

## Estudios de laboratorio para un proceso de inyección de agua de mar

*Ma. Luisa Santiago Atilano*  
[maria.luisa.santiagoa@pemex.com](mailto:maria.luisa.santiagoa@pemex.com)  
*Uriel Cedillo Trejo*  
[uriel.cedillo@pemex.com](mailto:uriel.cedillo@pemex.com)  
*Miguel A. Molina Ayala*  
[miguel.angel.molina@pemex.com](mailto:miguel.angel.molina@pemex.com)  
*Víctor H. Arana Ortiz*  
[victor.hugo.arana@pemex.com](mailto:victor.hugo.arana@pemex.com)  
***Pemex Exploración y Producción***

Información del artículo: recibido: enero de 2016-aceptado: febrero de 2016

### Resumen

El agotamiento de la energía natural de los yacimientos es inevitable. Para mantener la producción se recurre a tecnologías de recuperación secundaria, ya sea para desplazar el aceite o para mantener la presión. La inyección de agua ha sido el método de recuperación secundaria más usado a nivel mundial. Un aspecto importante de esta tecnología es la fuente de agua. Para yacimientos costa afuera, una fuente natural e ilimitada es el agua de mar.

En general, debido al alto costo y a la alta incertidumbre asociada a cualquier proyecto de recuperación adicional, se proponen, posterior al escrutinio de la tecnología, estudios de laboratorio para conocer información crítica que servirá para evaluar el potencial de la tecnología y de esta manera tomar decisiones para realizar inversiones futuras.

El principal objetivo de este trabajo es diseñar e integrar las actividades de estudios de laboratorio necesarias para el diseño de un proceso de recuperación secundaria mediante la inyección de agua de mar. Los resultados de las pruebas nos permitirán mitigar la incertidumbre asociada al proceso de recuperación adicional, y cuyos resultados son el insumo para los modelos de simulación, los cuales son la herramienta fundamental para el diseño de pruebas piloto y aplicación a escala de campo.

Asimismo, se explora la posibilidad de incorporar, a la inyección de agua de mar, un surfactante para cambio de mojabilidad e inducir la imbibición espontánea.

Los resultados de laboratorio arrojan un incremento en el factor de recuperación de 39 % para la inyección de agua de mar y de 21 % adicional para la inyección de surfactante.

**Palabras clave:** Factor de recuperación, agua de mar, agua de formación, tensión interfacial, mojabilidad, químicos.

### Laboratory studies for a waterflooding process

#### Abstract

The natural energy depletion of hydrocarbon reservoir is inevitable. To maintain production technologies are used to apply secondary recovery to either displace oil or maintain pressure. Worldwide, waterflooding has been the most used method for secondary recovery. An important factor to implement this technology is the water source. For offshore reservoir, sea water is a natural and unlimited natural source.

Due the high cost and uncertainty associated with any additional recovery project, implementation workflow starts by a rigorous technology research and laboratory studies afterwards in order to learn critical information that will help assess the potential of technology and thus make decisions for future investments.

The main objective of this work is to design and integrate the activities of laboratory studies that are necessary for designing a secondary recovery process by waterflooding. Test results allow us to mitigate the uncertainty associated to a secondary recovery process, and use them as input for simulation models, which are fundamental for preparing pilot tests and extend the recovery process to field scale.

Additionally, this paper explores the concept of incorporating a surfactant to the waterflooding, in order to change the wettability and induce spontaneous imbibition.

Laboratory results show an increase in the recovery factor of 39% for waterflooding case and 21% for surfactant injection case.

**Keywords:** recovery factor, sea water, formation water, compatibility, interfacial tension, wettability, chemicals.

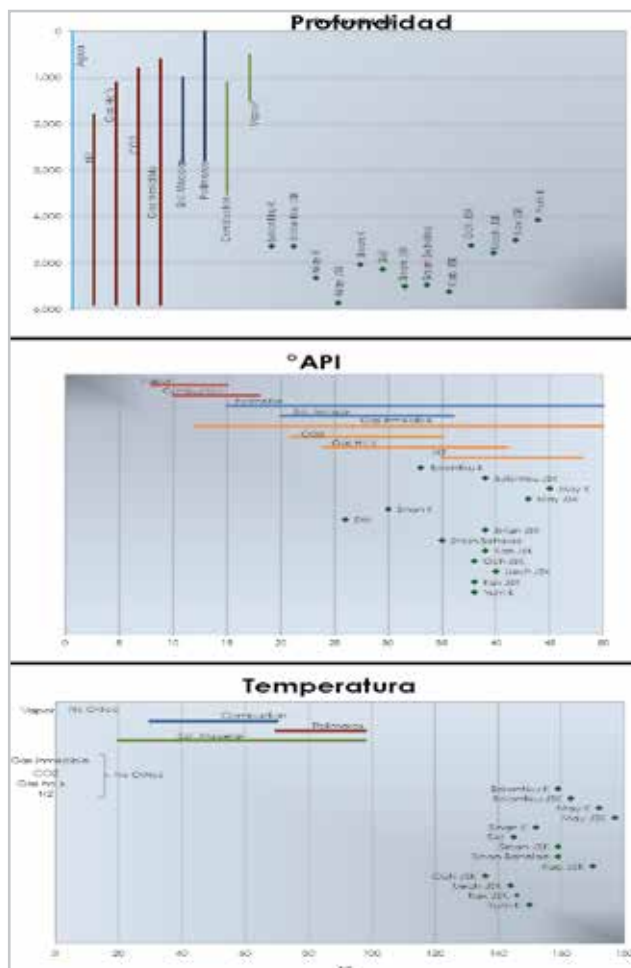
## Introducción

Con la finalidad de atender la problemática asociada al agotamiento natural de energía, se vuelve necesario restituirla mediante un proceso de recuperación adicional.

Por sus características, los procesos de recuperación son complejos, costosos y su implementación, como cualquier otro proyecto presenta un riesgo técnico-económico, el hecho de que los campos del Activo de Producción Litoral de Tabasco Tsmín-Xux estén localizados costa fuera representa un riesgo técnico extra, debido a la planeación de instalaciones y logística operativa del proyecto.

Los criterios de selección para procesos de recuperación adicional son utilizados ampliamente para evaluar campos antes de realizar cualquier otra evaluación detallada. Estos criterios de evaluación están basados en un grupo de parámetros del yacimiento (profundidad, temperatura, presión, permeabilidad, saturación de aceite, viscosidad, etc), **Figura 1**.

Los métodos de recuperación térmicos no son recomendables tomando en cuenta las características de profundidad, litología y temperatura del aceite.



**Figura 1.** Criterios de escrutinio, SPE 35385.

Los métodos químicos requieren un análisis detallado por las condiciones de profundidad, alta temperatura, elevada salinidad y alta dureza del agua de formación: los polímeros se degradan químicamente e inutilizan su función de aumentar viscosidad del agua de inyección; los agentes alcalinos reducen la adsorción de surfactante por las rocas del yacimiento y si lo permite el tipo de aceite, este podría reaccionar con el agente alcalino para formar surfactantes naturales, en este caso no son recomendables por la litología del yacimiento (abundancia de iones calcio,  $Ca^{2+}$  y magnesio,  $Mg^{2+}$ ), cuya reacción con los agentes alcalinos produce precipitación significativa que provocan taponamiento u obstrucción del medio poroso; los surfactantes pueden reaccionar negativamente inutilizando su función de reducir la tensión interfacial, una vez superado lo anterior, el tipo de químico seleccionado deberá evitar la formación de emulsiones viscosas.

Una vez concluido el escrutinio, se ven favorecidos los procesos inmiscibles (agua o gas), sin embargo, transportar el gas costa fuera limita las posibilidades a la inyección de agua, cuyos objetivos son:

- Mantenimiento de presión.
- Incremento en el factor de recuperación.
- Prolongar la vida productiva del campo.

Para asegurar que la inyección de agua es idónea en el campo seleccionado se requiere de análisis detallados que garanticen la compatibilidad de los fluidos-roca, eficiencia del fluido, disponibilidad de la fuente de suministro, entre otros más.

### Pruebas para inyección de agua

Los estudios de laboratorio reducen la incertidumbre en el proceso de recuperación permitiendo conocer su potencial en términos de recuperación de aceite, formando parte de los insumos en los modelos de simulación, diseño de pruebas piloto y escalamiento de campo, **Figura 2**.

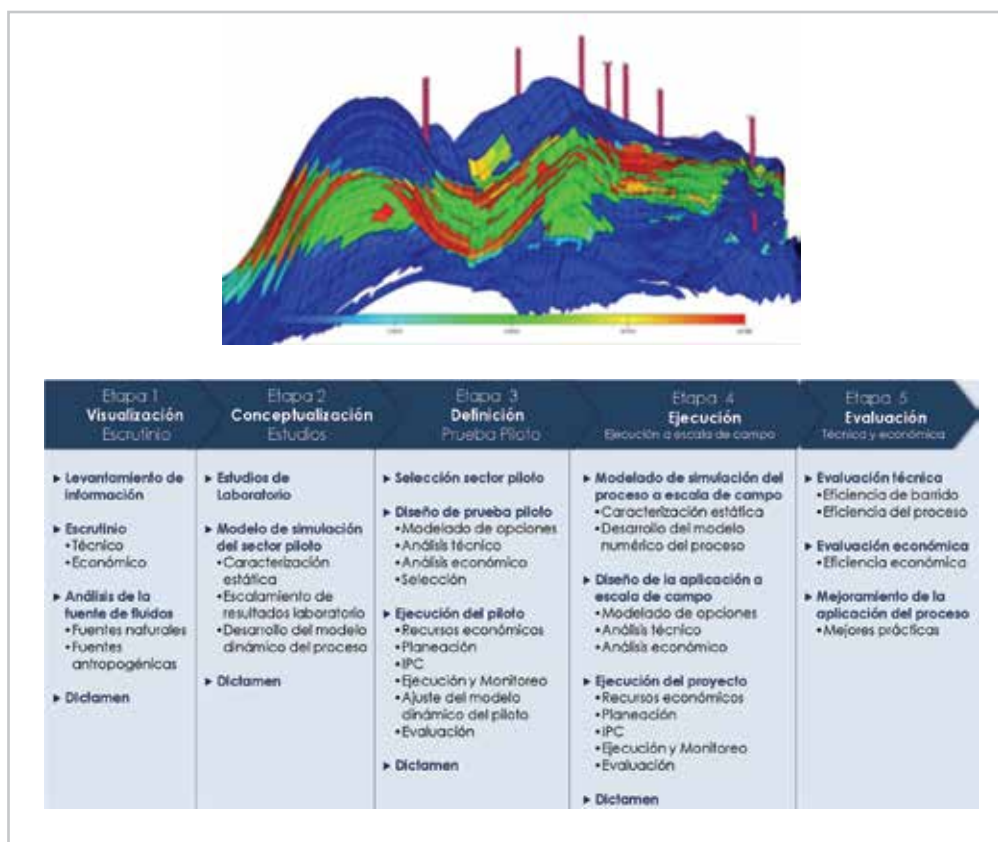


Figura 2. Etapas y actividades de un proyecto de recuperación adicional, PEP 2011.

Los estudios de laboratorio consisten en análisis de roca y fluidos del yacimiento y pruebas adicionales para el proceso de las pruebas tiene como objetivo principal cuantificar la magnitud de los mecanismos de inyección de agua sobre el yacimiento.

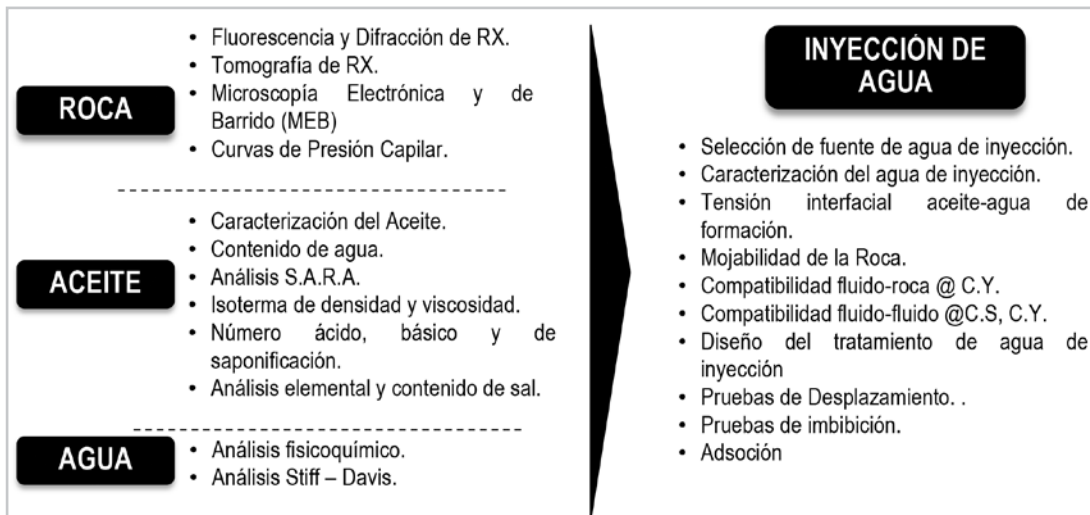


Figura 3. Estudios de laboratorio.

A continuación se describen los resultados experimentales del proceso de inyección de agua, diseñado con muestras de fluidos y rocas de distintos campos del Proyecto Crudo Ligero Marino, del Activo de Producción Litoral de Tabasco-Tsimin-Xux realizadas en los laboratorios del Instituto Mexicano del Petróleo.

### Selección de fuente de inyección

Es importante garantizar la disponibilidad de los fluidos de inyección en todo momento y asegurar que sean entregados en las condiciones requeridas por el yacimiento. Las fuentes disponibles para agua de inyección son:

- Agua fresca.
- Agua salada.
- Agua de formación.

En la selección de la fuente de suministro se deben considerar los aspectos económicos y normas ambientales, por mencionar:

- Cantidad total y rango máximo de agua que se pueda inyectar en el pozo.
- Compatibilidad del agua de inyección con el agua de la formación y compatibilidad de la roca con el agua de inyección.

- Determinar la calidad mínima del agua de inyección que será entregada en la boca del pozo.
- Si las fuentes de agua de inyección provienen de diferentes sitios, se deberá tomar la localización del pozo más adecuado.
- Realizar una cuidadosa evaluación económica de los costos iniciales y costos de operación con la finalidad de determinar el costo por barril de agua.

El agua de formación es una opción, pero no es posible asegurar que el flujo esté disponible en todo momento para fines de masificación; por lo cual es necesario contar con otra fuente de agua que cumpla la demanda de agua de inyección.

El agua fresca se descarta por su escasez y demanda. Por ser una fuente de suministro más cercana, abundante en todo momento, de tratamiento menos costoso y estabilidad química, usualmente se selecciona el agua de mar.

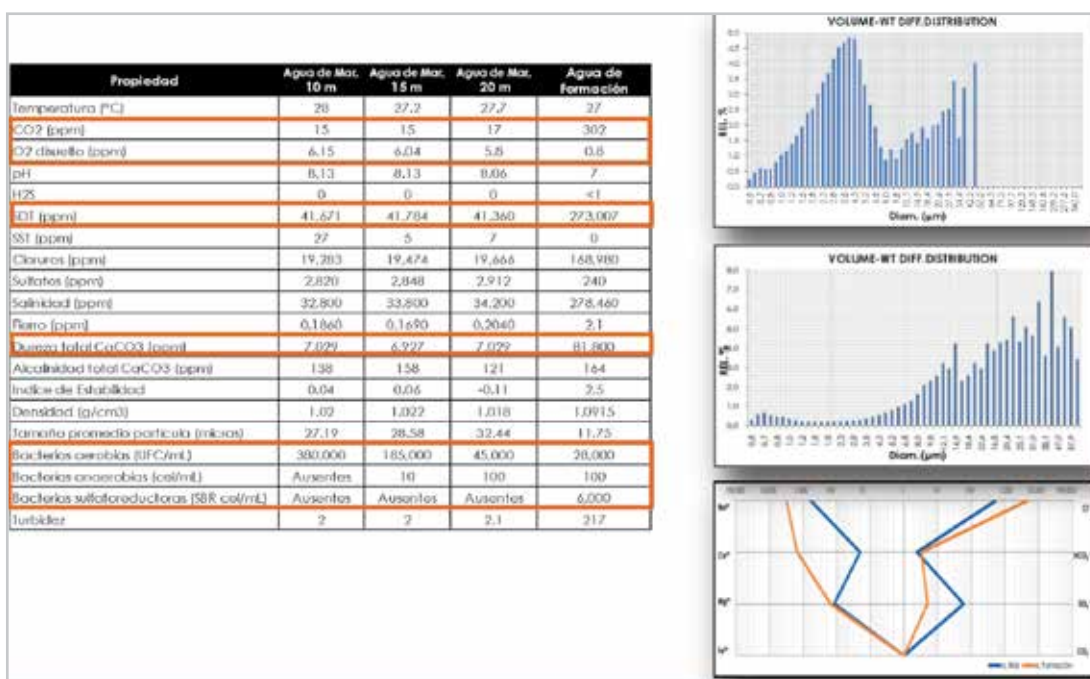
### Caracterización del agua de inyección

La caracterización de la fuente de inyección debe ser física, química y biológica, cuyo objetivo es determinar el grado de calidad/contaminación del agua y las variaciones de las propiedades a las que se enfrentará, parte de considerar principalmente:

- Recopilación de análisis físico-químico de muestras de agua.
- Punto de interés de muestreo.
- Periodicidad de obtención y análisis de muestras de agua (programa de muestreo).
- Profundidad de extracción óptima de muestras de agua.

gas más corrosivo, ataca tuberías de hierro y acero, el ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) puede presentarse en forma natural en el agua y también puede generarse por bacterias sulfato reductoras (SRB) ocasionando más corrosión, el dióxido de carbono ( $CO_2$ ) puede ocasionar corrosión y tendencias de incrustación, las bacterias y sólidos en suspensión contribuyen en el taponamiento de las instalaciones y formación, los sulfatos del agua de mar al reaccionar con los iones (calcio,  $Ca^{2+}$  y magnesio,  $Mg^{2+}$ ) del agua de formación precipitan como fuente de oxígeno en las bacterias en condiciones anaeróbicas, convirtiéndose en  $H_2S$ .

En la **Figura 4**, se destacan las principales diferencias entre los parámetros del agua de mar y agua de formación: el oxígeno disuelto ( $O_2$ ) en el agua de mar es por mucho, el



**Figura 4.** Caracterización de agua de mar a distintas profundidades y agua de formación JSK.

El agua de formación, contiene sales inorgánicas en altas concentraciones, sin ningún tratamiento previo seguramente causará problemas en los pozos inyectoras y taponamiento de las formaciones.

**Tensión interfacial agua-aceite (IFT)**

Las principales fuerzas que intervienen en la tensión interfacial son las fuerzas de adhesión entre la fase líquida de una sustancia con un líquido o sólido, se puede determinar por el método de la gota a las condiciones del yacimiento.

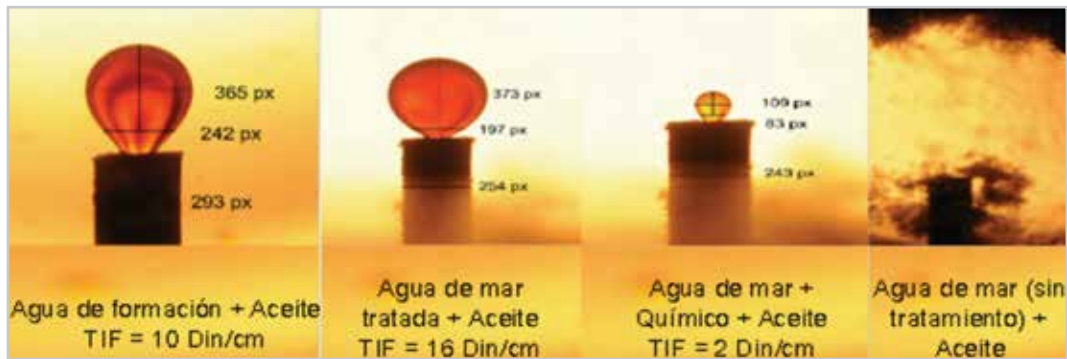


Figura 5. Tensión interfacial aceite-agua.

Figura 5, al comparar una muestra de aceite volátil inmersa en agua de formación (Figura 1 de izquierda a derecha), al inyectar agua del mismo yacimiento se observa una tensión interfacial más baja que al inyectar agua de mar con tratamiento (Figura 2 de izquierda a derecha; como es de esperarse, al inyectar agente químico (surfactante) en el agua de mar se reduce la tensión interfacial (Figura 3 de izquierda a derecha). También se puede observar que al inyectar agua de mar sin ningún tratamiento, para desplazar el agua de formación que se encontraba dentro del sistema, se formaron cristales por la incompatibilidad con éstos, provocando obturación en el tubo capilar.

#### • Mojabilidad

Previo al proceso de inyección de recuperación, se debe determinar la mojabilidad de la roca, ya que esta propiedad tiene una gran influencia en la presión capilar y las permeabilidades relativas de las fases (aceite-agua). Se realiza utilizando el método de ángulo de contacto y Amott.

Colocando una gota de agua sobre una muestra de roca a C.S., Figura 6, al cabo de unos minutos, se observa que la muestra de agua "A" moja la superficie de la roca (ángulo de contacto menor a  $90^\circ$ ), contraria a la muestra "B" (ángulo mayor a  $90^\circ$ ), este comportamiento nos indicaría una recuperación más alta inyectando agua de formación de la muestra "A".



Figura 6. Gotas de agua sobre roca del yacimiento.

## Compatibilidad de fluidos

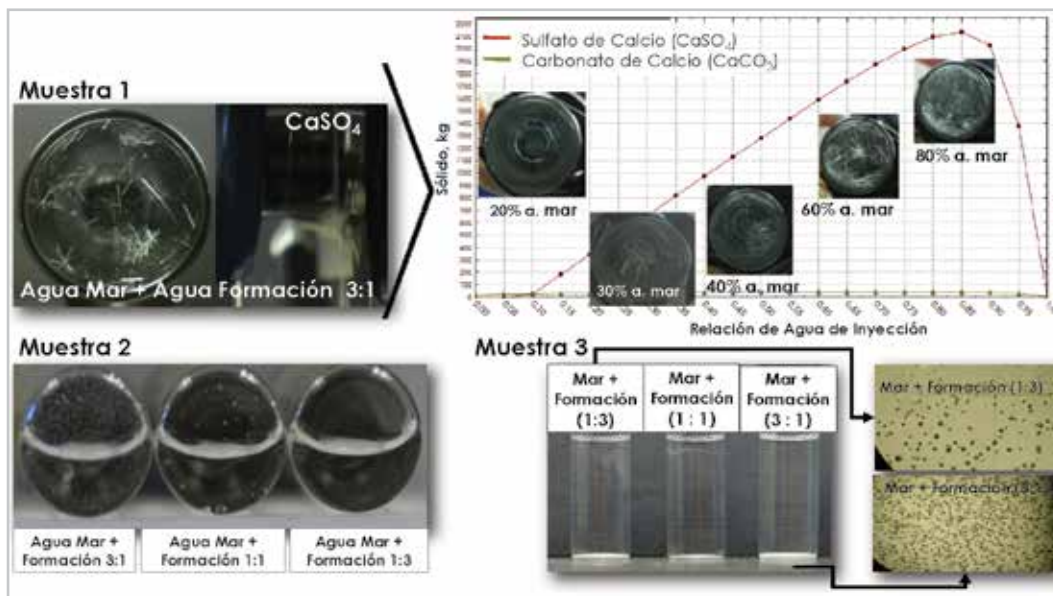
El objetivo de esta prueba es evaluar la fuente de agua de inyección e identificar posibles daños a la formación. Esta prueba se realiza mezclando en diferentes proporciones el agua de formación con el agua de inyección a una temperatura de 70°C, si a estas condiciones se forman cristales, muy probablemente llevar la prueba a las temperaturas del yacimiento formarán más precipitados.

Si estos precipitados se forman en las cercanías de los pozos inyectoros se podría reducir la permeabilidad y la inyectividad (menor gasto de agua inyectada en la formación), lo cual se ve reflejado en una mayor caída de presión afectando la movilidad de los fluidos y la producción del yacimiento.

En la **Figura 7** se comparan distintas muestras de agua de formación a diferentes proporciones mezcladas con agua de mar a presión atmosférica y temperatura de 70°C. La formación de cristales es evidente para la muestra 1, seguida de la muestra 2, aunque a simple vista la muestra 3 no presenta este problema, el daño se hace notar al realizar una vista al microscopio y tomografía en el núcleo.

A la condición de alta temperatura se incrementaría la formación de sólidos.

Con apoyo de software se puede estimar el tipo de incrustación. Con estos resultados se requiere diseñar un proceso de tratamiento de agua.



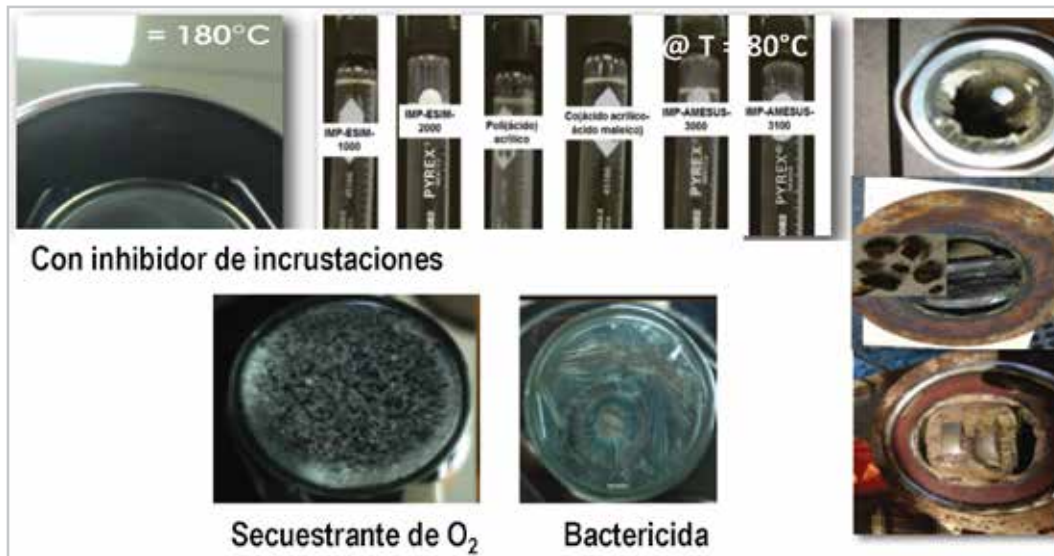
**Figura 7.** Prueba de compatibilidad agua de mar-agua formación JSK.

## Diseño del tratamiento de agua de inyección

El diseño consiste en proponer alternativas a realizar para minimizar problemas de taponamiento en el yacimiento y en las instalaciones a través de un tratamiento alcanzable, ya que la inyección de agua de baja calidad puede ocasionar daño a la formación, elevadas presiones de inyección, reducción de la eficiencia de barrido, corrosión en los pozos de inyección, taponamiento de la formación y reducción de la inyectividad e incremento en los trabajos de mantenimiento de los pozos inyectoros.

Este acondicionamiento puede lograrse mediante un tratamiento mecánico y/o químico, dependiendo de la calidad del agua. El diseño se realizó a nivel laboratorio, evaluando biocidas, secuestrantes de oxígeno, inhibidores de corrosión, agentes para coagulación y floculación, filtración (depende del tamaño de partícula y de los radios de garganta de poro) e inhibidores de incrustaciones; todos

los agentes químicos se trabajan a condiciones de superficie a excepción del agente inhibidor de incrustaciones, por ello, deberá asegurarse su estabilidad química a altas temperaturas, altas presiones y alta salinidad; así mismo los demás agentes químicos adicionados al inicio del tratamiento no deberán restar el efecto que tendrá el inhibidor de incrustaciones en el yacimiento, **Figura 8**.



**Figura 8.** Diseño del tratamiento a nivel laboratorio. Se probaron inhibidores de incrustaciones a una temperatura de 80°C, únicamente los que resistieron se llevaron a las temperaturas del yacimiento. Un exceso en la concentración de secuestrante de oxígeno y bactericida produce precipitación. Problema de incrustaciones y corrosión en ductos.

Al final se seleccionaron los agentes químicos y concentraciones óptimas considerando la disponibilidad, costos, funcionalidad y normas ambientales. Deberán afinarse estos resultados antes y durante la operación de la planta de tratamiento con el muestreo periódico del agua de inyección.

### Pruebas de desplazamiento

Evaluar la factibilidad técnica del proceso de recuperación en un apilamiento de rocas del yacimiento. Aunque la escala de esta prueba es insignificante en comparación con el tamaño del yacimiento, se pretende escalar el comportamiento (presión-producción) del mismo en una muestra de roca con fluidos representativos. Razón por la cual es muy importante la selección de las muestras.

Para realizar el desplazamiento se armó un apilamiento de fragmentos de núcleos del yacimiento, **Figura 9**, los

cuales deben ser capaces de admitir fluidos y resistir las condiciones de presión, temperatura y tipo de fluidos a las que se someterán, para representar un yacimiento fracturado se dejó un espacio anular entre la celda y el apilamiento, con la finalidad de simular una fractura vertical; entre cada fragmento se colocó papel filtro para asegurar la continuidad capilar de un núcleo a otro.

Posteriormente se saturan con el aceite y agua de formación hasta alcanzar la condición inicial del yacimiento (presión, temperatura y mojabilidad), inicia la prueba con la caída de presión simulando la declinación natural alcanzando un factor de recuperación de 20%, por la inyección de agua de mar (posterior al tratamiento) se atribuye un incremento del 17% en el factor de recuperación, esto se debe al drene del aceite por agua; el incremento en la producción de aceite se acompaña con la surgencia del agua de inyección.



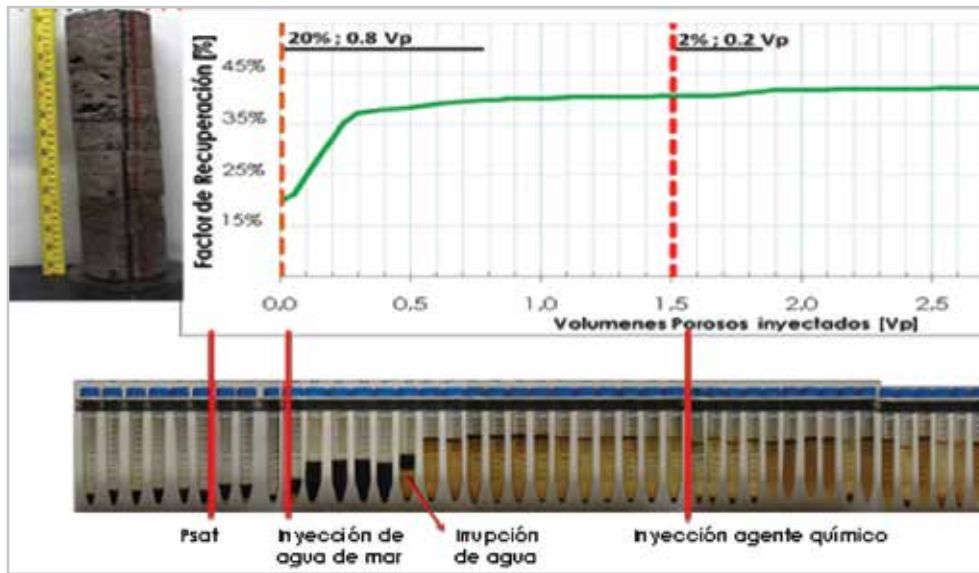


Figura 9. Desplazamiento en un apilamiento de núcleos @ C.Y.

Las muestras de roca después del contacto con agentes químicos cambian sus características petrofísicas iniciales, si se desea evaluar otros procesos tendrían que seleccionarse otras muestras que aun conserven la representatividad del yacimiento.

### Imbibición espontánea

La imbibición espontánea se refiere a un proceso de absorción sin existencia de presión, en la cual un fluido desplaza a otro en un medio poroso, esto debido a las fuerzas capilares.

El objetivo de realizar esta prueba consiste en cuantificar qué tanto aceite se desplaza por el agua, si la roca prefiere al agua ésta se absorberá y desplazará el aceite, obteniendo la máxima recuperación, por el contrario, si la roca prefiere el aceite, el agua no se absorberá y la recuperación de aceite será mínima.

La prueba se realiza con muestras de roca en una celda tipo Amott, saturada con agua de formación, posteriormente se inyecta aceite muerto (hasta aproximarse al % de saturación de aceite y agua del yacimiento). A presión atmosférica y temperatura de 70°C inicia la prueba en una primera etapa con inyección continua de agua de formación, termina cuando la recuperación de aceite es nula; la segunda etapa inicia con la inyección de agua de mar tratada, termina cuando la recuperación de aceite es nula y la tercera etapa es la inyección de un agente químico.

En la Figura 10, aunque la prueba da un excelente resultado en el factor de recuperación, se debe llevar a las condiciones del yacimiento para obtener datos más representativos de recuperación de aceite; en el caso del uso de surfactantes, la recuperación obtenida podría disminuir. Un factor importante a nivel yacimiento es la formación de espumas durante el proceso de inyección, ocasionando un taponamientos que pudiera evitar la salida del aceite.

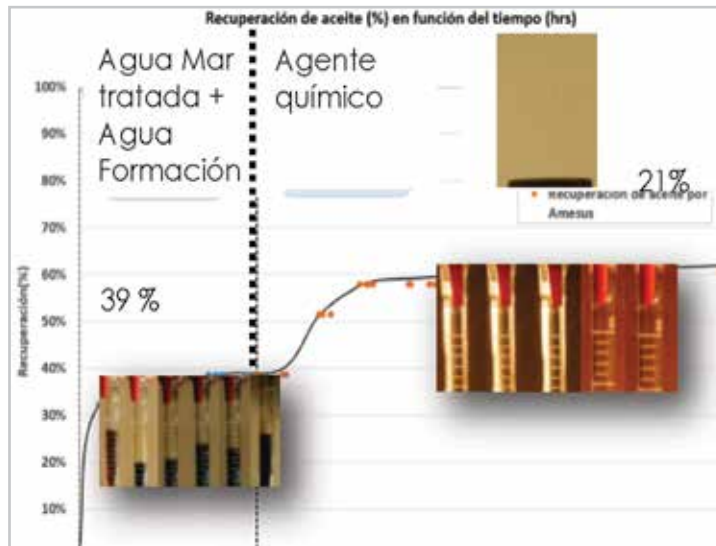


Figura 10. Curva de porcentaje total de recuperación en función del tiempo.

### Adsorción

Estas pruebas brindan una idea del volumen requerido de surfactante a inyectar y de cómo se va a comportar el

surfactante dentro del yacimiento una vez que contacte el agua y la roca de formación. Varía con respecto a flujo, temperatura, dureza de agua, salinidad, litología; entre otros. Los resultados se grafican en la **Figura 11**.

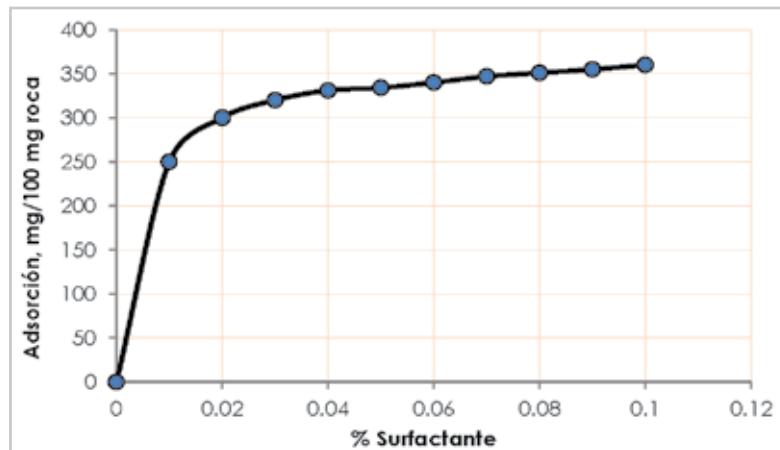


Figura 11. Isoterma de adsorción.

### Conclusiones

Las pruebas de laboratorio se deben considerar para la implementación de un proceso de inyección de agua desde su etapa inicial y durante la puesta en marcha.

El diseño a nivel laboratorio de la inyección de agua de mar permite establecer los parámetros en el tratamiento del agua de la fuente seleccionada (construcción de una planta de tratamiento que funcione a nivel de superficie y yacimiento, identificando agentes químicos y concentraciones óptimas que no representen problemas ambientales y su costo no sea elevado).

El resultado en el factor de recuperación de aceite por inyección de agua de mar, observó un incremento del 17% con respecto a la declinación natural. Durante el desarrollo de las pruebas se identificó un producto químico capaz de resistir las temperaturas de los campos del Activo de Producción Litoral Tsimin-Xux, y fuese compatible con el agua de formación y agua de mar, este químico incrementó notablemente el factor de recuperación en la prueba de imbibición espontánea.

El proceso de inyección de agua de mar presenta oportunidad de aplicación, la siguiente etapa del estudio consiste en realizar la prueba a nivel de pozo para obtener datos más certeros en el factor de recuperación que consideren la heterogeneidad del yacimiento y los imprevistos que no se contemplan en laboratorio.

## Referencias

- A.G. Ostroff: "Introduction to Oilfield Water Technology" Prentice Hall, Inc.1986.
- Avila Méndez Sergio, Nava Fuentes Yolanda: "Nuevas Tecnologías para Tratamiento de Aguas Residuales", Consultoría y Servicios en Ingeniería Petrolera, S.A de C.V, CSIPSA, 1994.
- Grupo de Recuperación Secundaria y Mejorada / PEP-IMP: "Diseño de Procesos de Recuperación Adicional de Hidrocarburos", Edición 2011.
- Proyecto F.33530: "Asistencia técnica para estudios de ingeniería de yacimientos en los campos de la Región Marina Suroeste" IMP, 2009.
- Proyecto F.33667: "Pruebas de laboratorios para procesos de recuperación por inyección de químicos y modelado de comportamiento dinámico de yacimientos para la RMSO" IMP, 2012.
- Proyecto F.33820: "Pruebas de laboratorio para el APLT y diseño de una prueba tecnológica para evaluar fluidos evaporadores de condensados para el campo May-JSK", 2014.
- J. J. Taber y F. D. Martin "EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects", artículo SPE 35385.

## Semblanza de los autores

### Ma. Luisa Santiago Atilano

Ingeniera Química egresada de la Universidad Nacional Autónoma de México, titulada en el año 2010.

Soporte en el Diseño, Mejora y Seguimiento de Proyectos Estratégicos y de Explotación de PEP, de 2011 a 2012 en Villahermosa, Tabasco.

Actualmente desempeñada en el Activo de Producción Litoral de Tabasco Tsimin-Xux a partir del año 2012 en el área de Ingeniería de Yacimientos, apoyando en el diseño de procesos de recuperación secundaria y mejorada.

### Uriel Cedillo Trejo

Ingeniero petrolero por la Universidad Nacional Autónoma de México, titulado en 2005.

Maestría en Ingeniería Petrolera y Gas Natural, especialidad yacimientos, por la Universidad Nacional Autónoma de México; obtención de grado en 2014.

En el periodo 2005-2006, en la Facultad de Ingeniería, UNAM, colaboró en la programación y validación de un simulador numérico de yacimientos multipropósitos mediante convenio Pemex-UNAM.

Desde su ingreso a Pemex Exploración y Producción en el año 2009, se ha desempeñado como Ingeniero de yacimientos en el Activo de Producción Litoral de Tabasco Tsimin-Xux, realizando actividades de análisis y pronóstico del comportamiento presión-producción de los yacimientos. Actualmente desempeña sus actividades en el Proyecto Crudo Ligero Marino.

### **Miguel Angel Molina Ayala**

Ingeniero Petrolero por la Universidad Nacional Autónoma de México, titulado en 1993.

Ingresó a Pemex Exploración y Producción en septiembre de 1994, en el programa para Ingenieros de Nuevo Ingreso en la Región Marina, en septiembre de 1995, fue asignado al Grupo Interdisciplinario Caan – Och – Uech – Kax en el área de Ingeniería de Yacimientos. En 1997 se integró al Departamento de Ingeniería de Yacimientos del Activo Abkatún, R.M.S.O. Durante el periodo agosto/2003 a mayo/2005 realizó estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera y Gas Natural con orientación yacimientos en la Universidad Nacional Autónoma de México. Actualmente labora en el Departamento de Ingeniería de Yacimientos del Activo de Producción Litoral de Tabasco Tsimin-Xux.

### **Víctor H. Arana Ortiz**

Estudió la Licenciatura y la Maestría en Ingeniería Petrolera en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México y División de Estudios de Posgrado, respectivamente, obteniendo el título de Licenciatura y de Maestro en Ingeniería Petrolera. Tiene el título de Doctor por la Universidad de Colorado en Boulder, Estados Unidos.

Ha impartido cursos de simulación numérica de yacimientos en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM y es autor y coautor de varios artículos nacionales e internacionales.