el diseño de equipos sedimentadores. La metodología es sistemática-gráfica se basa en una curva de asentamiento de sólidos. Los trazos del método grafico se exhiben en la figura 7. Con los trazos de esta técnica se obtienen parámetros de diseño, como velocidad de sedimentación y el área requerida para la clarificación del efluente.

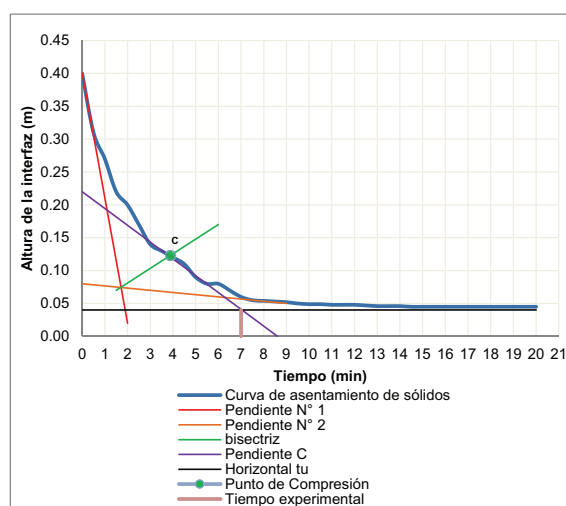


Figure 7

Método gráfico para la obtención de parámetros de diseño.

En la figura 7 se puede observar el punto “C”, este punto en el gráfico conocido como punto de compresión de sólidos, prácticamente indica el inicio del estado de transición del proceso de sedimentación, se lo obtiene gráficamente prolongando las tangentes de la zona de sedimentación a velocidad constante (Pendiente N° 1) y la zona de compresión de lodos (Pendiente N° 2) hasta que corten. Por el punto de corte de las rectas se grafica la bisectriz del ángulo formado.

El tiempo requerido para alcanzar la concentración más alta de sólidos en la zona de compresión (tu) se obtiene gráficamente mediante la intersección de la recta tangente



(pendiente C) al punto de compresión C y la recta horizontal que corresponde a la profundidad H_u , este valor H_u es la profundidad requerida para alcanzar la concentración más alta de sólidos en zona de compresión.

Los resultados del proceso de sedimentación química de los sólidos del agua de formación del campo mediante ensayos experimentales y el método gráfico de Tamalge y Fitch fueron los siguientes: Tiempo requerido para alcanzar la concentración más alta de sólidos en la zona de compresión (t_u) fue de 7 minutos. La velocidad de asentamiento de sólidos fue 6 m/h. Este valor alto de velocidad de asentamiento de sólidos se debe en gran parte a la adecuada dosificación de químicos, los cuales formaron flóculos de elevado tamaño y peso, al aumentar el peso de las partículas las fuerzas de empuje del medio no pueden contrarrestar la fuerza de asentamiento de las partículas.

3.7. Resultados de remoción de sólidos suspendidos en el proceso de sedimentación

Se consideró la zona clarificada de las pruebas de sedimentación química con las concentraciones idóneas de coagulante y floculante y se obtuvo cerca del 98% de remoción de sólidos suspendidos en el efluente clarificado. A continuación, en la figura 8 se presenta la tendencia a la remoción de sólidos.

Las concentraciones adquiridas de sólidos suspendidos después del proceso de sedimentación química se encuentran entre 6 y 7,5 mg/L, las cuales son permitidas para los límites de recuperación secundaria y el reglamento ambiental, por lo tanto, el proceso diseñado de remoción de sólidos suspendidos asegura la particularidad del efluente para fines de recuperación secundaria.

4. Conclusiones

Mediante ensayos de separación gravitacional entre 42°C y 44°C de temperatura se obtuvo el tiempo de separación promedio de la fase oleosa y acuosa correspondiente a 0,22 horas. Con este tiempo de residencia, se puede remover hasta el 96% de aceites y grasa en el agua de formación del campo.

Con el aumento de la temperatura, el proceso de desnatado de petróleo es más eficiente, esto se da gracias al aumento en la diferencia de densidades de los dos líquidos.

Mediante la construcción de la curva de distribución del tamaño de la gota de aceite en el agua de formación, se determinó que la mayoría de las gotas poseen un diámetro

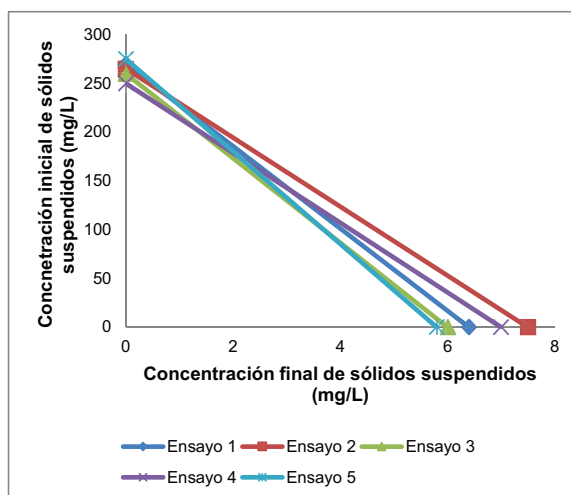


Figure 8

Resultados del tratamiento de sedimentación química en la remoción de sólidos suspendidos.

de 300 micrones. La presencia de gotas de varios tamaños se debe a los fenómenos de dispersión y coalescencia de las gotas de aceite en el agua.

Los compuestos químicos seleccionados para el proceso de sedimentación química fueron resina tánica como coagulante y emulsión de látex como floculante. La concentración idónea de resina tánica fue de 4 mg/L y la concentración idónea de emulsión de látex fue de 6 mg/L.

Mediante ensayos experimentales de sedimentación se construyó la curva de asentamiento de sólidos del agua de formación, de donde se obtuvo la velocidad de asentamiento igual a 6 m/h. Se diseñó el equipo para el proceso de sedimentación química mediante el método gráfico de Talmage y Fitch, las dimensiones del sedimentador son: 7 metros de diámetro y 4 metros de altura que dan una capacidad de 154 m³. La remoción de sólidos suspendidos en el proceso de sedimentación química fue del 98%.

5. Agradecimiento

Al Ing. Marcelo Albuja profesor jubilado del departamento de Ingeniería Química de la Escuela Politécnica Nacional del Ecuador.

Al Grupo de Investigación de Materiales Avanzados (GIMA) de la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.



6. Conflicto de Interés

Los autores certifican que no existen conflictos de interés en el presente manuscrito.

References

- [1] Gil E, Chamorro A. Técnicas recomendadas para el aumento de la producción en campos maduros. Consultado en 2021 y obtenido desde el vínculo. Oil Production;02-02 2021. Available from: [http://www.oilproduction.net/files/Aumento\[%\]20de\[%\]20produccion\[%\]20en\[%\]20campos\[%\]20maduros.pdf](http://www.oilproduction.net/files/Aumento[%]20de[%]20produccion[%]20en[%]20campos[%]20maduros.pdf)
- [2] Gbadamosi AO, Junin R, Manan MA, Agi A, Yusuff AS. An overview of chemical enhanced oil recovery: Recent advances and prospects. International Nano Letters. 2019;9(3):171-202.
- [3] Yuan B, Wood DA. A comprehensive review of formation damage during enhanced oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2018;167:287-299.
- [4] Sun X, Zhang Y, Chen G, Gai Z. Application of nanoparticles in enhanced oil recovery: A critical review of recent progress. Energies. 2017;10(3):345-346.
- [5] Salager J. Recuperación mejorada de petróleo. 1st ed. Mérida: Publicaciones de Laboratorio de Escuela de Ingeniería Química; 2005.
- [6] Afzali S, Rezaei N, Zendehboudi S. A comprehensive review on enhanced oil recovery by water alternating gas (WAG) injection. Fuel. 2018;227:218-246.
- [7] Bidner M. Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo. Buenos Aires, Argentina: Eudeba; 2001.
- [8] Varzandeh F, Stenby EH, Yan W. General approach to characterizing reservoir fluids for EoS models using a large PVT database. Fluid Phase Equilibria. 2017;433:97-111.
- [9] Guo C, Qin Y, Xia Y et al. Geochemical characteristics of water produced from CBM wells and implications for commingling CBM production: A case study of the Bide-Santang Basin, western Guizhou, China. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017;159:666-678.
- [10] Al-Ghouti MA, Al-Kaabi MA, Ashfaq MY, Da'na DA. Produced water characteristics, treatment and reuse: A review. Journal of Water Process Engineering. 2019;28:222-239.
- [11] ARPEL. Guía para la disposición y el tratamiento de agua producida, consultado en 2021 y obtenido del vínculo. Oil Production; 01-15-2009. Available from: <http://oilproduction.net/files/S357C.pdf>



- [12] de Ferrer M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2nd ed. Maracaibo: Astro Data; 2001.
- [13] Gutiérrez JM, Manotoa MA. Estudio para la implementación de un proyecto piloto de recuperación secundaria por inyección de agua en la arena u inferior del campo Sacha [Bachelor's thesis]. Quito: Universidad Central del Ecuador 2017.
- [14] Kusworo TD, Aryanti N, Utomo DP. Oilfield produced water treatment to clean water using integrated activated carbon-bentonite adsorbent and double stages membrane process. Chemical Engineering Journal. 2018;347:462-471.
- [15] Arnold K, Stewart M. Design of oil-handling systems and facilities. 2nd ed. Huoston: United States: Gulf Professional Publishing; 1999.
- [16] Samanta M, Mitra D. Treatment of Petroleum Hydrocarbon Pollutants in Water. Water Pollution and Remediation: Organic Pollutants. Springer, Cham, 2021. 229-275.
- [17] Kenneth E. Facilities and construction engineering. 1st ed. Richardson: Estados Unidos SPE; 2006.
- [18] McCabe W, Smith J, Harriott P. Operaciones unitarias en ingeniería química. 6th ed. New York: McGraw-Hill; 2002.
- [19] Wardzyńska R, Smoczyński L, Załęska-Chróst B. Computer simulation of chemical coagulation and sedimentation of suspended solids. Ecological Chemistry and Engineering, 2018;25(1):123-125.
- [20] Oriekhova O, Stoll S. Heteroaggregation of nanoplastic particles in the presence of inorganic colloids and natural organic matter. Environmental Science: Nano. 2018;5(3):792-799.
- [21] Hernandez M. Manual de tratamiento de aguas. 1st ed. Quito: Tuboscope Vecto; 2006.
- [22] Sainz J. Tratamiento de aguas residuales: Separación de aceites de residuos industriales. Inese;01-02- 2021. Available from: <http://201.159.223.17/bitstream/123456789/103/1/T.AMB.B.UEA.%203017>
- [23] Metcalf R, Eddy T. Wastewater engineering. 4th ed. New York: McGraw-Hill; 2003.
- [24] Romero J. Tratamiento de aguas residuales teoría y principios de diseño. 2nd ed. Bogotá: Editorial Colombiana de Ingeniería; 2001.