

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS SOBRE LA INYECCIÓN DE FORMULACIONES A BASE DE SURFACTANTES COMO ALTERNATIVA A LOS MÉTODOS TÉRMICOS DE RMH EN POZOS DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS CON ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Hernández C., Carlos A.
Para Optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2017

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS SOBRE LA INYECCIÓN DE FORMULACIONES A BASE DE SURFACTANTES COMO ALTERNATIVA A LOS MÉTODOS TÉRMICOS DE RMH EN POZOS DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS CON ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ

TUTOR ACADÉMICO: Ing. Alberto Vegas

TUTOR INDUSTRIAL: Msc. Franklin Archer

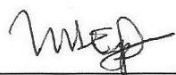
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Hernández C., Carlos A.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2017

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el bachiller Carlos Hernández, titulado:

**“ESTUDIO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS
SOBRE LA INYECCIÓN DE FORMULACIONES A BASE DE
SURFACTANTES COMO ALTERNATIVA A LOS MÉTODOS
TÉRMICOS DE RMH EN POZOS DE CRUDOS PESADOS Y
EXTRAPESADOS CON ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA DE LA FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Ing. Miguel Expósito

Jurado



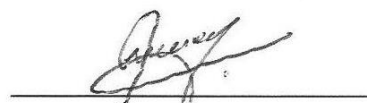
Ing. Eliana Alvarado

Jurado



Ing. Alberto Vegas

Tutor Académico



Ing. Franklin Archer

Tutor industrial

DEDICATORIA

A Dios, por permitirme alcanzar mis metas y a mi familia por su apoyo incondicional.

AGRADECIMEINTOS

A la Universidad Central de Venezuela, en especial a la Escuela de Petróleo y a sus Profesores por sus haber transmitido sus conocimientos y experiencias para nuestra formación profesional.

A PDVSA-INTEVEP y a su personal por el apoyo brindado y por permitirme el uso de sus instalaciones para la culminación de este trabajo.

A mi tutor industrial **Ing. Franklin Archer**, por brindarme la oportunidad de realizar este trabajo en las instalaciones de PDVSA INTEVEP, por su orientación y colaboración.

A mi tutor académico **Prof. Alberto Vegas**, muchas gracias por su asesoramiento y revisiones prestadas para la culminación de este proyecto.

A mi madre **Gladis**, a mi padre **Carlos** y a **mi familia** por educarme y cuidar de mí todos estos años, sin ustedes nada de esto hubiese sido posible.

Hernández C., Carlos A.

**ESTUDIO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE
YACIMIENTOS SOBRE LA INYECCIÓN DE
FORMULACIONES A BASE DE SURFACTANTES COMO
ALTERNATIVA A LOS MÉTODOS TÉRMICOS DE RMH
EN POZOS DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS
CON ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA DE LA FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÀVEZ**

**Tutor Industrial: Ing. Franklin Archer, Tutor Académico:
Prof. Alberto Vegas. Tesis. Caracas, UCV. Facultad de Ingeniería.
Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2017.**

Palabras Claves: Petróleo, Crudo extra-pesado, Surfactantes-inyección, Simulación, mojabilidad, movilidad de fluidos, Faja Petrolífera del Orinoco.

Resumen: En los últimos años el uso de métodos térmicos para el mejoramiento de la movilidad en crudos pesados y extrapesados ha ido en aumento, en especial aquellos que involucran la inyección de vapor. Sin embargo, desde el punto de vista ambiental, la aplicación de estos métodos conlleva varios inconvenientes como lo son la acuatermólisis; el aumento de la concentración de materiales radiactivos (NORM) en los fluidos producidos y el incremento en los cortes de agua, que origina grandes dificultades para su disposición. En este estudio de simulación numérica de yacimientos se propone el uso de un método no térmico basado en la inyección de una formulación a base de surfactantes con el fin de aumentar el recobro en una macolla de 7 pozos, ubicada en el Campo Huyapari de la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez. Para ello fue ensamblado y cotejado un modelo de simulación con base al cual se construyeron escenarios de predicción en los que se inyectaría de distintas maneras la solución a base de surfactantes para luego evaluar su aplicabilidad y rentabilidad. En los resultados obtenidos del cotejo histórico se obtuvieron errores porcentuales promedios menores a 13.4% y en los escenarios predictivos se halló una combinación de inyección de la formulación química en la cual se obtenían mayores ganancias en el orden de los 8 MMUS\$ en comparación a escenarios de producción convencionales.

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS.....	xi
ÍNDICE DE TABLAS	xiii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
1.1 Planteamiento del problema	3
1.2 Objetivo general	3
1.2.1 Objetivos específicos	3
1.3 Justificación.....	4
1.4 Alcance	4
1.5 Limitaciones	4
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO.....	5
2.1 Antecedentes	5
2.2 Problemas asociados a la producción de crudos pesados y extrapesados	13
2.3 Acuatermólisis.....	14
2.4 Disposición de aguas de producción	17
2.5 Toxicidad y consideraciones ambientales	19
2.6 Opciones para disponer del agua producida.....	21
2.6.1 Disposición en tierra	21
2.6.2 Evaporación	21
2.6.3 Descarga hacia ríos	22
2.6.4 Aplicaciones potables	22
2.6.5 Descargas marinas	23

2.6.6 Disposición o inyección subterránea	24
2.7 Técnicas para incrementar la recuperación de petróleo	25
2.7.1 Técnicas para incrementar la recuperación de petróleo secundaria y terciaria	26
2.7.1.1 Métodos térmicos de recuperación mejorada térmicos	27
2.7.1.1.1 Inyección alterna de vapor (IAV)	27
2.7.1.1.2 Inyección continua de vapor (ICV)	28
2.7.1.1.3 Drenaje gravitacional asistido con vapor (Steam Assisted Gravity Drainage, SAGD)	29
2.7.1.2 Métodos de recuperación mejorada no térmicos.....	30
2.7.1.2.1 Inyección de polímeros	31
2.7.1.2.2 Inyección de soluciones surfactantes/polímeros.....	31
2.7.1.2.3 Inyección de álcali	34
2.8 Surfactantes	35
2.8.1 Fenómenos fundamentales.....	37
2.8.1.1 Adsorción	37
2.8.1.2 Asociación.....	39
2.8.2 Clasificación de los surfactantes.....	41
2.8.2.1 Surfactantes aniónicos.....	42
2.8.2.2 Surfactantes no iónicos	42
2.8.2.3 Surfactantes catiónicos.....	42
2.8.2.4 Otros tipos de surfactantes	42
2.8.3 Fenómenos involucrados	43
2.8.3.1 Fenómenos a la escala de los poros (Capilaridad)	43
2.8.3.1.1 Adsorción.....	43

2.8.3.2 Fenómenos de la escala del medio poroso	44
2.8.3.2.1 Drenaje e imbibición.....	44
2.8.3.2.2 Flujo difásico - Permeabilidades relativas	46
2.8.3.2.3 Fenómenos a la escala del yacimiento	47
2.8.4 Condiciones de movilización y desplazamiento	48
2.8.5 Fuerzas viscosas contra fuerzas capilares	48
2.8.6 Mecanismos de Movilización	51
2.8.6.1 Movilización miscible.....	51
2.8.6.2 Movilización por baja tensión.....	51
2.8.6.3 Movilización por solubilización y ensanchamiento	52
2.8.6.4 Movilización por cambio de mojabilidad	53
2.8.6.5 Emulsión espontánea	53
2.9 Simulación de procesos químicos	54
2.9.1 Descripción general de la herramienta computacional usada en el estudio.....	56
CAPÍTULO III	58
MARCO METODOLÓGICO	58
3.1 Revisión bibliográfica	58
3.2 Recolección de la información	59
3.3 Construcción, evaluación y ejecución del modelo dinámico de simulación numérica de yacimientos	60
3.4 Cotejo histórico (History Match)	60
3.5 Construcción y evaluación de los escenarios de predicción.....	62
3.6 Realización de un análisis económico simple	64
CAPÍTULO VI.....	66

RESULTADOS.....	66
4.1 Resultados del cotejo histórico.....	68
4.2 Cotejo de la prueba de inyección.....	75
4.3 Escenarios de predicción	77
CAPÍTULO V	92
ANÁLISIS DE RESULTADOS	92
5.1 Cotejo histórico	92
5.9.2 Primera etapa	92
5.9.3 Segunda Etapa.....	95
5.2 Escenarios de predicción	95
5.3 Análisis económico	96
CONCLUSIONES	99
RECOMENDACIONES	100
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	101

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de los métodos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH).....	27
Figura 2. Inyección alterna de vapor.....	28
Figura 3. Inyección continua de vapor.....	29
Figura 4. Método SAGD.....	30
Figura 5. Diferentes estados del yacimiento durante un proceso de recuperación mejorada con surfactante/polímero.....	32
Figura 6. Fenómenos relacionados a la adsorción.....	39
Figura 7. Micela.....	41
Figura 8. Esquematización de la metodología utilizada.....	58
Figura 9. Arenas U1 y U2/U3 drenadas por la macolla CASA-3.....	67
Figura 10. Vista de planta (izquierda) y en 3D (derecha) del mallado utilizado en el modelo de simulación.....	68
Figura 11. Frecuencia anual de mediciones para tasa de agua en el pozo P-02.....	69
Figura 12. Resultados del cotejo histórico para el pozo P-01.....	71
Figura 13. Resultados del histórico cotejo para el pozo P-02.....	72
Figura 14. Resultados del cotejo histórico para el pozo P-03.....	72
Figura 15. Resultados del cotejo histórico para el pozo P-04.....	73
Figura 16. Resultados del cotejo histórico para el pozo P-05.....	73
Figura 17. Resultados del cotejo histórico para el pozo P-06.....	74
Figura 18. Resultados del cotejo histórico para el pozo P-08.....	74
Figura 19. Gráfico de tasa de petróleo y corte de agua vs tiempo donde se muestran los resultados del cotejo histórico de la inyección de la solución a base de surfactantes en el pozo P-06.....	75
Figura 20. Ingresos de las combinaciones N° 4 (sin inyectar) y 10 (inyectando).....	88
Figura 21. Costos de las combinaciones N° 4 (sin inyectar) y 10 (inyectando).....	88

Figura 22. Comparación de ganancias anuales obtenidas en las combinaciones 10 y 4.....	91
Figura 23. Ramales de investigación planificados para los pozos P-08 y P01 ..	94
Figura 24. Mapa hidrológico de la Faja Petrolífera del Orinoco	97
Figura 25. Distribución de las provincias de humedad para los años 2002 y 2050.....	98

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Efectos a la salud del sulfuro de hidrógeno para distintas concentraciones	16
Tabla 2. Entradas promedio de petróleo en el agua marina de Inglaterra y Gales (Toneladas/Año).....	18
Tabla 4. Combinatoria de escenarios realizada, encendido como productor (EP), apagado (A), inyector (I).....	63
Tabla 5. Frecuencia anual de mediciones para tasa de agua en el pozo P-02	70
Tabla 6. Error porcentual calculado para el cotejo histórico	70
Tabla 7. Error porcentual para los valores de tasa de petróleo y corte de agua del 1 de marzo de 2017	76
Tabla 8. Error porcentual para los valores de tasa de petróleo y corte de agua del 11 de marzo de 2017	76
Tabla 9. Resultados obtenidos en la simulación de escenarios.....	78
Tabla 10. Ejemplo de cálculo de costo de producción de petróleo	79
Tabla 11. Ejemplo de cálculo de costo de agua acumulada producida	79
Tabla 12. Ejemplo de cálculo del costo acumulado para el agua utilizada para la inyección del químico	79
Tabla 13. Ejemplo de cálculo de ingreso por venta de crudo	79
Tabla 14. Ejemplo de cálculo de ingreso por uso de agua de producción para inyección	80
Tabla 15. Ejemplo de cálculo de los costos totales	80
Tabla 16. Ejemplo de cálculo de ingresos totales.	80
Tabla 17. Ejemplo de cálculo de ganancias totales.....	81
Tabla 18. Ganancias totales para cada combinación.....	81
Tabla 19. Monto mensual para el préstamo solicitado para un tiempo de 5 meses.....	82
Tabla 20. Cálculo de costo de producción de petróleo para un tiempo de 5 meses.....	83

Tabla 21. Cálculo del costo del agua acumulada producida para un tiempo de 5 meses	83
Tabla 22. Cálculo de costo acumulado del agua inyectada con el químico para un tiempo de 5 meses	84
Tabla 23. Cálculo de ingreso por venta de crudo para un tiempo de 5 meses ...	84
Tabla 24. Cálculo de ingreso por uso de agua de producción para inyección para un tiempo de 5 meses	85
Tabla 25. Cálculo de costos totales para un tiempo de 5 meses	85
Tabla 26. Cálculo de ingresos totales para un tiempo de 5 meses	86
Tabla 27. Ejemplo de cálculo de ganancias totales para un tiempo de 5 meses	86
Tabla 28. Crecimiento ganancias y deudas para un tiempo de 5 meses	87
Tabla 29. Costos, ingresos y ganancias anuales para el escenario planteado en la combinación número 4.....	89
Tabla 30. Costos, ingresos y ganancias anuales para el escenario planteado en la combinación número 10.....	89
Tabla 31. Comparación de ganancias anuales obtenidas en las combinaciones 10 y 4.....	90

INTRODUCCIÓN

La explotación de crudos pesados en la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez (FPOHC), representa un gran reto, motivado a la complejidad de su explotación, principalmente por sus crudos tener poca movilidad al ser muy viscosos.

La tendencia a nivel mundial en cuanto a la explotación de crudos pesados es el uso de métodos térmicos, los cuales buscan la reducción de la viscosidad mediante el aumento de la temperatura en el yacimiento. Algunos de estos métodos dejan de ser viables cuando los pozos empiezan a aumentar su producción de agua, además de traer consecuencias poco amigables con el ambiente y altamente costosas, por lo que conviene emplear otros tipos de métodos para extraer crudo pesado que mediante métodos térmicos no resulta posible, y además enfocar el aumento del factor de recobro en soluciones ambientalmente amigables.

Evalutando algunas de las dificultades técnico-ambientales que se tiene al realizar esta inyección de vapor se puede conseguir: la generación y producción de gases ácidos como el CO_2 y H_2S , el aumento en el riesgo de fracturamiento del cemento en los pozos inyectores y/o productores que comunicarían los acuíferos someros, la producción y manejo de Materiales Radiactivos de Origen Natural (NORM), el uso de acuíferos de consumo humano para alimentar las calderas y sobretudo la disminución de la calidad extractiva de los yacimientos a futuro (disminución de la permeabilidad efectiva al crudo por aumento de la saturación de agua en la zona tratada, disminución de la movilidad del crudo de forma progresiva como producto del aumento de la tensión interfacial, el aumento en el arenamiento de los pozos productores, los daños a la formación producto del posible hinchamiento de las arcillas por el uso de agua deshionizada, el favorecer la canalización del agua en los pozos productores asociados, entre otras.)

Ahora bien, el Instituto Venezolano del Petróleo (INTEVEP) ha venido desarrollando una importante línea de investigación orientada al uso de formulaciones a base de surfactantes para el aumento de la productividad y el recobro en frío para los yacimientos de la FPOHC, minimizando cada una de las dificultades descritas para los procesos de inyección de vapor.

En el siguiente trabajo de grado se realizará un estudio de simulación numérica de yacimientos sobre la inyección de formulaciones a base de surfactantes como alternativa a los métodos térmicos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH) en pozos de crudos pesados en un sector del campo Huyapari de la FPOHC, donde adicionalmente existe una alta producción de agua, para poder establecer su factibilidad técnico-económica que permita extraer las reservas, utilizando el agua de producción como insumo y que permita disminuir la alta producción de agua de esta zona.

La estructura presentada será de la siguiente manera: en el capítulo I se tratarán las generalidades de la investigación abarcando planteamiento del problema, objetivos generales y específicos, justificación, alcance y limitaciones; en el capítulo II se mostrará un marco teórico referente a los conocimientos necesarios para comprender la investigación; el capítulo III contendrá el marco metodológico, donde se establecerán los pasos a seguir para llevar a cabo este estudio; capítulo IV se exhiben los resultados obtenidos; el capítulo V se basa en el análisis de los resultados; y por último, las conclusiones y recomendaciones para este trabajo.

CAPÍTULO I

1.1 Planteamiento del problema

La macolla CASA-3 del Campo Huyapari ha dejado de producir hidrocarburos de manera eficiente debido a la irrupción temprana del agua de yacimiento, por lo que se han dejado de recuperar importantes reservas que aún están en sitio, pero las soluciones térmicas no aplican en estos casos donde los pozos son productores de altos volúmenes de agua por lo que es necesario establecer novedosos esquemas de explotación que permitan con la ayuda de la formulación química a base de surfactantes altamente exitosa desarrollada por INTEVEP, recuperar estas reservas hasta ahora no disponibles a producción dentro del campo.

1.2 Objetivo general

Estudiar mediante un modelo de simulación numérica de yacimientos la inyección de formulaciones a base de surfactantes como alternativa a los métodos térmicos de RMH en pozos de crudos pesados y extrapesados con alta producción de agua en la macolla CASA-3 del Campo Huyapari de la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez (FPOHC).

1.2.1 Objetivos específicos

- Realizar y cotejar un modelo de simulación numérica sectorial de la macolla CASA-3 del Campo Huyapari de la FPOHC.
- Evaluar en el área seleccionada distintos escenarios de esquemas de explotación donde se inyecte de manera continua para RMH formulaciones a base de surfactantes como una alternativa ambientalmente amigable.

- Determinar un análisis técnico-económico simple sobre la inyección de formulaciones a base de surfactantes y evaluar su impacto ambiental frente a métodos térmicos convencionales.

1.3 Justificación

Mediante un modelo de simulación numérica de yacimientos se desea validar un conjunto de pruebas de campo realizadas en la macolla CASA-3 del Campo Huyapari de la FPOHC con la formulación química, y a partir de allí poder diseñar distintos escenarios de explotación que permitan incrementar las reservas recuperables en esta macolla.

1.4 Alcance

Esta investigación está fundamentada en un estudio de simulación numérica de yacimientos de un sub modelo de la macolla CASA-3 del Campo Huyapari de la FPOHC con algunos pozos vecinos, soportada en pruebas de laboratorio y experiencias de aplicación en campo de la tecnología de inyección a base de surfactantes.

1.5 Limitaciones

Entre estas se encuentran las referidas a la comprensión de las características geológicas del área de estudio, así como también las inherentes a la toma de datos de producción y presión que se le suministraran al simulador, y valores de compresibilidad de la roca, distribución de saturaciones, etc. Los cuales llevan un error asociado. También se puede mencionar las potencialidades de la herramienta de simulación utilizada en el desarrollo ya que el número de celdas, la complejidad del modelo y la velocidad de cómputo, podrían extender el tiempo requerido para la culminación del trabajo especial de grado.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

A continuación se presentan una serie de documentos técnicos relacionados con el trabajo realizado, estos se enfocan principalmente en estudios vinculados a cambios de mojabilidad en yacimientos de crudos pesados y extrapesados por adsorción de asfaltenos, teoría que motivo la invención del surfactante usado en la solución a ser inyectada en este estudio.

- Pedroza m. y otros (1993). “Wettability changes due to the deposition and presence of asphaltenes in crude oil”. Paper SPE 9327.

Varios estudios han demostrado que la precipitación de asfaltenos a nivel del medio poroso conduce a cambios en algunas de sus propiedades, tales como mojabilidad y conductividad hidráulica. Este trabajo muestra los resultados obtenidos en un estudio dirigido a medir el efecto de crudos que contienen asfaltenos y su ocasional precipitación sobre la mojabilidad y permeabilidad de rocas encontradas en yacimientos petrolíferos venezolanos. Fueron utilizados para el estudio fluidos y núcleos provenientes de cinco yacimientos con diferente contenido de asfaltenos, así como también tapones de núcleo de arena de Berea. Las medidas de mojabilidad fueron realizadas usando una variación de método de Amott. De manera similar, se efectuaron mediciones en núcleos en los que la precipitación fue inducida por inyección de n-pentano. La reducción de permeabilidad fue evaluada mediante pruebas de desplazamiento antes y después de inducir la precipitación.

Todos los casos indicaron la presencia de cambios en la mojabilidad. Tales cambios dependen del contenido de asfaltenos en el crudo y la condición de mojabilidad tiende a estar entre intermedia y mojada al petróleo, lo cual no

incrementa durante la precipitación de asfaltenos, ya que el cambio en la mojabilidad probablemente se deba a adsorción.

Las reducciones media del radio hidráulico en pruebas donde la precipitación fue inducida estuvieron en el rango de 93.3% a 47%, los cuales corresponden a valores de retención de asfaltenos de 19% y 3.6%, respectivamente. Estas reducciones dependen de la naturaleza de la roca y de las propiedades del núcleo como permeabilidad, porosidad y distribución del tamaño de poro.

- Kim s. y otros (1990). “The Role of Asphaltene in Wettability Reversal”. Paper SPE 20700.

La mojabilidad es un importante factor en muchos procesos de producción de petróleo. La deposición de asfaltenos puede tener un importante papel en el cambio de mojabilidad. Entre los muchos factores, el elevado peso molecular, las fracciones polares del crudo, incluyendo los asfaltenos, son considerados los principales agentes en la alteración de la mojabilidad.

La comprensión del rol de los asfaltenos en el cambio de mojabilidad en los fluidos del yacimiento sobre superficies sólidas ayudaría a una mejor planificación para un eficiente proceso de recobro. Esto también establecerá el rol de la deposición de asfaltenos en las operaciones de producción de crudos asfálticos, incluyendo los crudos pesados. En este paper se presenta el campo de trabajo para el estudio del complejo rol de los asfaltenos y su deposición en la alteración de la mojabilidad de los fluidos del yacimiento sobre superficies sólidas. Se reportan una variedad de observaciones experimentales que son dadas como soporte del fuerte rol de los asfaltenos en la alteración de la tensión interfacial y la mojabilidad. Es introducida una nueva teoría molecular para la predicción de la mojabilidad y su cambio.

- Kaminsky R. y Radke (1997). "Asphaltenes, Water films and Wettability Reversal". Paper SPE 39087.

Usando una solución de la ecuación de Fick intentaron deducir numéricamente el tiempo de que tardarían las moléculas de asfaltenos en adsorberse en la superficie de la roca mientras existe una película de agua (100 nanómetros o menos) entre la superficie de la roca y el crudo. Los resultados muestran que el tiempo de adsorción es de pocas horas, e incluso para bajas solubilidades, lo que hace este tiempo factible dentro de una escala de laboratorio. Aparentemente, la adsorción de asfaltenos en la superficie de la roca en presencia de una película de agua finita no es lo suficientemente masiva para iniciar una gran alteración de la mojabilidad. Estos investigadores argumentan que un probable origen del cambio de mojabilidad en las rocas de los yacimientos sea la ruptura de la película de agua seguida de una deposición directa del crudo sobre la roca.

- Salazar S. y otros (2011). "Estudio de la interacción fisicoquímica de fracciones polares de crudos pesados y extrapesados en superficie mineral de sílice mediante análisis por RMN, espectrometría infrarroja (IR) y ángulo de contacto utilizando muestras de la Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela".

Este estudio muestra evidencia de la existencia de interacciones fisicoquímicas entre los componentes más polares de crudos pesados provenientes de los Campos Morichal y Cabrutica y una superficie de sílice, a través de análisis cualitativo por resonancia magnética nuclear (RMN) y espectrometría infrarroja IR, el cual soporta experimentalmente algunas teorías de interacción molecular presentadas en algunos trabajos desarrollados por diversos investigadores. El diseño experimental en su primera fase consistió en colocar en un tubo de sílice, agua de formación y muestras de crudo original correspondientes a cada zona para su envejecimiento durante tres semanas. Este tiempo permitió la adsorción de los componentes polares sobre la superficie de sílice, lo cual se pudo

comprobar a través de un análisis cualitativo de RMNH1. Tras la comparación entre el espectro de protones de las fracciones asfálticas patrones aisladas de los crudos y los espectros de las muestras en estudio, se pudo evidenciar señales entre 6-8 ppm generadas por Ha de anillos aromáticos, así como también señales entre 2-3 ppm correspondientes a H α de carbonos en posición alfa al anillo aromático. Estos resultados permitieron señalar e identificar compuestos de tipo asfálticas adsorbidos sobre la superficie de sílice. La segunda fase del experimento consistió en identificar los grupos activos que componen las fracciones asfálticas vinculados con la adsorción sobre el mineral a través de la interpretación de los resultados cualitativos y cuantitativos tales como espectrometría infrarroja y ángulo de contacto. Finalmente se plantea un mecanismo que explica la adsorción de dichos componentes polares sobre mineral de sílice.

- Laura M. (2014). “Factibilidad técnica del uso de INTESURF como método combinado de recuperación mejorada con estimulación en el yacimiento G-8 GF5 del campo Guafita Sur del Distrito Apure”. Memorias de las 1eras. Jornadas Universitarias de Petróleo y Gas 2014.

El uso del INTESURF™ es aplicable cuando la mojabilidad de la roca es preferencialmente al crudo, ya que busca revertir ésta condición. En las pruebas especiales de núcleo (Amott, USBM y Permeabilidad Relativa) se observó resultados no concluyentes en cuanto a la humectabilidad del yacimiento G-8 GF 5, por lo que fue necesario realizar pruebas de laboratorio mediante el método de Ángulo de Contacto, resultando con mayor predominancia humectado al crudo. Para visualizar el efecto de esta tecnología a nivel del yacimiento se utilizó la herramienta de simulación dinámica CMG-STARs enfocando el estudio a un sector del yacimiento, que exhibió mejores índices de oportunidad y considerando el tiempo de cómputo. Los resultados obtenidos de la simulación dinámica muestran un incremento en el factor de recobro del yacimiento, igualmente una disminución en la producción de agua debido al

cambio de mojabilidad de un estado mojado al crudo a mojado al agua, por lo que la aplicación de esta tecnología es una alternativa a considerar no solo en el yacimiento en estudio sino también en yacimientos que presentan una humectabilidad preferencial al crudo y que muestren una producción de agua elevada.

- Collins S. y Melrose J (1983). "Adsorption of asphaltenes and water on reservoir rock minerals". SPE 11800.

Se reporta nueva información relacionada a la adsorción de asfaltenos en los minerales de las rocas de los yacimientos. La información fue obtenida por el contacto de muestras de diferentes tipos de minerales de arcilla, así como de arena sintética de Berea, con soluciones de tolueno de una muestra de asfaltenos. Este material fue recuperado de una acumulación dentro de una tubería en un pozo productor. Esta acumulación fue caracterizada atendiendo principalmente al peso molecular y a la composición elemental. Se determinaron las isothermas de adsorción y se encontró que eran del tipo Langmuir, indicando adsorción en monocapa. Para cada muestra se realizó una medida independiente de superficie areal. Esto permitió estimar el tamaño probable de las partículas de asfaltenos adsorbidas. El efecto del agua en la adsorción de asfaltenos sobre caolinita fue también determinado. Se encontró que la adsorción fue reducida pero no eliminada por la presencia de agua. En estos experimentos fue también pre adsorbida sobre la arcilla o simplemente disuelta en el solvente. La cantidad de agua pre adsorbida corresponde a 30-50 monocapas, indicando la probable formación de puentes líquidos de agua entre las partículas de arcilla. Fueron obtenidos estimados para la magnitud de los ángulos de contacto microscópicos de tolueno/agua, los cuales caracterizan estos puentes líquidos.

- Dean K. y McAtee J. (1984). “Asphaltenes and water adsorption on clay”. SPE 13403.

Medidas de adsorción de asfaltenos con caolín bien cristalizado, caolín pobremente cristalizado y montmorillonita bajo condiciones anhidridas y la presencia de agua mostraron que la adsorción variaba dependiendo de las propiedades de la arcilla, la cantidad de agua y las soluciones de agua y asfaltenos. La presencia de agua pre adsorbida sobre las arcillas reducía la adsorción de asfaltenos. Los experimentos de adsorción hechos a elevadas temperaturas no alteraron substancialmente la data de adsorción.

- Ramos B. (2003). “Estudio de la mojabilidad y ángulo de contacto en sistema Solido/Crudo/Fluido”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.

En este estudio se aplicó la teoría DLVO (nombrada así por Boris Derjaguin and Lev Landau, Evert Verwey and Theodoor Overbeek), sobre estabilidad de dispersiones coloidales, se para predecir el valor del ángulo de contacto de sistemas crudo / sólido / fluido considerando tres crudos venezolanos, de diferente densidad y composición química; tres sólidos, característicos de formaciones minerales, y fases acuosas de diferente pH y salinidad.

Para las interacciones del tipo de van de Waals, se observó su efecto de corto alcance las fuerzas de repulsión electrostáticas, que se oponen al efecto desestabilizador de las fuerzas atractivas de dispersión, tienen un alcance mayor. Se obtuvieron ángulos de contacto, en correspondencia con los datos experimentales reportados en la literatura, a presiones capilares altas.

En la mayoría de los sistemas involucrados en el estudio se observó que los ángulos de contacto, correspondientes a películas gruesas, son representativos de una condición de mojado al agua, en el caso de películas delgadas, a un valor más elevado de la presión capilar, se obtuvieron ángulos de contacto característicos de una condición de mojabilidad al crudo. Este resultado

también evidencia el efecto desestabilizador que ejerce la presión capilar sobre las películas acuosas.

Se observó una correlación lineal entre el logaritmo neperiano de los ángulos de contacto obtenido teóricamente y el de la presión capilar. Los resultados obtenidos indican que la mojabilidad de los sistemas Crudo / sólido / fluido depende de variables como el pH y la salinidad del medio acuoso y el potencial superficial. Estos parámetros regulan las fuerzas de superficie que mantienen alejadas las interfaces sólido / agua y agua / crudo, manteniendo la integridad de la película acuosa que moja a la superficie del sólido.

- Manrique P. y otros (2012). “Formulation and method of use for exploitation of heavy and extra heavy oil wells”. Patente USA.

Un método combinado de inyección y producción que incluye los pasos de: establecer un pozo productor y un pozo inyector en una formación productora de hidrocarburos; introducir una mezcla de surfactantes, un co-surfactante y llevar el fluido hacia cada pozo productor e inyector, así esta mezcla fluirá dentro del medio poroso, rodeando los pozos productores e inyectores; mantener la mezcla en el medio poroso alrededor de los pozos productores en presencia de agua durante un periodo de tiempo suficiente para formar una película de agua sobre la superficie del medio poroso alrededor de los pozos productores; e inyectar el fluido usando los pozos inyectores mientras se produce por los pozos productores, donde los hidrocarburos fluirán del medio poroso alrededor del pozo inyector hacia el pozo productor.

- Anderson W. (1986). “Wettability Literature Survey—Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability”. SPE 13932.

La mojabilidad es un factor de gran relevancia ya que controla en gran medida la ubicación, el flujo y la distribución de fluidos en el yacimiento. La mojabilidad de un núcleo afectara casi todos los tipos de análisis de núcleo,

incluyendo presión capilar, permeabilidad relativa, pruebas de desplazamiento, propiedades eléctricas, y recuperación terciaria simulada. Los resultados más precisos son obtenidos cuando núcleos en sus estados originales o restaurados son probados con crudo original y salmuera a temperatura y presión de yacimiento. Tales condiciones proporcionan núcleos que tienen la misma mojabilidad que la del yacimiento.

La humectabilidad de una roca mojada al agua puede ser alterada por la adsorción de compuestos polares y/o la deposición de material orgánico que estaba originalmente en el crudo. El grado de alteración es determinado por la interacción de los constituyentes del crudo, la superficie mineral, y la salmuera. Son discutidos los procedimientos para la obtención de un estado original, limpiado, y un estado restaurado en los núcleos, así como los efectos de la toma de muestras, la preservación, y las condiciones experimentales sobre la mojabilidad. También son chequeados métodos para controlar artificialmente la mojabilidad durante experimentos de laboratorio.

- Suzzarini X. (2009). “Evaluation of Stimulation Treatments Based on Wettability Reversal”. The Robert Gordon University.

Los compuestos polares de los crudos pesados tienden a alterar la mojabilidad de superficies clásticas. Esta alteración afecta la productividad a través del incremento, de la ya brusca, caída de presión en la cara del pozo. El cambio puede ser revertido mediante químicos usados como tratamientos de estimulación. Tres muestras de químicos son evaluadas por medidas de ángulo de contacto y pruebas de detergencia. Primero las superficies clásticas son envejecidas en crudo proveniente de la Faja Petrolífera del Orinoco para alcanzar la alteración de mojabilidad. Este procedimiento fue monitoreado por medidas de ángulo de contacto, mostrando un cambio rápido al principio y luego una evolución más lenta, volviéndose estable al final. De las pruebas de detergencia se pueden observar cambios en el ángulo de contacto y liberación de petróleo en el caso del primer tratamiento. Finalmente las superficies fueron

re expuestas al crudo y la duración del tratamiento es determinada. El primer tratamiento muestra el mejor desempeño manteniendo más áreas limpias de las superficies por mayores periodos de tiempo. Los efectos de equilibrio y temperatura son resaltados como puntos clave en la evaluación de tratamientos de estimulación.

2.2 Problemas asociados a la producción de crudos pesados y extrapesados

Durante la explotación de crudos pesados y extrapesados es necesario lidiar con inconvenientes que no suelen ser tan desafiantes como con los crudos medianos y livianos, debido a que los estos exhiben características que dificultan su extracción y manejo en superficie, algunas de estas son:

- Alta viscosidad: la movilidad de los crudos pesados es muy reducida, principalmente debido a las altas viscosidades, esto ocasiona bajas productividad en la recuperación primaria, y esto sumado a las bajas presiones que generalmente presentan estos yacimientos hace necesario el uso de mecanismos de levantamiento artificial y mecanismos secundarios de explotación para llevar el crudo a superficie y luego el uso de otros métodos para darle la movilidad en la línea de producción.
- Región de movilidad adversa: debido a la alta movilidad que posee el agua dentro del yacimiento en comparación al crudo pesado y extra pesado, esta tiende a irrumpir fácilmente y producirse en los pozos, aumentando los cortes de agua, que a su vez trae como consecuencia la necesidad de construir facilidades de superficies más robustas para el manejo del agua de producción, aumentando así los costos operacionales y dificultando el recobro en el yacimiento.
- Baja producción: aun utilizando arreglos en forma de macollas y sistemas de levantamiento artificial sofisticados como bombas de cavidad progresiva, las tasas de producción en yacimientos de crudos

pesados suelen ser bajas, por lo que resulta común el uso de recuperación secundaria y/o terciaria para obtener aumentos en la producción, lo que no solo supone importantes inversiones, sino también riesgos ambientales asociados a algunos tipos de tecnologías.

Los métodos térmicos muchas veces cumplen su objetivo de aumentar la producción de petróleo mediante una reducción de la viscosidad, pero desde el punto de vista ambiental estos métodos generalmente desencadenan una serie de efectos dañinos para el medio ambiente.

Algunos de los problemas ocasionados por la aplicación de métodos térmicos, en especial la inyección de vapor, son:

- La acuatermólisis, que trae como posible consecuencia un aumento de la generación de H_2S (Sulfuro de hidrogeno).
- El aumento en la concentración de NORM (Naturally Originated Radiactive Materials) en los fluidos extraídos y en las escamas depositadas en el interior del estator de las bombas así como en toda la línea de producción.
- Aumentos en los cortes de agua, que crea la necesidad de manejar mayores volúmenes de agua de producción, lo cual tiene un costo asociado importante.

A continuación se explicará con más detalle los puntos mencionados anteriormente.

2.3 Acuatermólisis

Uno de los principales inconvenientes asociados con la inyección de vapor en yacimientos de crudo pesado y extra pesado es la generación de grandes cantidades de sulfuro de hidrógeno. Debido a sus propiedades químicas el sulfuro de hidrógeno representa un serio problema para la salud de los trabajadores, así como también para el medio ambiente y las facilidades de superficie.

Estas reacciones compiten e influyen la viscosidad de los crudos pesados en direcciones opuestas. Una vez las especies reactivas son generadas por la ruptura aquatermolítica de las estructuras sensitivas de los diversos enlaces C-S (Carbono-Azufre), pueden polimerizar y aumentar la viscosidad, o iniciar una serie de reacciones consecutivas que resultan en la generación de productos que pueden reducir la viscosidad. (Velázquez, 2012).

Diversas hipótesis fueron desarrolladas para explicar la aparición de este gas, pero en la actualidad se considera que la más acertada es la propuesta por Hyne et al. (1982) donde el vapor de agua además de actuar como un agente de transporte de calor, reacciona químicamente con los distintos compuestos presentes en el crudo. Este fenómeno es denominado acuatermolisis (Piñango, 2015).

Varios trabajos se han centrado en estudiar en detalle los cambios composicionales que tienen lugar en el crudo al ser sometidos a vapor caliente. Brons y Siskin (1994), estudiaron los cambios ocurridos en muestras de crudo de Cold Lake (Canadá) al ser sometidas a temperaturas de 250 °C en presencia de agua por periodos de hasta 70 días, y observaron que la concentración de asfaltenos disminuía a lo largo del tiempo y se generaban algunos volátiles en el proceso. Hongfu *et al.* (2002) obtuvieron resultados similares a los obtenidos por Brons y Siskin (1994) para muestras de crudo pesado provenientes de Liaohe (China), las cuales fueron sometidas a temperaturas de 240°C; además de la disminución en el contenido de asfaltenos encontraron que las resinas también disminuían a lo largo del tiempo, mientras que la concentración de saturados y aromáticos aumentaba. Adicionalmente, determinaron que gases como H₂S, CO₂, H₂, e hidrocarburos livianos de C₂ a C₇ fueron generados, y que heteroátomos como O y S disminuían en el crudo. En trabajos más recientes como el de López *et al.* (2011) se obtuvieron resultados que siguen una tendencia similar a la descrita anteriormente para crudos pesados de Venezuela.

Basado en el estudio de Clark *et al.* (1983), Katritzky *et al.* (1991) realizaron una investigación similar en donde estudiaron nueve compuestos distintos bajo temperaturas de 250 y 300°C en periodos de 3 a 5 días. Concluyeron que el sulfuro de hidrógeno es generado de manera directa por los tioles y de manera indirecta por los sulfuros y disulfuros. Adicionalmente, observaron que un aumento en la temperatura significaba una mayor generación del sulfuro de hidrógeno y que las arcillas tienen un efecto catalítico en la producción de este gas.

Para la Agency for Toxic Substances and Disease Registry (ATSDR, 2014), el sulfuro de hidrógeno es un gas potencialmente peligroso para la salud humana y su efecto va a depender de factores como la concentración del mismo y el tiempo de exposición. Los efectos respiratorios, oculares y neurológicos son los más importantes frente a una exposición. La tabla 1 presenta los principales efectos en la salud de las personas al estar expuestas a diferentes concentraciones del gas (Piñango 2015).

Tabla 1. Efectos a la salud del sulfuro de hidrógeno para distintas concentraciones
Tomado de Piñango (2015)

Concentración (mg/m3)	Efecto
0,011	Umbral de detección de olor.
2,8	Constricción en los bronquios de individuos asmáticos
5,0	Molestia en los ojos
28	Fatiga, pérdida del apetito, dolores de cabeza, irritabilidad, perdida de la memoria y mareos
>140	Fatiga, pérdida del apetito, dolores de cabeza, irritabilidad, perdida de la memoria y mareos
>560	Fatiga, pérdida del apetito, dolores de cabeza, irritabilidad, perdida de la memoria y mareos
>560	Muerte

2.4 Disposición de aguas de producción

Dentro de la industria de producción de petróleo y gas hay un creciente interés en la descarga de aguas de producción hacia el ambiente. Esto es, principalmente, debido a la carencia de métodos aceptados universalmente incluso en cómo medir el petróleo dentro del agua, que, en casos extremos, arrojan resultados que varían en varios órdenes de magnitud dependiendo del método usado. En el futuro, esto será muy necesario para demostrar que no solo es aceptable el contenido de petróleo en el agua sino también que el agua no es tóxica. Esta toxicidad puede aumentar por hidrocarburos disueltos, tales como benceno, metales pesados e incluso elementos radiactivos (Allen y Robinson 1993).

Resulta algo confusa la falta de consenso sobre tópicos como la calidad de descarga, imposiciones legislativas, argumentos sobre qué constituye un peligro ambiental, diferentes técnicas de monitoreo tanto para contaminantes como para medir su impacto sobre el ambiente, y las diferentes capacidades de varias muestras de agua de recibir contaminantes (Allen y Robinson 1993).

Los riesgos ambientales potenciales aplican no solo a operaciones costa afuera sino también a operaciones en tierra y aumentan en varios aspectos de estas, por ejemplo, exploración, perforación, transporte y refinación. Las operaciones de producción podrían ser consideradas como una comparativamente menor proporción de la entrada al ambiente de hidrocarburos provenientes del petróleo, como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Entradas promedio de petróleo en el agua marina de Inglaterra y Gales
(Toneladas/Año)

Extraído de Allen y Robinson (1993)

Fuente	Cantidad	%
Ríos	500	53.14
Perdidas accidentales en transporte	150	15.94
Refinerías	110	11.70
Descargas de aguas contaminadas	80	8.50
Descargas de lodos de perforación	50	5.31
Ripios de dragado	28	2.79
Producción de petróleo costa afuera	17	1.97
Terminales costa afuera	6	0.65
Total	941	100

Mientras que las operaciones de producción y descarga de agua producida podrían ser solo un pequeño porcentaje de toda la escala de contaminación, las cantidades actuales envueltas son enormes, especialmente sobre una escala localizada. Por ejemplo, el pico proyectado para cuatro plataformas en el mar del norte fue de 16 millones de toneladas de agua anualmente. No solo podría haber un gran volumen de agua para disponer, sino también el volumen podría estar en constante crecimiento. La producción de Omán para 1991 fue de aproximadamente 100.000 metros cúbicos por día de petróleo, 13 millones metros cúbicos por día de gas natural, con 140.000 metros cúbicos por día de agua coproducida asociado a un corte de agua debajo del 60 %. Este corte de agua se proyectó que alcanzaría un 80 % para el año 2000 (Allen y Robinson 1993).

Desde aquí puede ser concluido que, las aguas producidas son un potencial peligro ambiental cuando su disposición final no está bien regulada, y su peligrosidad podría estar presente en grandes y crecientes cantidades tanto en tierra como en agua. Hay diversas opiniones sobre el efecto ambiental del agua producida. Esto podría ser debido a que el impacto ambiental actualmente varía de lugar a lugar (Allen y Robinson 1993).

Para ser capaces de cuantificar la extensión de problemas potenciales, se vuelve esencial caracterizar los componentes dentro del agua producida que podrían ser ambientalmente peligrosos. Esos podrían ser numerosos y variados partiendo que la composición del agua producida podría diferir enormemente de un lugar a otro (Allen y Robinson 1993).

El agua producida es básicamente agua de formación separada del petróleo y el gas. Esto podría abarcar el agua original de la roca (o connata) o una mezcla de esta agua con el agua inyectada provenientes de programas de inyección de agua. Esta también podría contener fluidos de desecho de otros procesos de superficie (por ejemplo la desalinización), y químicos usados durante el manejo de crudo deshidratado (como demulsificantes, inhibidores de corrosión, antiespumantes, etc.). El agua de superficie que percola podría también ser incluida. Cambios en la presión cuando los fluidos llegan a condiciones de superficie, o si vienen junto con otras aguas, podría resultar en precipitación/deposición de escamas, que en algunos casos podrían ser radiactivas. Productos corrosivos, bacterias y granos de la formación podrían también estar presentes junto con el petróleo y gases disueltos en esta (Allen y Robinson 1993).

2.5 Toxicidad y consideraciones ambientales

Efectos tóxicos o dañinos podrían derivar de los numerosos componentes en las aguas producidas y podrían ser divididas en seis grupos:

- El efecto de alta salinidad
- La influencia de metales pesados
- Toxicidad causada por materiales orgánicos solubles
- La influencia de materiales orgánicos insolubles
- Toxicidad de químicos del campo
- Radiactividad

La forma en que estos efectos impactan sobre el ambiente depende mucho de las características del ambiente dentro del cual el agua es descargada. Posibles efectos perjudiciales incluyen contaminación marina, contaminación de ríos, contaminación de lagos, contaminación de acuíferos, daño de suelos, y daño de flora y fauna acuática. Los efectos de salinidad son los que más severamente impactan sobre aguas dulces como ríos, lagos o acuíferos los cuales tienen usos agrícolas o de consumo humano. La severidad del impacto podría ser determinado comparando con el criterio apropiado de calidad de agua para la agricultura y consumo humano. Por propósitos de conformidad, riesgo o evaluación de daños, la influencia de dilución podría ser tomada en consideración (Allen y Robinson 1993).

El punto final sobre esta breve reseña de peligros en el manejo o disposición del agua producida es la radiactividad asociada comúnmente con la formación de escamas. Referido a los materiales radiactivos de ocurrencia natural (Naturally Originated Radiactive Materials, NORM) o escamas de baja actividad específica (Low Specific Activity, LSA), dos isotopos de radio (Ra-226 y Ra-228) son los radionucleidos que más preocupan en el agua producida en términos de efectos potenciales a la salud humana (Allen y Robinson 1993).

Algunos autores señalan que las escamas no generan problemas de impacto ambiental, sin embargo, desde que se conoce que los NORM pueden darse desigualmente distribuidos en la naturaleza, es importante recalcar que esta conclusión debería ser referida a casos específicos, y es considerado pertinente estudiar cada caso en su propio ámbito. Los NORM, como cualquier otro material potencialmente peligroso en la industria petrolera pueden ser manejados de una manera segura e inteligente, con sentido común y prácticas de trabajo estándar. El manejo y disposición de los NORM representan un costo importante dentro de las operaciones de tratamiento de desechos de producción, este costo está en el rango de 150 a 300 \$/bbl (Puder 2007).

La aparición de los NORM es natural, pero con el uso de métodos térmicos la solubilidad del agua tiende a aumentar, por lo que tiende a solubilizar una

mayor cantidad de isotopos de Radio. Esto trae como consecuencia una mayor cantidad de isotopos radiactivos en el agua de producción, y por consiguiente podría aumentar el riesgo de exposición nociva a lo largo de toda la línea de producción.

2.6 Opciones para disponer del agua producida

2.6.1 Disposición en tierra

Se ha practicado extensivamente en áreas que incluyen Suramérica e Indonesia donde el resultado fue, inevitablemente, hectáreas de tierras dañadas. En adición, son posibles daños a los suelos y contaminación de corrientes de agua o acuíferos subterráneos someros.

Una vez la tierra y los acuíferos son contaminados, el tratamiento remedial se dificulta. En Holanda Aardolie Maatschappij en 1991, realizó un complejo programa remedial sobre suelos y ríos en un área de aproximadamente 400.000 m^2 localizada en Sappemer, Holanda, la cual involucraba tratamientos de vacunación, limpieza de aire y tratamientos biológicos (Vetkamp y Mathijssen 1993).

2.6.2 Evaporación

Las fosas de evaporación podrían ser categorizadas como disposición en tierra, ellas podrían, por supuesto ser forradas, pero una limitación mayor es que una falla del forro podría resultar en contaminación de suelos y acuíferos o efectos de propagación. Incluso en climas calientes, los grandes volúmenes de agua a ser manejada podrían ser un problema, especialmente en periodos de invierno. Los sistemas de evaporación comercial tienden a ser costosos con un alto consumo de energía, y son solo aplicables a situaciones de bajos volúmenes.

La evaporación de aguas producidas se ha realizado en Pakistán y Egipto donde se involucran pequeñas cantidades. Esto también ha sido estudiado por al

menos dos de los mayores operadores del Mar del Norte. Mientras se trata la posibilidad de eliminar de la contaminación de mares, tierras o aguas subterráneas, también requiere mayor atención la contaminación del aire debida a sal finamente pulverizada, posiblemente radiactiva o a la presencia de metales pesados (Allen y Robinson 1993).

2.6.3 Descarga hacia ríos

Esto es practicado, por ejemplo, en el este de África, Indonesia, Estados Unidos y Pakistán. Tanto la composición del agua producida como la capacidad de los ríos de proveer una dilución adecuada son consideraciones críticas para tal opción. En Pakistán hay una tendencia a la reinyección de agua producida en las operaciones petroleras. En Estados Unidos, sin embargo, la descarga en aguas superficiales es permitida en Wyoming, con un monitoreo eficiente con lo establecido en sus leyes. Micro-invertebrados bentónicos se encuentran normalmente ausentes en los puntos de descarga, a pesar de que poblaciones reproductivas usualmente se encuentran corriente abajo y en zonas mezcladas (Mancini y Stilwell 1992).

2.6.4 Aplicaciones potables

Las aguas de producción de distintas partes del mundo poseen distintos niveles de potencial como fuente de aguas potables basándose solo en el análisis de concentración de especies iónicas. Sin embargo, la posible presencia de hidrocarburos insolubles y disueltos así como de metales de transición, complica enormemente las opciones de tratamiento.

Después de lo expuesto anteriormente, el proceso deseado para el tratamiento de aguas producidas debería involucrar, una profunda separación primaria agua-petróleo, filtración, osmosis reversa, filtros de carbón activado y desinfección, lo cual es considerado muy costoso (Allen y Robinson 1993).

2.6.5 Descargas marinas

Hasta hace muy poco, los campos en costa afuera, han descargado sus aguas producidas en el mar, generalmente debido a su aparentemente menor costo de disposición en comparación a la inyección subterránea. En el Mar del Norte, el agua ha tenido que cumplir ciertas regulaciones sobre el contenido de petróleo en agua, usualmente considerado como una especificación de 40 mg/L, aunque no siempre es tan simple. En otras áreas del mundo son establecidos diferentes criterios para el petróleo en agua, variando de cero en el Mar de Tasmania, cerca de Nueva Zelanda y cerca de la línea de costa en California, 5 mg/L costa afuera en Omán, sin límites gubernamentales claramente definidos en algunas áreas, (aunque las compañías operadoras petroleras podrían tener sus propias regulaciones).

Esencialmente, algunos de estos criterios han sido derivados científicamente y han sido impuestos generalmente por razones cosméticas, para evitar un brillo aceitoso sobre el agua. El efecto sobre el ambiente podría nunca haber sido establecido rigurosamente, aunque algunas compañías petroleras responsables están llevando a cabo detalladas auditorías ambientales.

Las descargas hacia un ambiente costa afuera sigue siendo un tema polémico, con informes sobre el impacto medioambiental que muestran gran variación. Además, un nuevo argumento ha sido que el agua producida descargada de las plataformas de producción petrolera pueden no tener efectos adversos sobre el agua receptora o en el medio acuático circundante especialmente considerando que aproximadamente 250.000 toneladas de hidrocarburos de petróleo entran ambiente marino cada año a partir de fuentes naturales. Una vez más, mientras esto puede ser aplicable a algunos lugares, esta referencia particular se considera que la referencia es excesivamente generalizada, indicando la paridad entre, por ejemplo, el Golfo Árabe, Mar del Norte, Mar Mediterráneo y Lago de Maracaibo. El argumento no considera la posible sobrecarga existente por filtración natural o la influencia de otras descargas, es decir, la influencia de las descargas marinas debe evaluarse de manera individual (Stephenson 1992).

2.6.6 Disposición o inyección subterránea

Con la disposición subterránea, muchos potenciales riesgos ambientales son eliminados inmediatamente. El objetivo puede ser la disposición pura, como en pozos de disposición, o tener un beneficio adicional como recuperación secundaria por mantenimiento de presión o barrido de volumen de poro. Los pozos de disposición son diferentes a los de mantenimiento de presión o pozos de inyección de agua en que por lo general los pozos de disposición están en profundidades más someras, por lo tanto son más baratos. Más significativamente, suelen estar en rocas altamente permeables, a menudo en zonas fracturadas o de alta pérdida de circulación. Esencialmente, son capaces de tomar agua muy sucia sin bloqueo. Sin embargo, los pozos se taponan y requieren un workover o una re-entrada. La tasa de taponamiento y, por lo tanto, el costo operacional del tratamiento remedial, es dependiente tanto de las propiedades de la roca como de los sólidos suspendidos y del contenido de petróleo en agua (Allen y Robinson 1993).

Si se va a re-inyectar agua para recuperación secundaria, los escenarios de reinyección parecerían ser:

- a) Fractura de la zona de inyección para generar una área más grande de la cara de roca para que más agua producida no tratada puede ser inyectada que en un pozo perforado convencionalmente.
- b) Limpiar físicamente y tratar químicamente agua para una mayor calidad - similar a los estándares de inyección para el agua de mar, para evitar el bloqueo de pozos.
- c) Compromiso en a y b, es decir, limpiar el agua producida hasta un “grado razonable” entonces limpiar periódicamente los pozos de inyección mediante workover y/o productos químicos.

A pesar de las obvias ventajas, en términos ambientales de la disposición subterránea, las consideraciones para el medio ambiente no se eliminan. Los riesgos todavía surgen en el transporte y durante la inyección. Existen

regulaciones en algunos países, por ejemplo, Canadá y Países Bajos, que tienen en cuenta tanto la integridad de las formaciones y de los pozos así como la posibilidad de contaminación debida al escape de agua de la zona receptora propuesta. Los problemas potenciales son resumidos a continuación.

- Un proyecto particular ha tomado grandes cantidades de agua producida por varios años sin bloqueo, el pozo continúa operando con presión cero en cabezal de pozo debido a fracturas naturales y porosidad secundaria en una zona de carbonatos. Desafortunadamente, esta zona es también un acuífero desde donde se suministra agua potable a una planta de ósmosis inversa y el agua de la fuente está contaminada con petróleo a pesar de estar a 15 Km de distancia del pozo de disposición.
- En otro proyecto, el agua producida irrumpió pasando de una zona de disposición a un túnel de una mina abandonada y desde allí hacia un acuífero de agua dulce.
- Se dice que otro pozo de disposición ha sido fracturado desde 1.800 metros de profundidad y la fractura conecta hasta la superficie, con agua producida saliendo del suelo unos 400 metros de distancia del cabezal del pozo.

Dependiendo de la opción de disposición seleccionada, los procesos de tratamiento variarán en consecuencia, así como sus costos potenciales (Allen y Robinson 1993). Estos aspectos se discuten a continuación.

2.7 Técnicas para incrementar la recuperación de petróleo

Las técnicas para incrementar la recuperación de petróleo son todas aquellas que consideren cambios del plan de explotación original que logren mejorar e incrementar de cualquier forma la explotación del yacimiento y aumentar el factor de recobro del mismo.

Las principales técnicas para mejorar la recuperación de petróleo e incrementar el recobro de petróleo pesado o extra-pesado, que han sido empleadas en los últimos años a nivel mundial, se resumen en aquéllas que se dedican a la

modificación de las propiedades de los fluidos del yacimiento, con el objetivo de controlar y mejorar la relación de movilidades agua-petróleo y aquellas técnicas a nivel de pozo, es decir, configuraciones o instalaciones capaces de lograr recuperar esas reservas sin realizar modificaciones a los fluidos del yacimiento.

2.7.1 Técnicas para incrementar la recuperación de petróleo secundaria y terciaria

Entre las más comunes se encuentran los métodos de recuperación mejorada de petróleo (“Enhanced Oil Recovery”, EOR). Este término agrupa todos aquellos métodos que al modificar las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento, logren recuperar mayor cantidad de crudo y realicen un drenaje más efectivo que por recuperación primaria o por simple inyección de agua al yacimiento. Pueden enfocarse a mejorar tanto los métodos de recuperación secundaria como de terciaria.

La manera más sencilla de clasificar algunos de estos métodos es con base a la aplicación de calor en sus procesos, es decir, en dos grandes grupos: térmicos y no térmicos. Los térmicos se emplean generalmente en crudos pesados y extrapesados, mientras que los no térmicos generalmente pueden utilizarse en crudos livianos y en algunos casos, después de pruebas de laboratorio y estudios profundos, en crudos pesados o extra-pesados. Las características del fluido y la geología de los yacimientos pueden determinar cuál método es el adecuado, aun cuando los conocimientos fundamentales puedan descartarlos (Paris de Ferrer, 2001). En el siguiente esquema muestra una clasificación de los métodos de recuperación mejorada más usados para la explotación de crudos pesados y extrapesados.

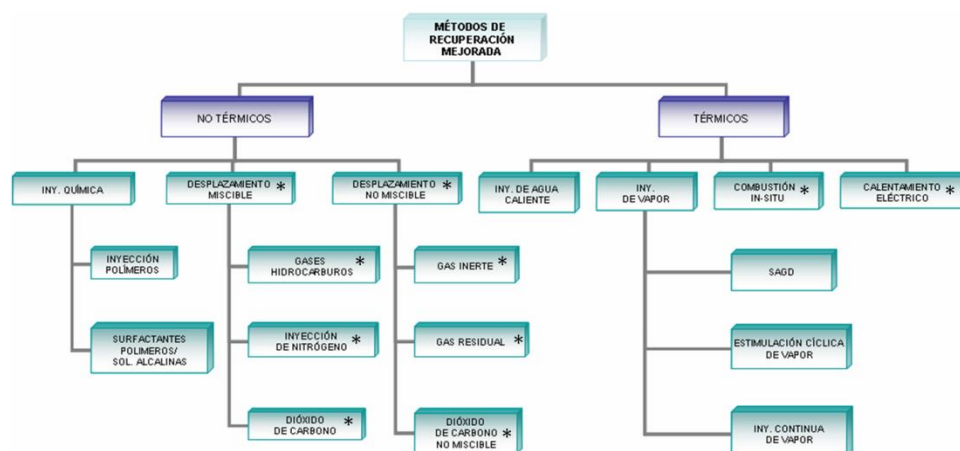


Figura 1. Esquema de los métodos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH)

En el presente trabajo se centrará en aquellos métodos de recuperación mejorada que involucren de alguna manera el uso del agua para aumentar la producción de crudos pesados, y no se entrará en detalle con aquellos que no cumplan con este requisito.

2.7.1.1 Métodos térmicos de recuperación mejorada térmicos

Se ha enfocado tradicionalmente a yacimientos de crudos viscosos pesados y extra-pesados. El calor produce una reducción de la viscosidad del petróleo, permitiendo no sólo que el petróleo fluya más fácil, sino que también resulte una razón de movilidad más favorable, logrando mejorar la eficiencia del desplazamiento y de la extracción. Gran parte de las reservas de estos tipos de crudos en Venezuela han sido recuperadas inicialmente a través de producción no térmica (alrededor de 5%).

2.7.1.1.1 Inyección alterna de vapor (IAV)

Esta tecnología emplea un solo pozo para inyectar el vapor y producir el crudo. Cada ciclo está formado por tres períodos: inyección, remojo y producción y el inicio de cada ciclo está dictado por la declinación de la tasa de producción. Este método se ha complementado con la inyección de solventes líquidos

(hidrocarburos C5+) dando origen a la tecnología de adición de líquidos al vapor para mejorar el recobro (“Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery”, LASER), que ha sido evaluada por “Alberta Research Council” de Canadá y ha sido ejecutada en el campo “Cold Lake” en Canadá dando resultados exitosos (Nasr y Ayodele 2006). Como se puede observar en la siguiente figura, el cada ciclo se inicia con una fase de inyección, sigue con una fase de remojo, y finaliza con una fase de producción.

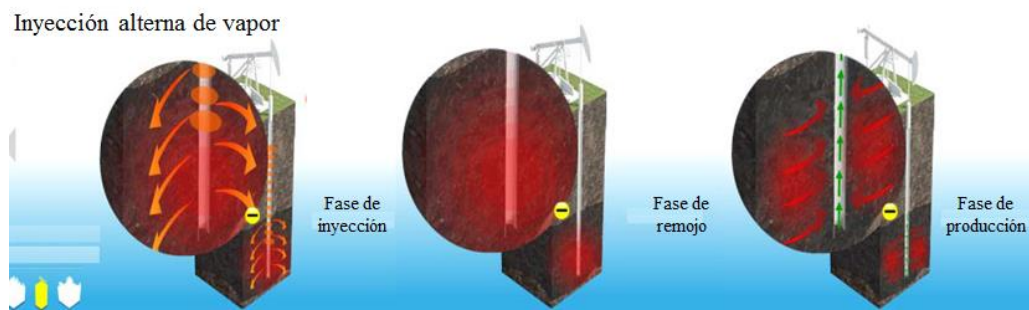


Figura 2. Inyección alterna de vapor
(Guerra 2007)

2.7.1.1.2 Inyección continua de vapor (ICV)

Esta tecnología consiste en la inyección de vapor en el yacimiento a través de un pozo inyector de manera continua para aumentar la temperatura del mismo y así poder disminuir tanto la viscosidad como la densidad del crudo y consecuentemente, mejorar su movilidad hacia el pozo productor. En la siguiente figura se muestra un ejemplo de este proceso.

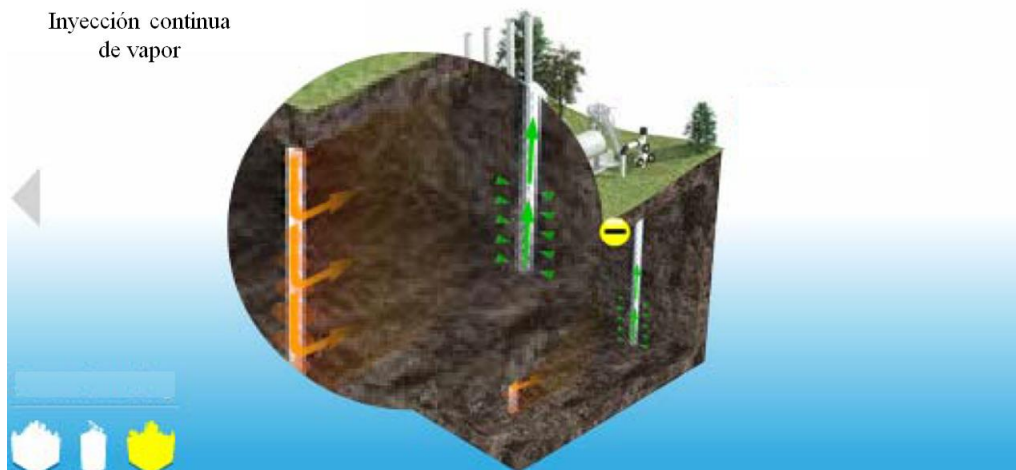


Figura 3. Inyección continua de vapor
(Guerra 2007)

La combinación de las técnicas IAV e ICV, incorporando pozos horizontales, ha dado origen a la Inyección Continua de Vapor de Forma Alterna entre Pozos Horizontales (HASD). Este mecanismo consta de 2 pozos horizontales paralelos uno al lado del otro, en el cual se alterna la inyección y la producción por un largo período (Guerra 2007).

2.7.1.1.3 Drenaje gravitacional asistido con vapor (Steam Assisted Gravity Drainage, SAGD)

Esta técnica consiste en pares de pozos horizontales, en paralelo, uno sobre el otro. El productor se ubica en la base de la zona productora y el inyector a cierta distancia por encima del productor. El vapor es inyectado continuamente dentro del yacimiento, creando una cámara de vapor que hace que tanto el crudo caliente como el vapor condensado, sea drenado por gravedad al pozo productor. Este proceso es resumido en la siguiente figura.

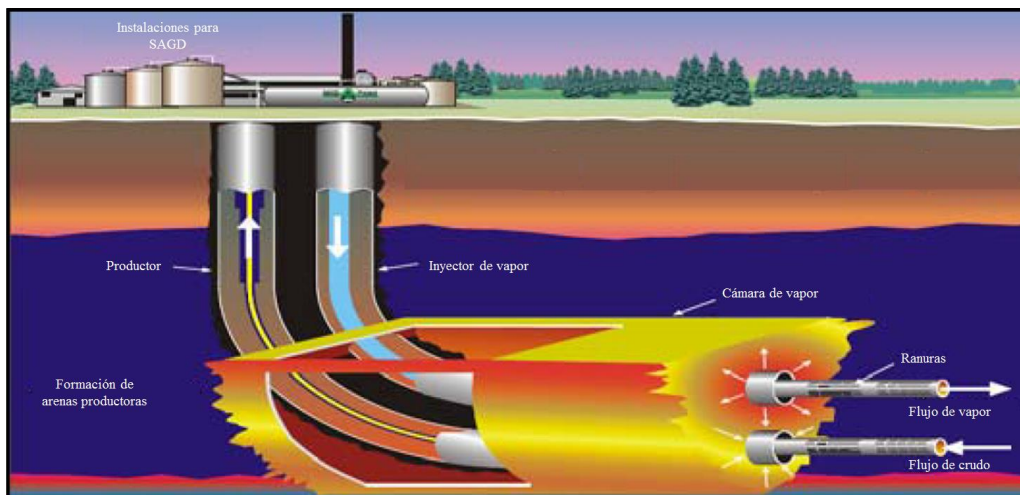


Figura 4. Método SAGD
(Guerra 2007)

Esta técnica se ha combinado con solventes dando origen al método “Expanding Solvent-SAGD, ES -SAGD”, en donde son inyectadas bajas concentraciones de solventes (hidrocarburos livianos), que puedan disminuir la densidad del petróleo y en conjunto con el vapor, reducir su viscosidad. (Dusseault 2002)

2.7.1.2 Métodos de recuperación mejorada no térmicos

Son aquéllos que involucran la inyección de sustancias especiales tales como polímeros, surfactantes, emulsiones y combinaciones de ellos, para modificar las propiedades de los fluidos del yacimiento y así mejorar la relación de movilidades y la eficiencia de barrido del petróleo hacia el pozo productor. De la información analizada, se observa que los sistemas químicos aplicables a crudos livianos pueden ser adaptados a crudos pesados y extrapesados, el reto lo constituye el aspecto económico (cantidad y concentración necesaria de químicos para aumentar el recobro) (Rojas 2004).

2.7.1.2.1 Inyección de polímeros

Es un método de recuperación mejorada que aumenta la eficiencia de barrido del agua inyectada, basándose en el aumento de la viscosidad de la misma y en la disminución de la relación de movilidades agua-petróleo. El efecto de los polímeros es disminuir la permeabilidad relativa al agua y aumentar la relativa al petróleo, para poder modificar la curva de flujo fraccional y mejorar el barrido de petróleo.

Existen ciertos parámetros que influyen notablemente en la eficiencia y rentabilidad de este método como lo es la adsorción de los polímeros por la roca, la cantidad de polímeros para lograr la reducción de la relación de las movilidades, la degradación de los mismos a altas temperaturas y la inyectividad de las arenas.

2.7.1.2.2 Inyección de soluciones surfactantes/polímeros

Este método consiste en inyectar sucesivamente diferentes fluidos. Cada inyección de un fluido diferente se llama "tapón" (en inglés *slug* – babosa – para indicar que se mueve lentamente como un bloque). En tal sucesión de tapones cada uno debe idealmente desplazarse en flujo tipo pistón, es decir que cada nuevo fluido debe empujar el fluido que lo antecede.

En la siguiente figura indica los diferentes tapones existentes entre el pozo inyector y un pozo productor, en el medio de tal proceso. Los números corresponden a estados del yacimiento antes, durante y después del pase del tapón de surfactante (Salagel 2005).

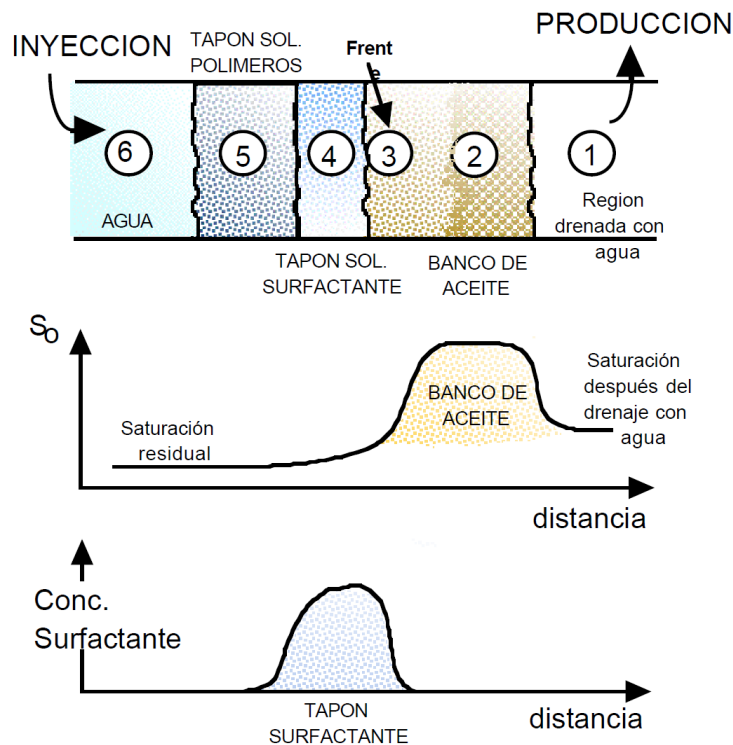


Figura 5. Diferentes estados del yacimiento durante un proceso de recuperación mejorada con surfactante/polímero
(Salagel 1992)

1. Es la zona que corresponde al estado inicial del yacimiento después del drenaje con agua. La saturación de petróleo es típicamente 30%, apenas un poco superior a S_{or} (saturación de petróleo residual). Se puede decir que el aceite se encuentra en forma de glóbulos desconectados atrapados en los poros por fuerzas capilares.
2. Esta zona corresponde al banco de petróleo, es decir a un estado en el cual ambos fluidos presentan continuidad. En esta zona se produce un flujo difásico. La saturación de petróleo es notablemente más alta que en la zona (1) y esto se debe a que el tapón de surfactante (3) está empujando hacia adelante una cierta cantidad de petróleo movilizado. Este petróleo coalesce con el petróleo atrapado y aumenta la saturación. Cuando el banco de petróleo alcanza el pozo productor, empieza la

recuperación mejorada de aceite. Si el método se aplica en lugar de la recuperación secundaria, la saturación en petróleo en (1) es mucho mayor que S_{or} y el banco de aceite se extiende en todo el yacimiento; sin embargo, la saturación es mucho más alta delante del tapón de surfactante, típicamente del orden de 50-60%.

3. El frente del tapón del surfactante es la zona donde la solución acuosa de surfactante entra en contacto con el petróleo atrapado y la moviliza. La movilización se efectúa más que todo por baja tensión interfacial e hinchamiento. Las condiciones físico-químicas cerca de la formulación óptima hacen que las emulsiones formadas sean muy inestables, y que las gotas coalescan inmediatamente al contactarse. En consecuencia, los glóbulos de aceite movilizados coalescen entre sí y con los glóbulos atrapados para formar una fase petróleo continua. Hay evidencia de que, mediante el proceso de coalescencia e interconexión, el petróleo se desplaza más rápidamente que el agua y que por lo tanto el banco de petróleo se forma delante del tapón de surfactante. Esto es lógico si se examinan los fenómenos involucrados; de una parte la saturación de petróleo aumenta considerablemente en la zona de movilización y por lo tanto la permeabilidad relativa aumenta también y el petróleo se desplaza más rápidamente que el agua. Este desplazamiento produce un aumento de saturación en el banco de petróleo y la relación agua-petróleo (Water-Oil Ratio, WOR) de la cual depende de la movilidad relativa.
4. En un proceso que funciona idealmente, todo el petróleo está movilizado al pasar el frente del tapón de surfactante. La zona (4) actúa por lo tanto sólo como una reserva para compensar las pérdidas de surfactante por adsorción sobre la roca o transferencia hacia el aceite. Desde el punto de vista práctico, permite también que el surfactante penetre en las zonas menos permeables, y permite compensar ciertas inestabilidades. El frente del tapón de surfactante se va gastando poco a poco y por lo tanto

el tamaño del tapón de surfactante se va reduciendo a medida que transcurre el proceso. Además de reducirse en tamaño este tapón puede diluirse con el agua de la formación y el fluido que lo sigue. Peor aún el fluido que empuja el tapón de surfactante puede producir digitaciones, es decir inestabilidades.

5. Para evitar o reducir al máximo la degradación del tapón de surfactante cuando este progresa en el yacimiento, se empuja con un fluido viscoso, que es una solución de polímeros hidrosolubles de tipo poliacrilamida o polisacárido. Ya que el tapón de surfactante es más viscoso que el agua (por el surfactante), y que en el frente se producen emulsiones (que aumentan la viscosidad), es imprescindible disponer de un fluido de viscosidad de por lo menos 50-100 cp para evitar inestabilidades de tipo digitación producidas por una relación desfavorable de movilidad. Por razones económicas no se puede sin embargo inyectar polímeros hasta tanto el tapón de surfactante haya llegado al pozo productor. Se usa en general un tapón de 10-20% de volumen de poro, y la concentración de polímero va bajando lentamente en la cola del tapón, es decir que la transición con la zona (6) es continua.
6. Finalmente se empuja el tapón de polímero con una inyección de agua. Se toman las precauciones necesarias para que los fenómenos de digitación y penetración del agua en el tapón del polímero sean lo menos severos posibles. Se usa un tapón de polímero con "cola decreciente" y una velocidad de inyección baja.

2.7.1.2.3 Inyección de álcali

El drenaje alcalino consiste en inyectar una solución acuosa alcalina conteniendo del orden de 0.1 - 2.5% de hidróxido de sodio, carbonato de sodio u otro producto para lograr un pH entre 8 y 10. A tal pH los ácidos nafténicos contenidos en ciertos crudos reaccionan con la fase acuosa alcalina para formar

in situ las sales de sodio. Estos jabones poseen propiedades surfactantes y son susceptibles de modificar la mojabilidad de la roca y de reducir la tensión interfacial. En ciertos casos se obtienen tensiones bajas (0,01-0,001 dina/cm) para condiciones particulares semejantes al caso de la formulación óptima en la inyección con surfactante.

Al adsorberse los jabones sobre la matriz rocosa, producen una mojabilidad por el petróleo que tiende a aumentar la permeabilidad relativa de esta a baja saturación porque promueve la continuidad de dicha fase. Por otra parte se produce a menudo emulsiones que pueden ser detrimentales (taponamiento) o favorables (reducción de movilidad en fracturas).

Finalmente hay evidencia de que la viscosidad interfacial tiende a aumentar en presencia de una fase acuosa alcalina, probablemente por el aumento de la adsorción de moléculas anfífilas de gran tamaño. Tal fenómeno está ligado con un aumento de estabilidad de las emulsiones y en ciertos casos esto parece mejorar la eficiencia de recuperación.

Debido a que la inyección de álcali involucra surfactantes naturales *in-situ*, cuya composición es poco conocida, es más difícil interpretar los fenómenos que con un drenaje con surfactantes sintéticos. Sin embargo, varios estudios fundamentales han mostrado recientemente que la fenomenología es la misma, y que el pH juega el papel de variable de formulación al controlar la proporción relativa de ácido sin neutralizar y de sal. De acuerdo con tal resultado es probable que se emplee en el futuro soluciones alcalinas de surfactantes sintéticos, las cuales producirán un anfífilo ternario: ácidos naturales, sus sales de sodio y el o los surfactantes sintéticos (Salagel 2005).

2.8 Surfactantes

En el presente estudio se trabajará con una simulación numérica de inyección de una solución a base de surfactantes, por lo que se dará a continuación una breve explicación sobre el tema de surfactantes para luego mostrar una corta reseña acerca de la simulación.

Típicamente un anfífilo (sustancia con una doble afinidad) tiene una molécula que se puede dividir en dos partes. De un lado una parte polar que contiene heteroátomos tales como O, S, N, P, los cuales aparecen en grupos funcionales como alcohol, éter, éster, ácido, sulfato, sulfonato, fosfato, amina, amida, etc., y de otra parte, un grupo apolar compuesto en general por un hidrocarburo parafínico, cicloparafínico o aromático, el cual puede eventualmente contener halógenos. En ciertos casos particulares la parte apolar puede ser una cadena de silicona o de polióxido de propileno (Salagel 2004).

La parte polar tiene afinidad para los solventes polares, particularmente el agua, mientras que la parte apolar tiene afinidad para los solventes orgánicos, en particular los hidrocarburos, aceites o grasas, o simplemente está repelida por el agua. Por esta razón la parte polar se denomina también hidrofílica, mientras que a la parte apolar le corresponde el calificativo de lipofílico o hidrófobo. Debido a su doble afinidad, una molécula anfífila no se encuentra "cómoda" ni en solvente polar, ni en solvente orgánico. Para satisfacer ambos tipos de afinidades, el grupo polar debe estar solvatado por un solvente polar, mientras que el grupo apolar debe encontrarse en un solvente orgánico, o por lo menos fuera del solvente polar. Tales condiciones ocurren solamente en la frontera de dos fases. Se llamará superficie la frontera entre una fase condensada y un gas, e interface la frontera entre dos fases condensadas, es decir dos líquidos, o un líquido y un sólido (Salagel 2004).

Ya que las sustancias anfífilas tienen una fuerte tendencia en migrar hacia una superficie o una interface (se llama esto adsorción), se han denominado también surfactantes como contracción de las palabras inglesas "surface-active substances". De esta fuerte afinidad para las superficies o interfaces dependen muchas propiedades de los surfactantes.

Otra propiedad importante desde el punto de vista de las aplicaciones es la mojabilidad de un sólido por un líquido, lo cual se define mediante el ángulo de contacto. Los surfactantes son susceptibles de compatibilizar el agua con los aceites, permitiendo la formación de estructuras que asocian agua y aceite en

una sola fase, llamada solución micelar u otra según el caso. Esta acción compatibilizadora se llama solubilización o co-solubilización y tiene muchas aplicaciones presentes y futuras (Salagel 2004).

2.8.1 Fenómenos fundamentales

Con excepción del poder bactericida de ciertos surfactantes, fenómeno del cual no hay una explicación absolutamente segura, se puede decir que todas las propiedades y usos de los surfactantes provienen de dos propiedades fundamentales de estas sustancias: de una parte, su capacidad de adsorberse a las interfaces y de otra parte su tendencia a asociarse para formar estructuras organizadas.

2.8.1.1 Adsorción

Todos los surfactantes poseen una molécula que presenta a la vez un grupo polar (o hidrofílico) y un grupo apolar (hidrófobo o lipofílico). El grupo polar es en general un grupo funcional que contiene heteroátomos (O, S, N, P), mientras que el grupo apolar es en la mayoría de los casos un hidrocarburo parafínico o alquil-aromático (Salagel 1992).

En vista de su dualidad polar-apolar, una molécula de surfactante no puede satisfacer su doble afinidad ni en un solvente polar, ni en un solvente orgánico. Cuando una molécula de surfactante se coloca en una interface agua-aire o agua-aceite, ella puede orientarse de manera a que el grupo polar esté en el agua, mientras que el grupo apolar se ubica "fuera" del agua, en el aire o en el aceite. La transferencia desde el seno de una fase acuosa a la interface, llamada adsorción es por lo tanto espontánea (Salagel 1992).

La adsorción de un surfactante en una superficie gas-líquido o en una interface líquido-líquido, produce en general una reducción de la tensión superficial o interfacial, de donde proviene el nombre "tensoactivo". La tensión es responsable de la curvatura de las interfaces, de la formación de gotas, de un gran número de inestabilidades capilares y de numerosos fenómenos de

estabilización de interfaces. Las fuerzas capilares involucradas pueden ser considerables y se pueden encontrar aplicaciones en la fabricación de adhesivos, la recuperación mejorada de petróleo, la colocación de una monocapa protectora, la contracción de capas de petróleo flotando, etc.

El descenso de la tensión favorece la deformación y la ruptura de una interface, la formación de sistemas dispersos como las emulsiones o las espumas, la movilización del petróleo residual, la limpieza industrial, etc. La adsorción de surfactantes no se limita a las interfaces fluido-fluido. Ella se produce también en las interfaces líquido-sólido, y eventualmente gas-sólido. La fuerza motriz de la adsorción en una interface líquido-sólido puede incluir uno o varios de los efectos siguientes: atracción polar por la presencia de cargas eléctricas en el sólido, efecto hidrófobo, formación de estructuras de baja energía, así como algunos otros efectos de menor interés.

La adsorción de surfactantes iónicos permite producir un efecto antiestático. Si el balance de cargas adsorbidas no alcanza la neutralidad, las superficies tienden a repelerse, lo cual constituye un mecanismo de estabilización de sistemas dispersos. El impedimento estérico producido por moléculas de surfactante adsorbidas puede ser también responsable de la estabilización de muchos sistemas dispersos (Salagel 1992).

La adsorción de surfactantes en las interfaces puede modificar los equilibrios trifásicos sólido-fluido-fluido y conducir a la extensión en forma de una monocapa o al cambio de mojabilidad de una superficie, fenómenos que son ampliamente utilizados en procesos industriales tales como la hidrofiliación y la hidrofobación, la flotación, el secado, la lubricación, la detergencia, etc. (Salagel 1992). En la siguiente figura se muestran diversos fenómenos relacionados al proceso de adsorción.

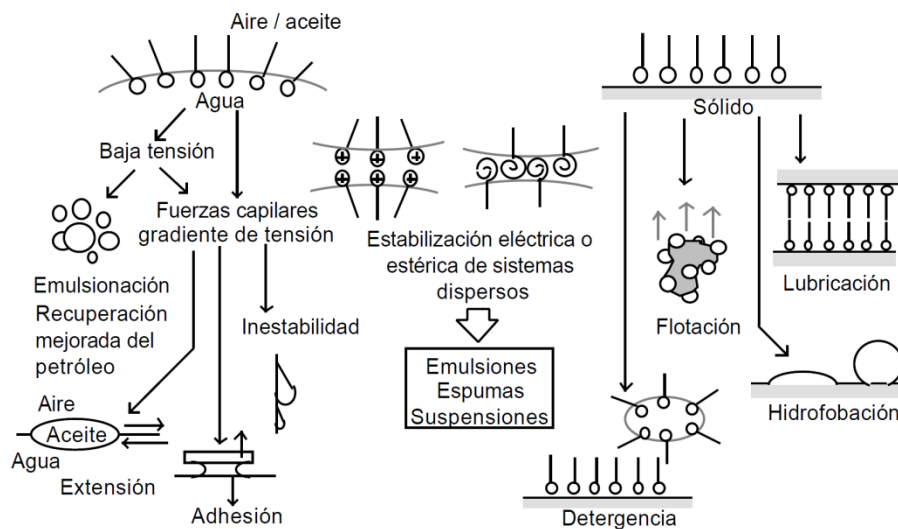


Figura 6. Fenómenos relacionados a la adsorción
(Salagel 1992)

2.8.1.2 Asociación

Cuando a una solución (acuosa por ejemplo) se le añade cada vez más surfactante, este comienza por adsorberse a las interfaces disponibles, luego su concentración en forma monomolecular aumenta hasta que se forman las primeras micelas.

La micela es un polímero de asociación en el cual el surfactante alcanza una posición favorable. En solución acuosa la fuerza motriz principal que favorece la formación de micelas es el efecto hidrófobo, es decir, la sustracción de la parte apolar del surfactante del contacto con las moléculas del agua y la formación un contacto más favorable desde el punto de vista energético con las partes apolares de otras moléculas de surfactante (Salagel 1992).

La micelización es entonces un tipo de microprecipitación en la cual el surfactante se sustrae parcialmente de la fase acuosa. La analogía con un fenómeno de precipitación está reforzada por el hecho de que la micelización se produce a una concentración particular (llamada "concentración micelar crítica" o CMC). Sin embargo es conveniente considerar una solución micelar como un coloide y no como una dispersión, ya que el tamaño de las micelas es del orden

de 50 a 100 Å (angstrom). Las soluciones micelares presentan propiedades relativamente similares a las soluciones de polímeros, otros coloides lipofílicos (Salagel 1992).

El fenómeno de la micelización se produce como un compromiso entre dos tipos de efectos: los efectos que tienden a favorecer la formación de una micela, particularmente el efecto hidrófobo, que aumenta con el tamaño de la cadena hidrocarbonada del surfactante. De otra parte, los efectos que tienden a oponerse a la formación de una micela, tal como la repulsión entre los grupos hidrofílicos, particularmente importante en el caso de surfactantes iónicos. La presencia de un alcohol que se intercala entre las moléculas de surfactante en la interface, o la adición de electrólitos que produce un efecto de pantalla que reduce el campo eléctrico intermolecular, reduce las fuerzas repulsivas y por este efecto favorece la micelización.

Los efectos que favorecen la micelización producen un descenso de la CMC y viceversa. Se ha hablado sólo de micelas en medio acuoso, pero se puede considerar que los mismos fenómenos se producen en medios apolares, bien que en forma diferente. Las micelas son responsables de una propiedad fundamental de las soluciones de surfactantes: su poder solubilizante. A partir de la CMC, la solubilización aumenta considerablemente, ya que el hidrocarburo penetra dentro del corazón de las micelas (Salagel 1992).

La solubilización micelar permite "disolver" aceite en agua o viceversa, lo que es de gran interés para diversos tipos de aplicaciones tales como la detergencia, la vectorización de medicamentos, la separación y la extracción selectiva.

En ciertos casos la solubilización puede ser considerable y se observan sistemas llamados "microemulsiones". El término microemulsión se ha escogido mal ya que se puede pensar que se trata de una (macro) emulsión compuesta de (micro) gotas. Este no es el caso general y es mejor considerar una microemulsión como una solución micelar en la cual las micelas están hinchadas y se tocan entre ellas. En realidad, se encuentran micelas y micelas inversas en coexistencia, a menudo en una estructura bicontínua.

A veces el tipo de surfactante favorece la formación de una estructura estratificada plana llamada cristal líquido que posee propiedades birefringentes utilizadas en pantallas planas. Estas estructuras y otras menos organizadas tienden a inmovilizar grandes cantidades de solvente para formar geles (Salagel 1992). A continuación se presenta una figura explicativa sobre la formación de una micela.

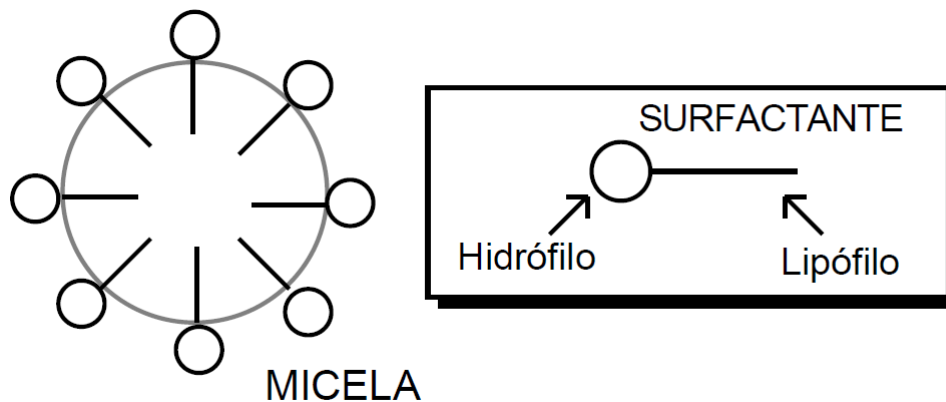


Figura 7. Micela
(Salagel 1992)

2.8.2 Clasificación de los surfactantes

Desde el punto de vista comercial los surfactantes se venden de acuerdo a su uso, es decir a su propiedad de mayor interés práctico en cuanto a la aplicación: jabones, detergentes, emulsionantes, bactericidas, inhibidores de corrosión, dispersantes, tensoactivos, humectantes, etc.

Sin embargo, la mayoría de los surfactantes poseen varias de estas propiedades a la vez y por lo tanto una clasificación de este tipo sería muy confusa. Se prefiere clasificar los surfactantes de acuerdo a su tipo de molécula, más particularmente en base al tipo de disociación de su molécula en solución.

2.8.2.1 Surfactantes aniónicos

Son aquellos que en solución acuosa se disocian en un anión anfífilo y un catión, el cual es generalmente un metal alcalino o un amonio cuaternario. A este tipo pertenecen los surfactantes de mayor producción: detergentes como alquilbenceno sulfonatos, jabones o sales de ácidos carboxílicos grasos, espumantes como el lauril éster sulfato etc (Salagel 1992).

2.8.2.2 Surfactantes no iónicos

Por orden de importancia industrial vienen justo después de los aniónicos, y hoy en día su producción está aumentando. En solución acuosa no forman iones, ya que su parte hidrofílica está formado por grupos polares no ionizados como: alcohol, tiol, éter o éster. Una gran parte de estos surfactantes son alcoholes o fenoles etoxilados (lavaplatos, champúes). Ciertos derivados del sorbitol producen surfactantes no-tóxicos para uso farmacéutico o alimenticio (Salagel 1992).

2.8.2.3 Surfactantes catiónicos

Son aquellos que se disocian en un catión anfífilo y un anión generalmente de tipo halogenado. Estos surfactantes se usan solamente en aplicaciones especiales donde la carga positiva del anfífilo produce ventajas como en enjuagues o emulsiones asfálticas. En la mayoría de los casos corresponden a un grupo amonio cuaternario (Salagel 1992).

2.8.2.4 Otros tipos de surfactantes

La combinación en la misma molécula de un grupo con tendencia aniónica y de un grupo con tendencia catiónica produce un surfactante anfotérico, como por ejemplo los aminoácidos, las betainas o los fosfolípidos. Según el pH del medio una de las dos disociaciones prevalece. Este tipo de surfactante se usa sólo en casos particulares debido a su alto costo. Recientemente se ha producido surfactantes poliméricos al injertar sobre una macromolécula un

cierto número de grupos hidrofílicos, o al producir la policondensación de grupos con ciertas características polares y apolares (óxido de etileno, óxido de propileno) (Salagel 1992).

2.8.3 Fenómenos involucrados

Para comprender el alcance de los diferentes métodos de recuperación mejorada es indispensable entender la naturaleza de los fenómenos involucrados. Ya que en español las palabras agua y aceite empiezan por la misma letra se usarán las abreviaciones en inglés W (water) y O (petróleo).

2.8.3.1 Fenómenos a la escala de los poros (Capilaridad)

2.8.3.1.1 Adsorción

Suponiendo para simplificar que el medio poroso contiene solamente una salmuera (W) y el crudo (O), estas dos fases se distribuyen según las leyes de la hidrostática y de la capilaridad. La ley fundamental de la capilaridad relaciona la diferencia de presión entre los lados de una interface (presión capilar P_c) con la curvatura, como lo muestra la siguiente ecuación:

$$P_c = \Delta P = P_o - P_w = 2 \gamma H \quad (1)$$

Donde γ es la tensión interfacial y H la curvatura promedia de la interface. Para una superficie hemisférica la curvatura promedia es el inverso del radio. Para una superficie cualquiera H se expresa como la mitad de la suma de los inversos de los radios de curvatura principales (el mayor y el menor).

La tensión interfacial de un fluido es la cantidad de energía necesaria para aumentar su superficie por unidad de área y depende de las sustancias adsorbidas en la interface. Para agua en equilibrio con una fase hidrocarburo es del orden de algunas decenas de dinas sobre centímetros (dina/cm) ó milinewtons sobre metro mN/m. En presencia de un surfactante se reduce

generalmente a 1 ó 0,1 dina/cm, pero en ciertos casos muy particulares puede llegar a 0,001 dina/cm. El contacto trifásico agua (W), crudo (O) y sólido (S) está caracterizado por los ángulos de contacto (Salagel 2005).

El fluido que posee el ángulo de contacto inferior a 90° es el fluido que moja la superficie sólida. Las rocas almacén poseen una naturaleza polar (carbonato, sílica) y por lo tanto la roca "limpia" es mojable por el agua. Sin embargo se observa que en muchos yacimientos el ángulo de contacto supera 90°. Esto se debe a que la superficie del sólido está cubierta por una capa de sustancia adsorbida que le confiere un carácter "aceitoso".

Los crudos contienen a menudo bases nitrogenadas, es decir moléculas susceptibles de presentar una carga positiva, aun localmente. Tales moléculas pueden adsorberse sobre la superficie del sólido en los sitios negativos (oxígeno de SiO₂) y llegar a recubrirla como si fuera una capa de pintura. Visto desde fuera la superficie tendrá el aspecto de una capa de estas moléculas orgánicas y como consecuencia no será mojable por el agua sino por el aceite y las gotas de aceites tendrán tendencia en "pegarse" en la superficie (debido al cambio de mojabilidad).

Estos fenómenos de adsorción son extremadamente importantes en los métodos de recuperación mejorada. En efecto, las sustancias surfactantes son susceptibles de adsorberse sobre los sólidos presentes (caliza, sílica, arcillas), y también pueden producirse intercambios iónicos entre los sólidos y la fase acuosa, lo que puede modificar considerablemente la composición de la misma (Salagel 2005).

2.8.3.2 Fenómenos de la escala del medio poroso

2.8.3.2.1 Drenaje e imbibición

La porosidad $\emptyset$ es la fracción de volumen vacío presente en una roca, la cual varía desde 0.05 para medios muy compactos a 0.48 para un apilamiento cúbico compacto de esferas rígidas de mismo diámetro. Además de la porosidad se

pueden definir algunas otras características tales como la distribución de tamaño de poro, y la tortuosidad promedio de los poros.

Además de estas propiedades intrínsecas se definen dos otras, que están relacionadas con el movimiento del fluido monofásico (permeabilidad), o con la presencia de dos fluidos inmiscibles (presión capilar). Finalmente S_o y S_w son las saturaciones de petróleo y de agua, es decir las fracciones volumétricas del volumen poroso ocupado por cada fluido. Cuando dos fluidos inmiscibles coexisten en equilibrio en un medio poroso, están repartidos según las leyes de la hidrostática y de la capilaridad. La repartición de fluidos depende de la dimensión de los poros, del ángulo de contacto, de la tensión interfacial y de las saturaciones (Salagel 2005).

En la práctica se determina experimentalmente la variación de la cantidad de la siguiente manera:

$$P_c \cdot L / \gamma \quad (2)$$

En función de las saturaciones, donde L representa una longitud característica del medio, por ejemplo el diámetro promedio de poro, Esta variación de $P_c \cdot L / \gamma$ corresponde a las llamadas curvas de drenaje e imbibición.

Para obtener estas curvas se toma un núcleo de medio poroso completamente saturado de agua (fluido que moja el sólido) y se le inyecta aceite por alícuotas. Después de cada inyección se espera el equilibrio y se mide la diferencia de presión P_c entre los fluidos.

Los experimentos de imbibición y drenaje muestran que no es posible desplazar completamente uno de los fluidos por el otro. En ambos casos de desplazamiento, existe una saturación residual (saturación de petróleo residual S_{or} y saturación de agua residual S_{wr}), típicamente del orden de 20%, que corresponde a un fluido distribuido en forma de glóbulos desconectados uno de los otros y atrapados por las fuerzas capilares. El estado de saturación residual

Sor es el límite que se puede alcanzar mediante un proceso de inyección de agua. En la práctica, nunca se llega a este valor (Salagel 2005).

2.8.3.2.2 Flujo difásico - Permeabilidades relativas

Cuando los fluidos inmiscibles (O y W) se desplazan conjuntamente en un medio poroso, se puede definir, por lo menos localmente:

- Las saturaciones S_o (saturación de petróleo) y S_w (saturación de agua).
- Las presiones P_o (presión de la fase oleosa) y P_w (presión de la fase acuosa) cuya diferencia es P_c .
- Las velocidades de filtración u_o y u_w .

Por analogía con la ecuación de Darcy se escribe con la siguiente ecuación:

$$u_o = \frac{k_o}{\eta_o} \frac{dP_o}{dL} \dots \dots \dots u_w = \frac{k_w}{\eta_w} \frac{dP_w}{dL} \quad (3)$$

Estas relaciones definen los coeficientes k_o y k_w , llamadas permeabilidades efectivas. La experiencia muestra que las permeabilidades efectivas son siempre inferiores a la permeabilidad del medio poroso. La relación entre una permeabilidad efectiva y la permeabilidad del medio k se llama permeabilidad relativa K_r :

$$K_{ro} = k_o / k \quad K_{rw} = k_w / k \quad (4)$$

La experiencia muestra que la posición de las curvas K_w y K_o se desplaza hacia abajo (los K disminuye) cuando la tensión interfacial aumenta, es decir cuando los efectos capilares aumentan, y vice-versa. Si la saturación del yacimiento es considerablemente superior a S_{or} el efecto de la capilaridad es poco importante. Al contrario, cuando S_o se acerca a S_{or} como en el caso de un yacimiento en fin de recuperación secundaria, los fenómenos capilares se tornan dominantes (Salagel 2005).

2.8.3.2.3 Fenómenos a la escala del yacimiento

Los experimentos de laboratorio sobre un núcleo de medio poroso de dimensiones típicas del orden de algunos centímetros o algunas decenas de centímetros difieren del caso de un yacimiento en varios aspectos relativos al cambio de escala. De una parte, el efecto de la gravedad no es despreciable en un yacimiento de varias decenas de metros de espesor, o en un yacimiento inclinado. En el espesor del yacimiento puede producirse una segregación gravitacional con una mayor saturación S_o en la parte superior. Esto significa que las condiciones cambian a lo largo de un eje vertical.

Por otra parte la mayoría de los yacimientos presentan heterogeneidades, es decir zonas en las que se presentan variación de sus propiedades, entre ellas la permeabilidad. En ciertos casos pueden incluso presentarse fracturas o grietas. En todos casos, los fluidos tienen tendencia en pasar por la vía de menor pérdida de carga, que son las fracturas o las zonas más permeables. El fluido de inyección (agua o agua con aditivos) tiene por lo tanto tendencia en pasar en las zonas más permeables y en no penetrar en las demás. Al desplazarse el petróleo de las zonas permeables, la saturación S_w aumenta, y por lo tanto también la permeabilidad efectiva (K_w) y relativa (K_{rw}) del agua, lo que agrava la situación y produce caminos preferenciales (Salagel 2005).

La disposición misma de los pozos inyectores y productores tiende a resultar en caminos preferenciales aún en ausencia de heterogeneidades. En el clásico “five spot” con el pozo inyector al centro, el gradiente de presión se ejerce en línea directa entre el pozo inyector y cada pozo productor, y por lo tanto varía considerablemente de un punto a otro del yacimiento.

Todos estos factores hacen que el flujo multifásico no se puede considerar de tipo “pistón” a la escala del yacimiento y que la eficiencia de barrido puede ser notablemente reducida por la existencia de caminos preferenciales. Finalmente conviene notar que existe otro fenómeno susceptible de reducir la eficiencia de barrido. Al intentar “empujar” un fluido viscoso (O) con un fluido menos viscoso (W) pueden producirse inestabilidades interfaciales que resultan en un

fenómeno llamado digitación o formación de dedos de fluido W que penetran en el fluido O. A la escala del yacimiento, estos fenómenos también tienden a producir caminos preferenciales. Una forma de reducirlos es disminuir la velocidad de los fluidos, reducir la viscosidad del petróleo (calentamiento) o aumentar la del agua (polímeros).

2.8.4 Condiciones de movilización y desplazamiento

Hace ya más de 80 años que se ha determinado que las fuerzas capilares son las responsables del atrapamiento del petróleo. El cálculo muestra que al final de un drenaje con agua típico, las fuerzas capilares son de varios órdenes de magnitud mayores que las fuerzas viscosas de drenaje. Es por lo tanto lógico que los procesos estudiados o propuestos hagan énfasis en la modificación de estas fuerzas por cambio de mojabilidad, reducción de la tensión interfacial o incluso eliminación de la interface que es equivalente a alcanzar una tensión nula (Salagel 2005).

Diversos investigadores como Pedroza (1993), Kim (1990), Kaminsky (1997) y Collins (1983) han estudiado como la presencia de asfaltenos inducen cambios en la mojabilidad dentro de yacimientos petrolíferos, ellos atribuyen estos cambios a moléculas de asfaltenos, la cuales logran adsorberse a través de la película de agua que cubre la superficie de la roca en yacimientos inicialmente mojados por agua, una vez adsorbidos, los asfaltenos promueven una mojabilidad preferente al crudo, lo que ocasiona un cambio en la movilidad inicial de los fluidos del yacimiento, lo que trae como consecuencia una reducción de la movilidad del crudo al irse adhiriendo a la roca.

2.8.5 Fuerzas viscosas contra fuerzas capilares

Las leyes de Poiseuille y de Darcy indican que la caída de presión (ΔP) es directamente proporcional a la viscosidad del fluido y a la velocidad es inversamente proporcional al radio del poro y a la permeabilidad. La condición de movilización está por lo tanto favorecida por un aumento de la velocidad de

inyección de agua y por un aumento de su viscosidad. Por otra parte está también favorecida por una disminución de la tensión interfacial.

La relación entre las fuerzas viscosas de drenaje y las fuerzas capilares se ha expresada en forma adimensional, por un llamado número capilar N_{Ca} (o número de Weber) cuya expresión varía de un autor a otro y es mostrada a continuación:

$$N_{Ca} = v * \eta / \gamma \quad (5)$$

Los datos de la literatura muestran que el porcentaje de recuperación de crudo en un medio poroso a S_{or} es esencialmente nulo cuando el número capilar es inferior a 10^{-6} y esencialmente 100% cuando el número capilar es superior a 10^{-3} (Salagel 2005).

Todos los experimentos no producen exactamente la misma transición, lo que significa que existen también otros factores, tales como la mojabilidad. Sin embargo, está claro que si se puede aumentar el número capilar de tres o cuatro órdenes de magnitud, se puede alcanzar una recuperación de casi 100% del petróleo en la zona barrida. Por tanto los métodos de recuperación mejorada tienen todos como propósito aumentar el número capilar. Conviene entonces examinar lo que se puede hacer para aumentar el número capilar de tres o cuatro órdenes de magnitud.

Primero, se puede incrementar la velocidad de la fase acuosa, lo que aumentaría " v " en consecuencia. Tal aumento implica sin embargo un aumento de la presión de inyección y un costo adicional. Adicionalmente, está limitado por dos factores desfavorables: por una parte no se puede aumentar la presión más allá de la presión de fractura de la roca del yacimiento, y por otra parte el aumento de velocidad tiende a favorecer las inestabilidades de tipo digitación y la producción de caminos preferenciales. En consecuencia no se puede prácticamente aumentar la velocidad " v " mucho más allá de un valor típico de típico 1 pie/día (Salagel 2005).

El segundo factor que se puede modificar es la viscosidad de la fase acuosa. Es el propósito de los métodos llamados de inyección de polímeros, en los cuales la fase acuosa contiene unas 100-200 ppm de polímeros hidrosolubles de tipo poliacrilamida o polisacárido.

El aumento de viscosidad de la fase acuosa es también favorable para controlar las inestabilidades tales como la digitación, y tiende a mejorar la eficiencia de barrido. Por otra parte, tiende a aumentar la fracción de petróleo en los fluidos producidos (reducción del WOR). Sin embargo, a mayor viscosidad de la fase acuosa, mayor el gradiente de presión requerido para obtener la misma velocidad del fluido (Salagel 2005).

El aumento del número capilar por aumento de la velocidad y/o de la viscosidad de la fase acuosa está por lo tanto limitado a algo como un orden de magnitud, y en la mayoría de los casos eso es insuficiente por un factor 100 o 500. Es por lo tanto imprescindible lograr una reducción considerable de la tensión interfacial entre el agua y el petróleo, y por eso es indispensable usar surfactantes con un considerable poder tensoactivo (Salagel 2005).

La introducción de un surfactante en la fase acuosa permite reducir la tensión interfacial agua/crudo de 30-40 dinas/cm hasta 1 ó 0,1 dina/cm, lo que es todavía insuficiente por un factor 50 o 100. Estudios realizados en los años 1970 han mostrado que en ciertas circunstancias muy particulares la tensión interfacial podía reducirse a menos de 0,001 dina/cm (1 mN/m), y que se podía obtener incluso la miscibilidad entre agua y petróleo (tensión interfacial nula) con concentración de surfactante del orden de 5%. En tales condiciones se producen varios mecanismos de movilización que contribuyen a la recuperación del petróleo (Salagel 2005).

2.8.6 Mecanismos de Movilización

2.8.6.1 Movilización miscible

Si la formulación de la fase acuosa es tal que ésta pueda formar una sola fase con el petróleo, entonces las fuerzas capilares no entran en línea de cuenta ya que la interface desaparece. El desplazamiento miscible puede obtenerse con soluciones alcohólicas, con soluciones concentradas de surfactante o con dióxido de carbono supercrítico.

Al obtenerse las condiciones del desplazamiento miscible, la ley de Darcy se aplica; sin embargo, el fluido no es homogéneo desde el punto de vista de la densidad y de la viscosidad y pueden producirse segregaciones. El estudio de la distribución de tiempos de residencia permite caracterizar las propiedades del flujo. En la práctica, el desplazamiento miscible con inyección de alcohol o de surfactante es demasiado costoso; sin embargo, juega un cierto papel al inicio de los desplazamientos con surfactante/polímero o como método de estimulación de pozo. Hoy en día, el único método miscible probado es aquel con dióxido de carbono (SACROC), pero está fuera del enfoque del presente texto.

2.8.6.2 Movilización por baja tensión

Si la formulación de la solución acuosa es adecuada, la tensión interfacial entre ésta y el crudo puede bajar a un rango entre 0,001 y 0,0001 dina/cm (o mN/m). Las condiciones de obtención de tales tensiones corresponden a la llamada formulación óptima y están asociadas con la presencia de un sistema trifásico en el cual coexisten una microemulsión y fases exceso de agua y de petróleo.

Para tales valores de la tensión interfacial, el criterio del número capilar indica que se obtiene casi un 100% de recuperación en la zona barrida. Estudios en micromodelos transparentes han mostrado que en sistemas de baja tensión interfacial, los glóbulos de petróleo atrapados se deforman fácilmente y se alargan para pasar a través de los poros de la matriz porosa. Cuando el glóbulo

de petróleo está movilizado, se desplaza y encuentra otros glóbulos con los cuales coalesce, produciendo glóbulos más alargados los cuales son más fácil de movilizar; finalmente llega a formarse una red de glóbulos interconectados, es decir un banco de petróleo y el régimen se torna un flujo difásico (tipo Bucklet-Leverett) con una saturación de petróleo netamente superior a Sor (Salagel 2005).

2.8.6.3 Movilización por solubilización y ensanchamiento

Cuando se deja equilibrar un sistema surfactante-agua- petróleo, la fase que contiene la mayoría del surfactante es a menudo una microemulsión que puede solubilizar considerables cantidades de la otra fase. Según que la microemulsión está en equilibrio con una fase acuosa, una fase petróleo o ambas, sus características de solubilización son distintas.

El caso a considerar en esta sección es aquel del llamado diagrama de Winsor tipo II en el cual la fase petróleo contiene la mayoría del surfactante y es una microemulsión que solubiliza una cantidad de agua que puede ser notable. En ensayos de laboratorio se han obtenido sistemas casi-óptimo en los cuales la fase petróleo duplica su volumen por solubilización de agua. Tales condiciones no se obtienen en general en el campo porque las concentraciones de surfactante son bajas; sin embargo, es posible en ciertos casos que la fase oleosa se ensanche un 20-30% mediante la solubilización agua, lo que primero aumenta notablemente la saturación S_o , y por tanto la permeabilidad efectiva del petróleo (K_o), y luego resulta también en una reducción de viscosidad de la fase oleosa. Ambos efectos aumentan la movilidad del petróleo. Sin embargo no es fácil determinar la importancia de estos efectos, porque los sistemas que lo exhiben están muy cerca de la formulación óptima y por lo tanto poseen una tensión interfacial baja, lo hace que el mecanismo anterior tiende a ocultar los efectos (secundarios) debidos al ensanchamiento del petróleo (Salagel 2005).

2.8.6.4 Movilización por cambio de mojabilidad

Si la roca es mojada por el petróleo, éste tendrá a penetrar en poros de pequeño diámetro y por lo tanto en atraparse más. Sin embargo, al mojar la pared del medio poroso, la fase oleosa puede presentar una continuidad a saturaciones muy bajas, y por lo tanto seguir fluyendo. En el método de movilización por baja tensión la roca es aparentemente mojada por el agua y uno de los papeles del surfactante es evitar la adhesión del petróleo a la roca. Ciertos estudios tienden a mostrar que la inyección de sustancia alcalina aumenta la mojabilidad al agua; otros demuestran lo contrario. Como los ácidos nafténicos del crudo se transforman en jabones en presencia de una base, tales cambios pueden probablemente interpretarse por la adsorción del carboxilato en la roca.

Finalmente se debe concluir que existe bastante confusión en cuanto a la importancia de la mojabilidad como mecanismo de movilización, y que si bien es cierto que un cambio de mojabilidad parece ser favorable en algunos casos, no se puede enunciar reglas generales al respecto (Salagel 2005), sin embargo estudios recientes como los de Pedroza (1993), Kim (1990), Kaminsky (1997) y Collins (1983) han demostrado una tendencia en el cambio de mojabilidad debido a la presencia de asfaltenos, los cuales se adsorben en la superficie de la roca y promueven una humectabilidad preferente al petróleo, con esto se podría suponer que existen zonas en un yacimiento con una mojabilidad preferente al agua (donde no se ha completado la adsorción) y zonas con una mojabilidad preferente al petróleo (donde se completó la adsorción), dando como resultado una mojabilidad moteada con una mayor tendencia en un largo plazo hacia la mojabilidad al petróleo si se le da un mayor tiempo para que el proceso de adsorción se realice .

2.8.6.5 Emulsión espontánea

En el caso de sistemas surfactante-agua-petróleo se observó que la transferencia de masa puede producir cerca de la interface zonas sobre-saturadas que se separan en dos fases espontáneamente, de donde el nombre de emulsión

espontánea. Hay evidencia de que en la zona de contacto entre la solución de surfactante y el petróleo, aparecen gotas de muy pequeño diámetro; a pesar de que la tensión interfacial sea muy baja, los esfuerzos de cizallamiento son sin embargo insuficientes para producir una emulsión tan fina; se piensa que esta emulsión se produce espontáneamente cerca de la interface crudo-agua. Esta suposición está corroborada por el hecho de que se puede obtener una buena recuperación con sistema de tensión relativamente alta (0,1 dina/cm) cuando se produce la emulsión espontánea (Salagel 2005). Se explica la eficiencia de movilización por el mecanismo siguiente llamado por Ruschack y Miller *diffusion and stranding*.

- El frente de la solución acuosa de surfactante entra en contacto con el glóbulo de aceite y se produce una transferencia de masa de surfactante en el aceite, luego una transferencia de agua en aceite o de aceite en agua.
- Al producirse una zona sobresaturada en la fase aceite cerca de la interface, ocurre la emulsión espontánea y el aceite se encuentra dividido en muy finas gotas (0.1 - 0.5 micras).
- Estas pequeñas gotas están arrastradas por las fuerzas viscosas de drenaje y luego coalescen entre sí o con otros glóbulos.

2.9 Simulación de procesos químicos

En los procesos de inyección química, un banco de fluido que contiene un agente multicomponente es inyectado dentro de la formación, este tapón puede contener surfactante, petróleo, agua y otros químicos. Seguidamente, se expondrán varios aspectos por lo que se ha considerado la simulación de métodos químicos de recuperación mejorada un proceso complejo (Camacho 2013).

Los procesos de inyección química usan una secuencia de bancos, posiblemente, incluyendo un preflujo, químicos, solución polimérica (agua y

polímero) y finalmente, agua de empuje. El preflujo, es usado para condicionar el yacimiento, sin embargo, una función del mismo es que pueda proveer iones que se adsorben en la roca yacimiento, reduciendo la adsorción posterior de surfactante o polímero. El preflujo es seguido por un tapón de químicos que, a su vez, es empujado por un banco de agua que tiene polímeros. La viscosidad del banco de empuje es diseñada para prevenir el adedamiento viscoso del agua de empuje dentro del tapón de químicos, este banco de agua polimérica es empujado por salmuera (Camacho 2013).

La física de la inyección química es muy complicada, más de dos fases líquidas pueden formarse, constituyentes químicos pueden adsorberse a la superficie rocosa, parte del volumen poroso de la roca es inaccesible al polímero, la permeabilidad relativa ya no es una función, solamente, de la saturación y los efectos de mezcla pueden ser importantes.

El comportamiento de la fase de un sistema petróleo/salmuera/surfactante y de un sistema polímero/petróleo/salmuera/surfactante es particularmente complejo. Al menos tres fases líquidas pueden formarse en el primero de los sistemas. Una fase inferior que contiene principalmente agua, una media que es una mezcla de petróleo agua y surfactante y una fase superior compuesta principalmente por petróleo. El estado de cada fase depende de la composición de la mezcla presente, todas las concentraciones de los componentes son importantes.

La adsorción puede ser perjudicial en fluidos con surfactante y polímero porque contribuye a la pérdida de estos químicos. Adicionalmente, el intercambio de iones entre el fluido inyectado y la roca pueden cambiar la composición de dicho fluido lo suficiente para influenciar en el comportamiento de fase del sistema (Camacho 2013).

Las moléculas de polímero son tan grandes que no pueden deslizarse dentro de los pequeños canales porosos. Como resultado, la porosidad efectiva es menor para el polímero que para otras especies. Y en consecuencia, el polímero puede

moverse a través del medio poroso más rápido que otros componentes, pero además puede quedar atrapado mecánicamente en la roca.

Con respecto a la mecánica del fluido, la permeabilidad relativa es una función de la saturación, la tensión interfacial y la velocidad del fluido. Los efectos de la tensión interfacial y la velocidad del fluido pueden ser combinados a través del uso del número capilar. Parece que los efectos de histéresis son a la vez importantes y que el flujo de petróleo puede darse en uno de dos regímenes (en la formación de una emulsión o como una fase en coalescencia).

La causa más importante de mezcla es la dispersión (proceso mediante el cual, partículas aglomeradas son separadas unas de otras y una nueva interface es generada), resultante del movimiento de fluidos a través del medio poroso. La mezcla es caracterizada por las dispersividades longitudinales y transversales, los cuales son multiplicados por las velocidades de fluido para obtener los coeficientes de dispersión local. Como el movimiento de fluido no es normalmente paralelo a una de las direcciones de coordenadas, los términos de dispersión realmente forman un tensor (Camacho 2013).

Los simuladores de fluidos químicos son usados para modelar el comportamiento tanto en laboratorio como en campo. Los desplazamientos en núcleo son simulados principalmente para verificar un modelo y para calibrarlo en la predicción del comportamiento de campo (Camacho 2013).

2.9.1 Descripción general de la herramienta computacional usada en el estudio

STARS (Steam, Thermal and Advanced processes Reservoir Simulator)

Es un simulador de yacimientos composicional, térmico, químico y geomecánico, usado para analizar yacimientos estimulados por químicos e ideal para modelar procesos de recuperación avanzada que implica la inyección de vapor, solventes, aire y químicos. STARS es útil para el modelado de flujo trifásico y fluidos multicomponentes, fue creado por la compañía CMG (Computer Modelling Group).

Este estudio estuvo centrado en la inyección de surfactantes, por ello fue necesario suministrarle al simulador datos como:

- Variación de la tensión interfacial en función de la concentración de surfactante.
- Capacidad máxima de adsorción del surfactante sobre la superficie de la roca
- Retención del componente.
- Factor de resistencia.
- Nivel de desorción
- Volumen de poro inaccesible.
- Sets de curvas de permeabilidad relativa que reflejen el efecto del surfactante.

Toda la data fue obtenida mediante ensayos de laboratorio, y fue necesario iterar para hallar los parámetros de interpolación adecuados que reflejasen el cambio de movilidades de los fluidos antes y después de la inyección.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

Para el cumplimiento de los objetivos planteados, se estableció una serie de pasos a seguir con el fin de establecer de manera organizada y sistematizada la investigación, los cuales se mencionan a continuación en la siguiente figura:

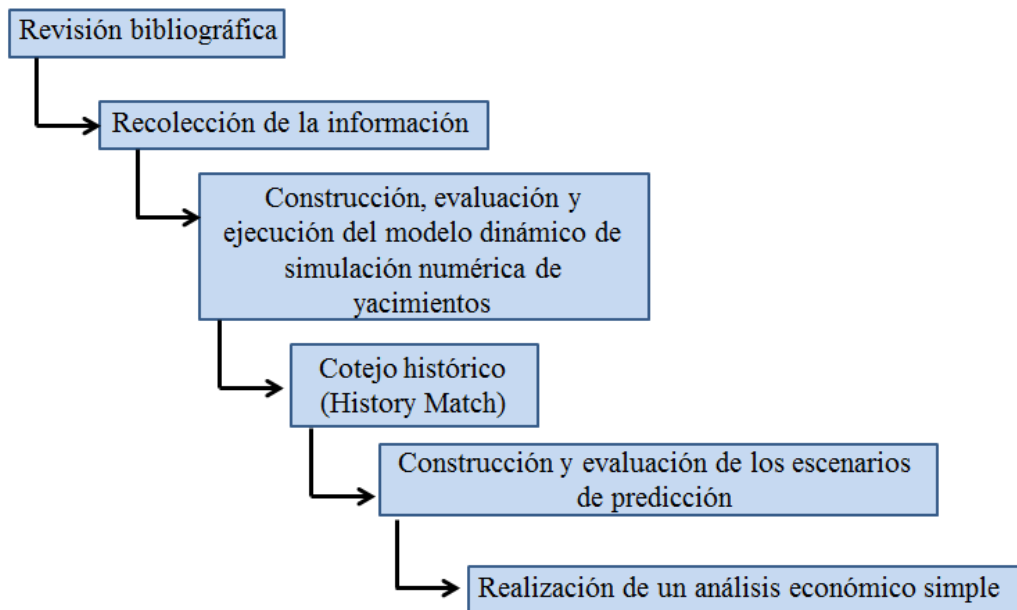


Figura 8. Esquematización de la metodología utilizada

3.1 Revisión bibliográfica

Esta se basó principalmente en cuatro aspectos: el primero fue en relación a problemas asociados a la producción de crudo que se ven intensificados con el uso de métodos de recuperación térmicos, enfocándose en aquellos métodos que utilizan agua como insumo principal para transmitir el calor, entre estos problemas se estudió el manejo del agua de producción, la acuatermólisis y el aumento en la producción de NORM; el segundo fue acerca de los distintos métodos utilizados para la explotación de crudos pesados, prestando mayor atención a aquellos donde se utiliza agua; el tercero fue referente al uso de

soluciones a base de surfactantes, debido a que en el estudio se está intentando reproducir los efectos de una solución donde su base principal está compuesta de estos y escalarlo a condiciones de campo; y el cuarto fue en relación al uso de la simulación numérica de yacimientos, como la principal herramienta para la realización del análisis de la producción del sector evaluado en este estudio. Además de esto se recopiló y analizó la información concerniente a la formulación en base a surfactantes a utilizarse en el estudio de simulación, así como también trabajos relacionados a cambios de mojabilidad, ángulo de contacto, adsorción. Para ello, se realizó una revisión de artículos técnicos publicados en distintas bases de datos, libros, manuales, patentes trabajos especiales de grado y otras fuentes de información concernientes.

3.2 Recolección de la información

A partir de la necesidad de la construcción del modelo de simulación numérica se procedió a recabar información para su elaboración y ensamblaje, esto comprende datos como: morfología del mallado (interpretación geológica de la estructura), estudios de presión, volumen y temperatura (PVT), curvas de permeabilidad relativa agua-petróleo y gas-liquido, distribución de propiedades en el yacimiento (saturaciones de los fluidos, porosidades, permeabilidades), datos históricos de producción de los fluidos y comportamientos de presión, trayectorias de los pozos con sus intervalos abiertos al flujo, resultados de laboratorio de la inyección de formulaciones a base de surfactantes, así como también una revisión de las carpetas de los pozos a evaluar, con el fin de visualizar las fechas en que los pozos tuvieron intervenciones que pudieran afectar los datos históricos de producción.

3.3 Construcción, evaluación y ejecución del modelo dinámico de simulación numérica de yacimientos

Se procedió al montaje del modelo dinámico de simulación numérica de yacimientos de la macolla CASA-3, para, luego de inicializarlo, comenzar el cotejo. Se trató de inicializar un primer modelo dinámico, pero debido a inconsistencias en este, se procedió a armar el modelo partiendo del modelo estático.

Se obtuvo un modelo estático de un sector del campo, se le colocaron los pozos con sus respectivas trayectorias y luego se procedió a seccionar el área de la macolla de estudio, con lo que se obtuvo un modelo con menor cantidad de celdas y por ende se redujo los tiempos de simulación, ya que a menor número de celdas, menor cantidad de ecuaciones deben ser resueltas por el simulador, para nuestro caso.

Luego de extraer el submodelo se le incorporaron los datos PVT, los intervalos abiertos al flujo en cada pozo, los sets de curvas de permeabilidad relativa, los datos seleccionados con la incorporación de la solución química a base de surfactantes (datos de adsorción, cambios de la tensión interfacial en función de la concentración de surfactante y concentración de la solución a inyectar), con lo que se logró la inicialización del modelo.

3.4 Cotejo histórico (History Match)

Al colocar el modelo a correr se pudo observar una gran diferencia entre los resultados arrojados por el modelo de simulación numérica de yacimientos y los datos de producción real, por lo que se realizaron una serie de iteraciones con el fin de optimizar los resultados obtenidos del modelo.

Para el comienzo del cotejo se inició con la revisión de los datos de presión, ya que con la información de la carpeta del pozo se pudo establecer las fechas en las cuales se realizaron los distintos trabajos de reacondicionamiento en los que se cambió la profundidad de la bomba. Luego se obtuvo la profundidad del

sensor, sabiendo que este usualmente es colocado 10 pies (ft) por encima de la bomba (reportando una presión cercana a la presión de succión de la bomba). Utilizando como punto de referencia la profundidad del sensor y una densidad de fluido equivalente basada en el corte de agua, se calculó la presión equivalente a la profundidad de las celdas abiertas al flujo para cada cambio de posición del sensor en cada pozo, y esa presión fue colocada como presión de fondo para el modelo.

Para lograr los ajustes se estudió la morfología de la estructura y la historia de producción, con lo que se pudo notar que el yacimiento buza hacia el norte y a partir de estudios físico-químicos realizados al agua del pozo extraída del localizado más hacia el norte y del pozo que está localizado más hacia el sur dentro del modelo de simulación numérica, se encontró una diferencia en la salinidad de las aguas, por lo que se intuye que son de distinto origen, y esto sumado a observaciones en las fechas en que el agua irrumpe en los pozos, en las cuales primero irrumpen en agua los pozos ubicados más al sur, luego los ubicados más hacia el norte y por último los más cercanos al centro del modelo, se propusieron dos acuíferos; uno proveniente del noroeste invadiendo la arena inferior y otro proveniente del sureste invadiendo la arena superior.

Analizando la morfología se detectaron acumulaciones de agua asociadas a los baches en la estructura del basamento con dirección este-oeste, las cuales bajo la suposición anterior podrían estar llenas de agua, y debido a su localización con respecto a las trayectorias de los pozos, estas poncheras podrían aportar agua a los pozos más céntricos del modelo.

Después que se le colocaron las acumulaciones de agua localizadas y los acuíferos propuestos, se obtuvo un mantenimiento de presión en el yacimiento, el cual fue suficiente para satisfacer la producción de petróleo y agua.

Luego de que el modelo reprodujo con un error aceptable los datos de producción, se procedió a cotejar la inyección de la solución a base de surfactantes con el fin de encontrar los parámetros de simulación adecuados que reprodujeran el efecto observado en la realidad. Para ello se estableció un

cronograma de inyección, remojo y producción como el realizado en la prueba de campo, y se iteró para hallar valores de interpolación adecuados entre las curvas de permeabilidad relativa originales del yacimiento y las curvas de permeabilidad relativa modificadas por la adsorción de los componentes de la solución inyectada sobre la superficie de la roca.

3.5 Construcción y evaluación de los escenarios de predicción

Seguidamente del cotejo de la prueba en campo de inyección de la formulación a base de surfactantes, se construyeron escenarios de inyección continua en los que se inyectó por un solo pozo. Esta inyección se realizó en cada pozo con el fin de determinar cuál sería el mejor prospecto para una inyección continua por 10 años, además de proponer una recomendación acerca de si sería viable la reapertura de pozos cerrados.

Los pozos P-01, P-05, P-06 y P-08 siempre estuvieron activos; el pozo P-04 fue cerrado en el 2008 debido a un severo arenamiento; el pozo P-03 fue cerrado en el 2012 por altos cortes de agua y; el pozo P-02 fue cerrado durante la prueba de campo puesto que atraía mucha agua del acuífero proveniente del noroeste y parte de esa agua era luego atraída por el área de drenaje del pozo P-01.

Se realizaron combinaciones en las que se activaban los pozos P-02 y P-03 como productores o inyectoras para visualizar la factibilidad de su reactivación. Debido al severo arenamiento del pozo P-04, este requeriría la aplicación de un procedimiento de reentrada, lo cual no sería económicamente viable, por lo que este pozo no se activó en los escenarios propuestos. A continuación se muestra una tabla con los escenarios propuestos:

Tabla 3. Combinatoria de escenarios realizada, encendido como productor (EP), apagado (A), inyector (I)

N° de combinación	Pozos						
	P-01	P-02	P-03	P-04	P-05	P-06	P-08
1	EP	A	A	A	EP	EP	EP
2	EP	A	EP	A	EP	EP	EP
3	EP	EP	A	A	EP	EP	EP
4	EP	EP	EP	A	EP	EP	EP
5	I	A	A	A	EP	EP	EP
6	I	EP	A	A	EP	EP	EP
7	I	A	EP	A	EP	EP	EP
8	I	EP	EP	A	EP	EP	EP
9	EP	I	A	A	EP	EP	EP
10	EP	I	EP	A	EP	EP	EP
11	EP	A	I	A	EP	EP	EP
12	EP	EP	I	A	EP	EP	EP
13	EP	A	A	A	I	EP	EP
14	EP	EP	A	A	I	EP	EP
15	EP	A	EP	A	I	EP	EP
16	EP	EP	EP	A	I	EP	EP
17	EP	A	A	A	EP	I	EP
18	EP	EP	A	A	EP	I	EP
19	EP	A	EP	A	EP	I	EP
20	EP	EP	EP	A	EP	I	EP
21	EP	A	A	A	EP	EP	I
22	EP	EP	A	A	EP	EP	I
23	EP	A	EP	A	EP	EP	I
24	EP	EP	EP	A	EP	EP	I

3.6 Realización de un análisis económico simple

Con los escenarios de predicción ya planteados se obtuvieron, para cada combinación propuesta, los datos de petróleo producido acumulado, agua producida acumulada y agua inyectada acumulada para toda la macolla entre las fechas desde el 10 de diciembre de 2016 y el 1 de enero de 2027. Luego se procedió a realizar un análisis económico simple tomando las siguientes premisas:

1. Se calcularon los costos de producción de petróleo asumiendo un valor de 27.62 \$/bbl (The Wall Street jornal, 2016).
2. Se calcularon los costos del manejo del agua producida asumiendo un valor de 0.578 \$/bbl (Bailey, 2000).
3. Se calcularon los costos del químico a inyectar asumiendo un valor de 2.4 \$/bbl.
4. Se calcularon las ganancias de las ventas del petróleo asumiendo un valor de 45.54 \$/bbl (según datos de PDVSA).
5. Se analizaron las ganancias obtenidas por el uso de agua de producción para la inyección del químico asumiendo un valor de 0.578 \$/bbl (Bailey, 2000), debido que para la inyección del químico se usó agua de producción que no fue necesario disponer, por lo que representa un ahorro en la operación.
6. Se calcularon los costos totales mediante la suma de los montos obtenidos en los puntos 1, 2 y 3.
7. Se determinaron los ingresos totales mediante la suma de los montos obtenidos en los puntos 4 y 5.
8. Se obtuvieron las ganancias totales mediante la resta de los montos obtenidos en los puntos 6 y 7.
9. Se compararon todos los escenarios propuestos y se seleccionó aquel que obtuviese mayores ganancias.
10. Asumiendo una inversión inicial de 300 MUS\$ para cubrir los costos de los primeros tres meses de la operación (alquiler de bombas y tanques,

compra del químico, costos de inyección) y una tasa de interés del 20% mensual de capitalización mensual, se determinó cuanto tiempo tardaría en recuperar la inversión el escenario seleccionado en el punto 9.

CAPÍTULO VI

RESULTADOS

La macolla CASA-3 consta de 7 pozos horizontales, está ubicada en el campo Huyapari del bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco, el modelo de simulación construido intenta emular las características de la sección del yacimiento estudiado para tratar de reproducir su historia de producción y luego elaborar escenarios de predicción en los que se espera visualizar el comportamiento de producción futura al aplicar la inyección de la formulación a base de surfactantes a escala de campo y condiciones de yacimiento empleando distintos esquemas.

Las arenas drenadas por esta macolla se podrían ser consideradas una extensión de las arenas del yacimiento MFB-53 del campo Bare, el cual constituido por las arenas más prospectivas de la Formación Oficina y Merecure. Los pozos P-01, P-03, P-05, P-06 y P-08 están completados en la arena superior (U1) y los pozos P-02 y P-04 están completados en la arena inferior (U2/U3).

La unidad U2/U3 (unidad inferior) se asocia a un relleno de valle, el cual esta litológicamente representado por areniscas de grano medio a fino, bien escogidos, no consolidados, cuarzosas con intercalaciones de lutitas. Según análisis palinológicos (Intevp) se determinó que la unidad U2,3 se depositó en un ambiente fluvial denominado “ríos con corrientes entrelazadas” (Díaz y Padrón, 2011).

La unidad U1 (unidad superior) esta litológicamente representado por areniscas de granos finos, cuarzosas, poco consolidadas las cuales presentan intercalaciones de lutitas, limonitas y carbones. El análisis palinológico indica la presencia de dinoflagelados enmarcados dentro del ambiente costero con influencia marina (Díaz y Padrón, 2011).

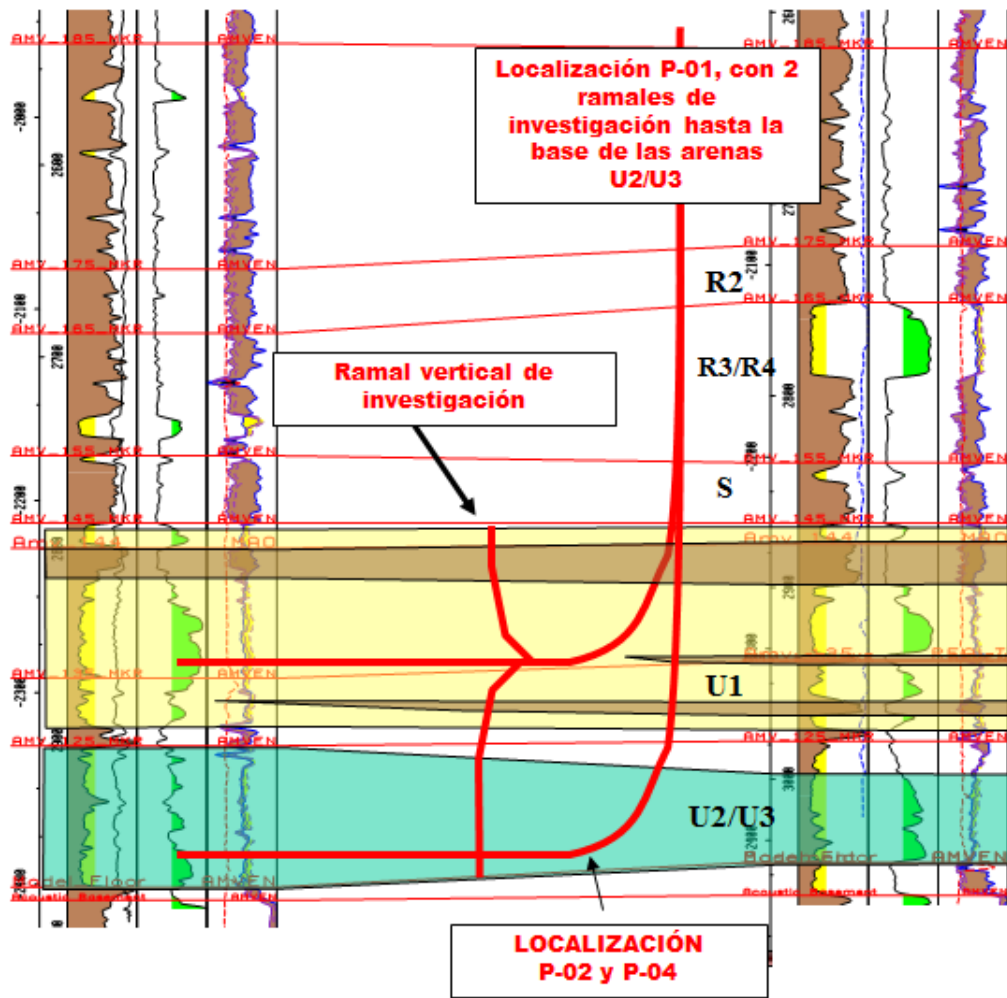


Figura 9. Arenas U1 y U2/U3 drenadas por la macolla CASA-3

A partir del modelo full field se extrajo un submodelo de 204363 celdas, cada una midiendo 250 ft en dirección I, 250 ft en dirección J y con un espesor aproximado de entre 4 y 10 ft; las permeabilidades del modelo varían entre 0 y 24980 miliDarcys (mD); las porosidades varían entre 0 y 35%. El mallado se puede observar en la siguiente figura:

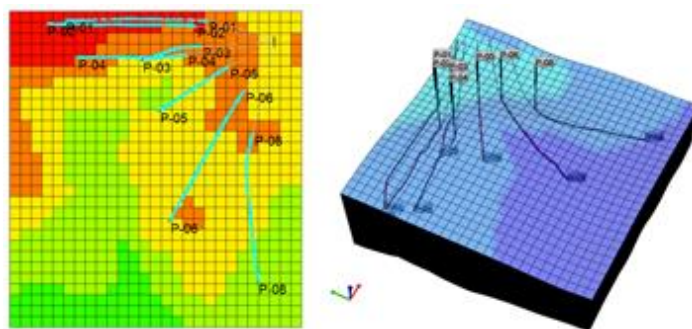


Figura 10. Vista de planta (izquierda) y en 3D (derecha) del mallado utilizado en el modelo de simulación

4.1 Resultados del cotejo histórico

Después de cotejar el modelo se procedió a realizar cálculos estadísticos con el fin de determinar numéricamente el error porcentual de la data real de presiones y producción (agua, crudo y gas) con los datos arrojados por el modelo de simulación numérica. Para ello se realizó el siguiente procedimiento para cada variable cotejada (tasa de agua, tasa de petróleo, líquido acumulado y presión de fondo).

1. Las mediciones de tasa fueron medidas con un con un equipo multifásico, el cual posee un error de medición de ± 20 bbl, por lo cual aquellos datos de producción con tasas de agua menores a 20 bbl fueron descartados.
2. Aquellas desviaciones entre los datos reales y los resultados del modelo de simulación numérica iguales o menores a 20 bbl/d de tasa de petróleo o tasa de agua, no se tomaron en cuenta, ya que el error puede ser atribuible a la medición.
3. Luego que se eliminaron los datos asociados a errores de medición se elaboraron histogramas para determinar en qué años se encontraban las mayores y menores acumulaciones de datos, y de esta manera darle mayor importancia a aquellos años en que las mediciones de tasa fueron más frecuentes, como se muestra en el siguiente grafico que muestra el histograma realizado para los datos de tasa de agua en el pozo P-02.

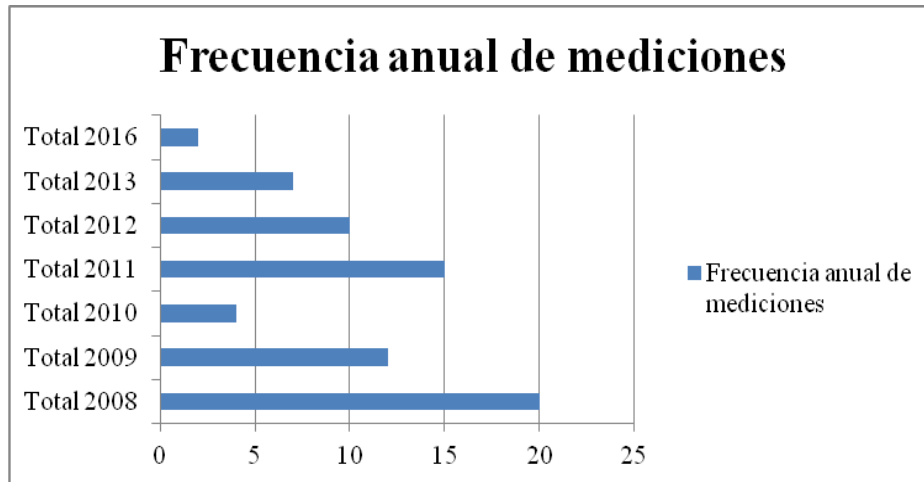


Figura 11. Frecuencia anual de mediciones para tasa de agua en el pozo P-02

- Se implementó una ponderación basada en la cantidad de datos por año, con el fin de que los errores más representativos en la comparación se enfocasen en aquellos años con mayor acumulación de datos, debido a que una mayor densidad de datos reduce la incertidumbre. La ponderación “P” fue realizada con la siguiente formula:

$$P = \frac{f}{f_{max}} \quad (6)$$

Donde “ f ” es la frecuencia para un año en específico y “ f_{max} ” es la mayor frecuencia de entre todos los años en que se realizó el cotejo para esa variable.

- Luego se aplicó la ponderación multiplicando “P” obtenido para ese año por el error porcentual obtenido para todas las fechas dentro de ese año aplicándose la siguiente formula.

$$Error\ final\ de\ la\ medicion = P * Error\ porcentual\ de\ la\ medicion \quad (7)$$

Para el caso del cotejo de la tasa de agua para el pozo P-02, la mayor ponderación se encuentra en el año 2008, en donde el error se multiplicará por un factor de 1, y la menor penalización será para el año 2016, en donde el error se multiplicara por un factor de 0.1, como se muestra en la tabla a continuación.

Tabla 4. Frecuencia anual de mediciones para tasa de agua en el pozo P-02

Año	Frecuencia	Ponderación
Total 2008	20	1
Total 2009	12	0.6
Total 2010	4	0.2
Total 2011	15	0.75
Total 2012	10	0.5
Total 2013	7	0.35
Total 2016	2	0.1
Total general	70	

Luego de aplicar el procedimiento anterior se obtuvieron los siguientes resultados para los errores porcentuales de cada una de las variables cotejadas de tasa de agua, líquido acumulado, tasa de petróleo y presión de fondo:

Tabla 5. Error porcentual calculado para el cotejo histórico

Pozo	Error tasa de petróleo (%)	Error tasa de agua (%)	Error líquido acumulado (%)	Error presión de fondo (%)	Promedio de errores por pozo (%)
P-01	8	17,9	9,7	3,4	9,7
P-02	11,8	9	14	0	8,7
P-03	15,2	10,2	16,5	1,9	11
P-04	0	30,3	5,1	16,5	13
P-05	16,8	14,4	21,4	0	13,1
P-06	0,3	7,1	11,6	0	4,8
P-08	20,9	11,1	17,2	4,3	13,4
Promedios totales por variable (%)	10,43	14,29	13,64	3,73	10,53

Gráficamente se obtuvieron los siguientes de resultados para cada pozo que se muestran en la siguiente figura de tasa de producción de agua (superior izquierda), producción de líquido acumulado (superior derecha), tasa de producción de petróleo (inferior izquierda) y presión de fondo (inferior izquierda):

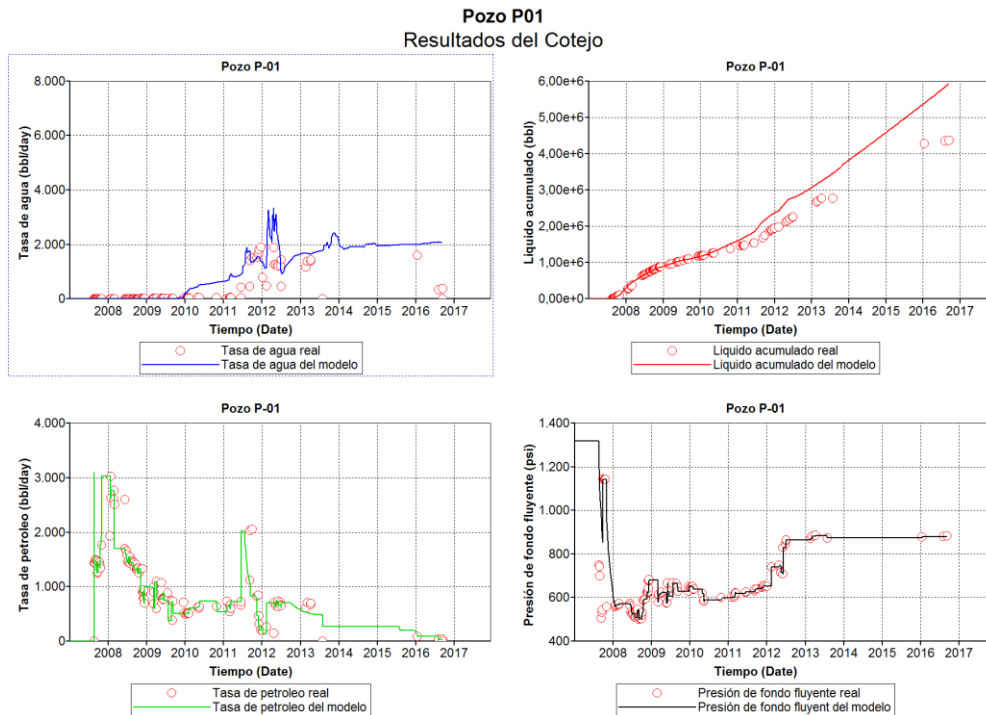


Figura 12. Resultados del cotejo histórico para el pozo P-01

Pozo P-02
Resultados del Cotejo

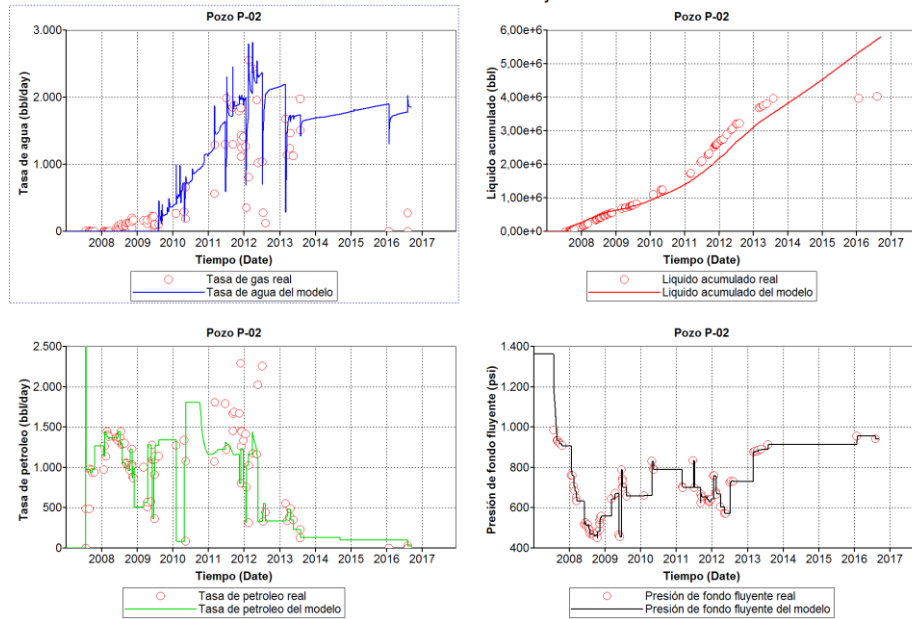


Figura 13. Resultados del histórico cotejo para el pozo P-02

Pozo P-03
Resultados del Cotejo

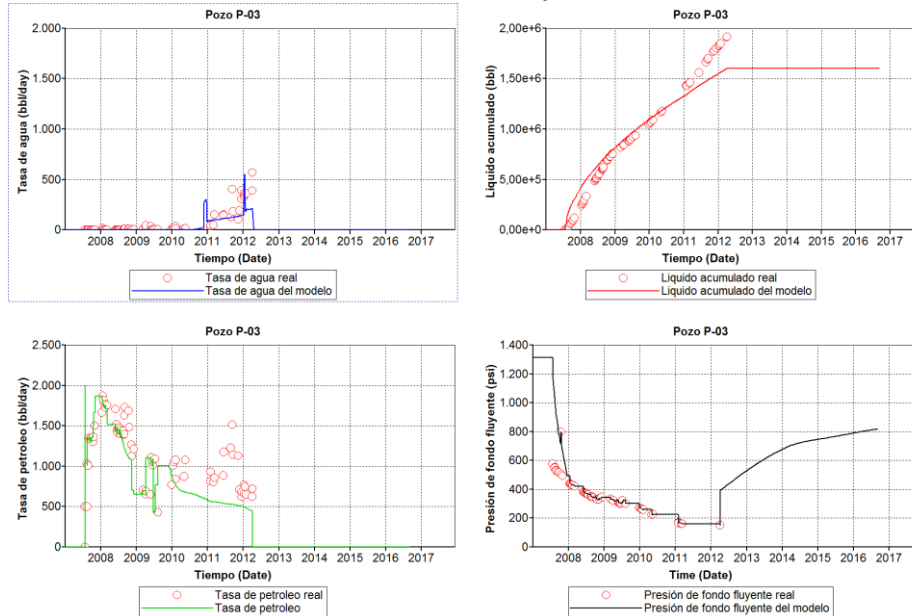


Figura 14. Resultados del cotejo histórico para el pozo P-03

Pozo P-04
Resultados del Cotejo

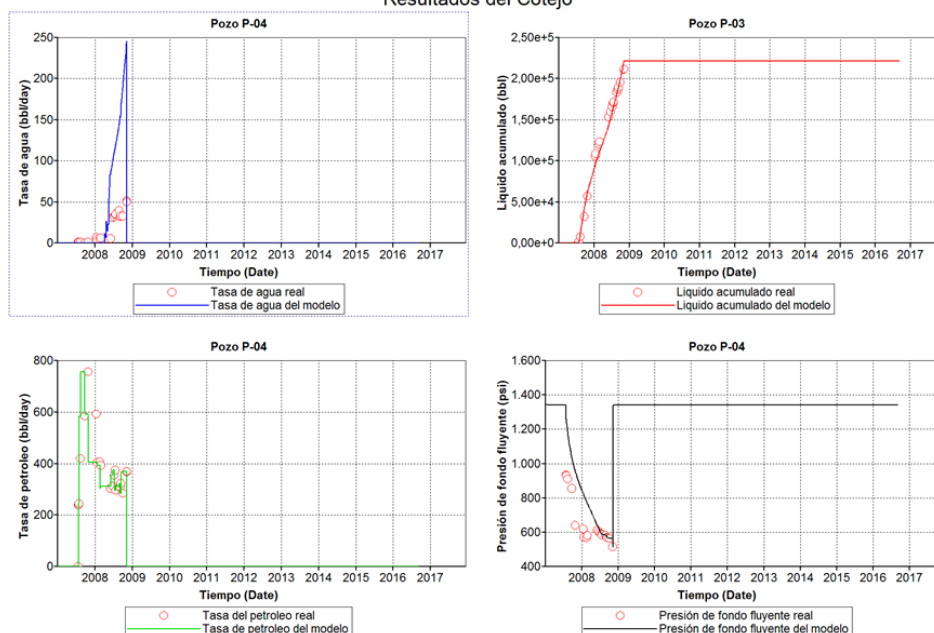


Figura 15. Resultados del cotejo histórico para el pozo P-04

Pozo P-05
Resultados del Cotejo

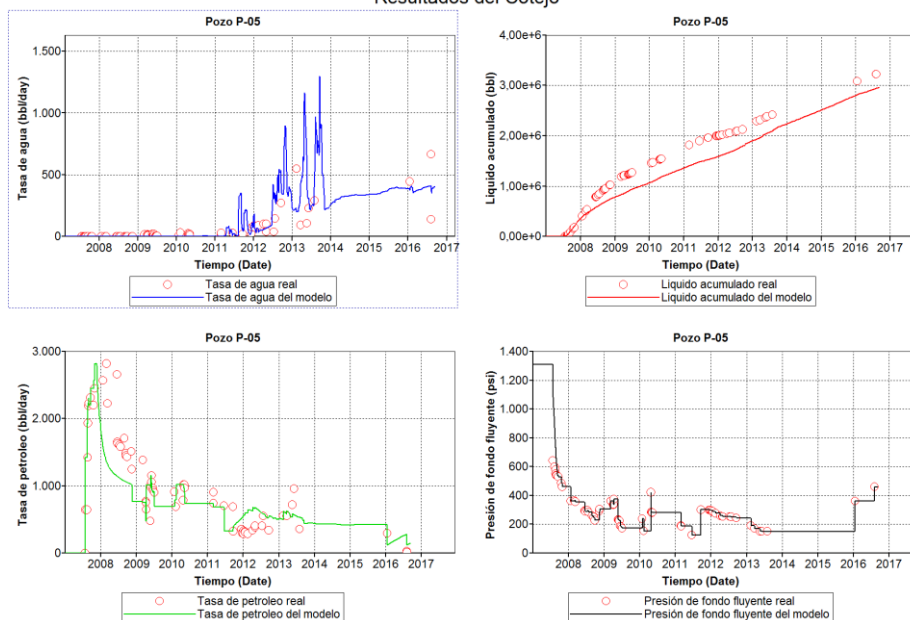


Figura 16. Resultados del cotejo histórico para el pozo P-05

Pozo P-06
Resultados del Cotejo

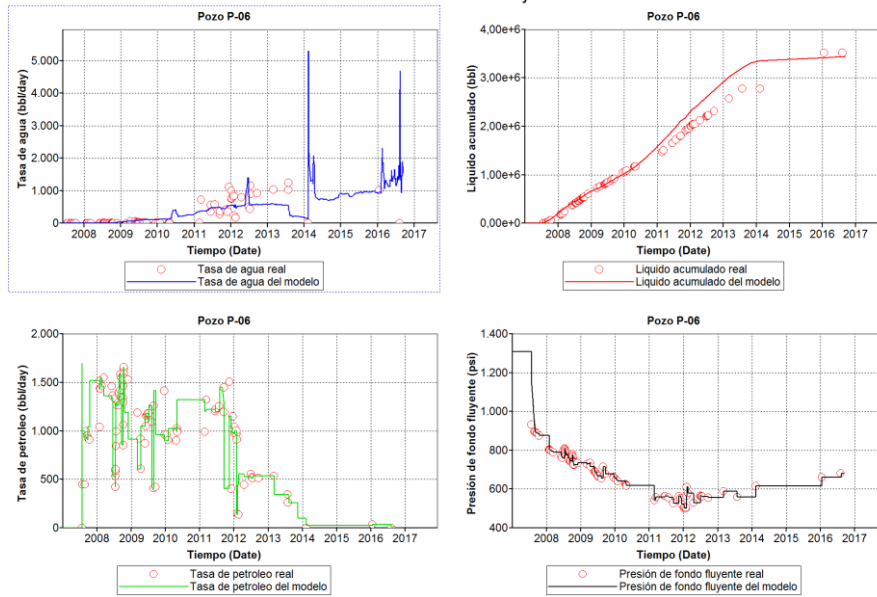


Figura 17. Resultados del cotejo histórico para el pozo P-06

Pozo P-08
Resultados del Cotejo

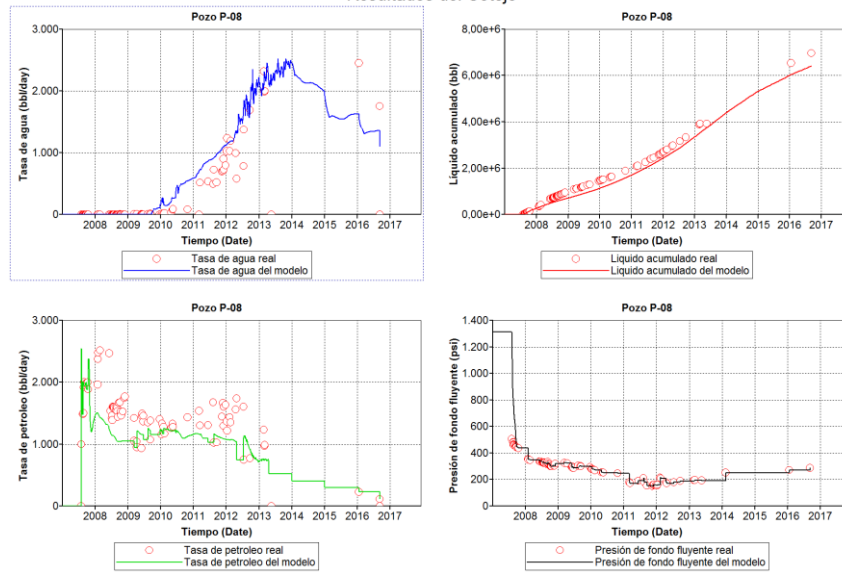


Figura 18. Resultados del cotejo histórico para el pozo P-08

4.2 Cotejo de la prueba de inyección

Luego del cotejo de la historia de producción en frío se procedió a realizar el cotejo de la prueba de inyección de la solución a base de surfactantes, para ello se cargaron los valores de adsorción, variación de la tensión interfacial en función de la concentración de surfactante, los sets de curvas de permeabilidad relativa para distintos valores de tensión interfacial, y los parámetros de interpolación que el simulador utiliza para la variación de la permeabilidad relativa en función del número capilar.

Para la inyección solo se disponían de dos datos fiscalizados de producción a dos fechas diferentes para el conjunto de pozos, las cuales fueron usadas para comparar los datos del simulador. Estos arrojaron los valores observados en la siguiente figura:

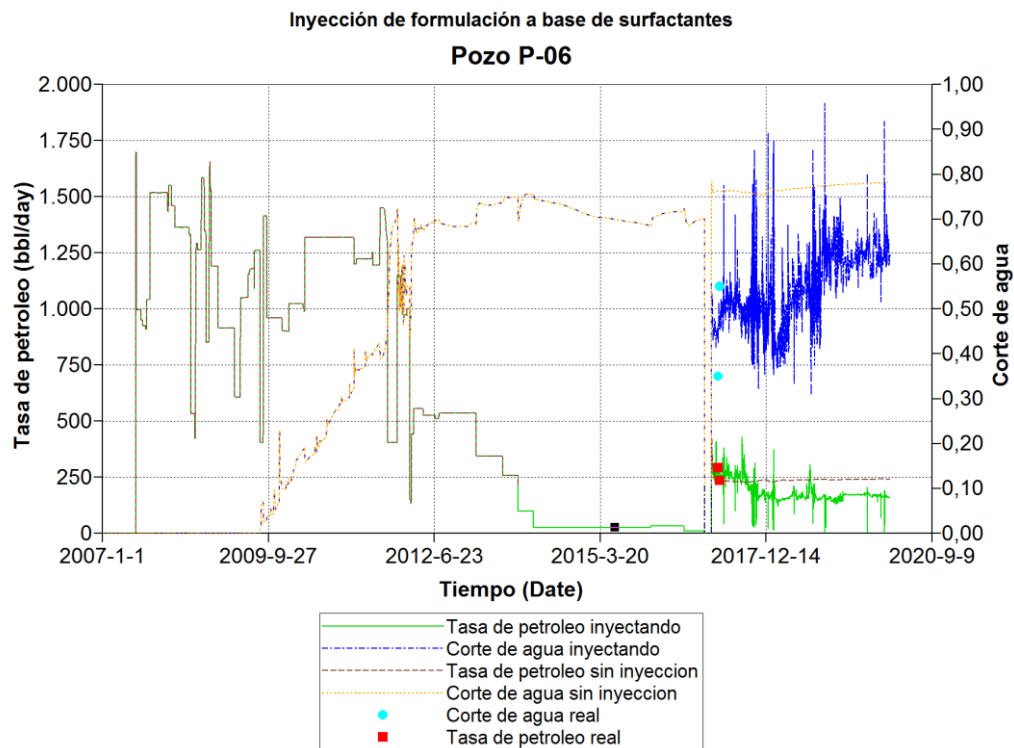


Figura 19. Gráfico de tasa de petróleo y corte de agua vs tiempo donde se muestran los resultados del cotejo histórico de la inyección de la solución a base de surfactantes en el pozo P-

Después se extrajeron estos valores de la gráfica anterior y se procedió a calcular el error porcentual entre los valores obtenidos en la prueba de campo y los valores simulados para las dos fechas, como se muestra en las tablas a continuación:

- Para el 1 de marzo de 2017

Tabla 6. Error porcentual para los valores de tasa de petróleo y corte de agua del 1 de marzo de 2017

	Valores simulados	Valores reales	Error (%)
Tasa de petróleo (bbl/d)	283.4	292.5	3.1
Corte de agua (fracción)	0.41	0.35	18.2

- Para el 11 de marzo de 2017

Tabla 7. Error porcentual para los valores de tasa de petróleo y corte de agua del 11 de marzo de 2017

	Valores simulados	Valores reales	Error (%)
Tasa de petróleo (bbl/d)	226.3	234.9	3.7
Corte de agua (fracción)	0.52	0.55	6.1

Para la tasa de petróleo se obtuvo un error promedio de 3.4% y para el corte de agua se obtuvo un error promedio de 12.1%, lo que muestra un buen ajuste de los parámetros suministrados al simulador y una muy certera data de laboratorio para este proyecto de inyección. A partir de estos resultados se procedió a generar los escenarios de predicción para inyección continua de la solución a base de surfactantes.

4.3 Escenarios de predicción

Con el cotejo de la prueba de inyección se obtuvo la información necesaria para imitar con cierto grado de exactitud el comportamiento de la formulación a base de surfactantes a escala de campo, por lo que se procedió a la construcción de los escenarios de predicción, manteniendo el pozo P-04 apagado ya que no era económicamente factible su reactivación, y encendiendo los pozos P-02 y P-03 para evaluar su desempeño como productores o inyectoros.

Se plantearon los casos mostrados en la tabla 4 y luego se planteó un escenario de 10 años de producción para cada combinación inyección continua (en el periodo 2017-2027) obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 8. Resultados obtenidos en la simulación de escenarios

Nº de combinación	Petróleo acumulado (MMBBL)	Agua acumulada producida (MMBBL)	Agua acumulada inyectada (MMBBL)
1	1.99	8.12	0
2	2.42	9.98	0
3	2.74	15.45	0
4	3.1	17.27	0
5	1.74	4.75	3.01
6	2.5	7.02	3.32
7	2.45	6.12	3.09
8	3.08	8.75	3.44
9	1.42	6.16	1.98
10	3.64	12.23	2.13
11	2.67	7.03	3.25
12	3.12	13.68	3.5
13	2.3	6.09	3.09
14	2.9	12.6	3.12
15	2.47	7.57	3.24
16	3.36	14.42	3.41
17	1.53	3.68	3.66
18	2.31	11.1	3.67
19	2.18	5.4	3.67
20	2.85	12.22	3.53
21	1.71	3.21	3.2
22	2.41	10.5	2.98
23	2.3	4.82	3.04
24	2.96	12.22	2.98

A continuación se calcularon las ganancias y los costos como se mencionó en la metodología, se utilizarán como ejemplo la combinación numero 5:

1. Se calcularon los costos de producción de petróleo asumiendo un valor de 27.62 \$/bbl.

Tabla 9. Ejemplo de cálculo de costo de producción de petróleo

Nº de combinación	Petróleo acumulado (MMBBL)	Costo de producción de petróleo (MMUS\$)
5	1.75	48.19

2. Se calcularon los costos del manejo del agua producida asumiendo un valor de 0.578 \$/bbl.

Tabla 10. Ejemplo de cálculo de costo de agua acumulada producida

Nº de combinación	Agua acumulada producida (MMBBL)	Costo de agua acumulada producida (MMUS\$)
5	4.75	2.74

3. Se calcularon los costos del químico a inyectar asumiendo un valor de 2.4 \$/bbl.

Tabla 11. Ejemplo de cálculo del costo acumulado para el agua utilizada para la inyección del químico

Nº de combinación	Agua de inyección acumulada (MMBBL)	Costo acumulado del agua inyectada con el químico (MMUS\$)
5	3.01	7.24

4. Se calcularon las ganancias de las ventas del petróleo asumiendo un valor de 45.54 \$/bbl.

Tabla 12. Ejemplo de cálculo de ingreso por venta de crudo

Nº de combinación	Petróleo Acumulado (MMBBL)	Ingreso por venta de crudo (MMUS\$)
5	1.75	79.46

5. Se analizaron las ganancias obtenidas por el uso de agua de producción para la inyección del químico asumiendo un valor de 0.578 \$/bbl,

debido que para la inyección del químico se usó agua de producción que no fue necesario disponer, por lo que representa un ahorro en la operación.

Tabla 13. Ejemplo de cálculo de ingreso por uso de agua de producción para inyección

Nº de combinación	Agua de inyección acumulada (MMBBL)	Ingreso por uso de agua de producción para inyección (MMUS\$)
5	3.02	1.74

6. Se calcularon los costos totales mediante la suma de los montos obtenidos en los puntos 1, 2 y 3.

Tabla 14. Ejemplo de cálculo de los costos totales

Nº de combinación	Costo de producción de petróleo acumulado (MMUS\$)	Costo de Agua Acumulada producida (MMUS\$)	Costo acumulado del agua inyectada con el químico(MMUS\$)	Costos totales (MMUS\$)
5	48.19	2.74	7.24	58.17

7. Se determinaron los ingresos totales mediante la suma de los montos obtenidos en los puntos 4 y 5.

Tabla 15. Ejemplo de cálculo de ingresos totales.

Nº de combinación	Ingreso por venta de crudo (MMUS\$)	Ingreso por uso de agua de producción para inyección (MMUS\$)	Ingresos totales (MMUS\$)
5	79.46	1.74	81.21

8. Se obtuvieron las ganancias totales mediante la resta de los montos obtenidos en los puntos 6 y 7.

Tabla 16. Ejemplo de cálculo de ganancias totales

N° de combinación	Ingresos totales (MMUS\$)	Costos totales (MMUS\$)	Ganancias totales (MMUS\$)
5	81.21	58.17	23.03

9. Se compararon todos los escenarios propuestos y se seleccionó aquel que obtuviese mayores ganancias.

Tabla 17. Ganancias totales para cada combinación

N° de combinación	Ganancia (MMUS\$)
1	30.96
2	37.58
3	40.21
4	45.52
5	23.03
6	34.65
7	34.68
8	43.90
9	18.25
10	54.35
11	37.78
12	41.55
13	32.12
14	39.07
15	34.02
16	45.68
17	18.68
18	28.36
19	29.26
20	37.65
21	22.98
22	31.76
23	32.90
24	40.60

11. Asumiendo una inversión inicial de 300 MUS\$ y una tasa de interés del 20% mensual de capitalización mensual, se determinó cuanto tiempo tardaría en recuperar la inversión el escenario seleccionado en el punto 9.

Para este último punto se utilizó la fórmula de valor futuro:

$$Vf = Vp * (1 + i)^n \quad (8)$$

En la cual “ Vf ” es el valor futuro de la inversión, “ Vp ” es el valor presente de la inversión, que para nuestro caso es 300 MUS\$, “ i ” es la tasa de interés, que para nuestro caso es de 20% mensual de capitalización mensual, y “ n ” es el tiempo (en meses para nuestro caso) que ha transcurrido desde el momento inicial en que se nos otorga el préstamo.

En el escenario planteado se tramitaría un préstamo bancario a partir del 1 de diciembre de 2016 por 300 MUS\$, el cual cubrirá los costos para la compra de químico y las facilidades necesarias para la inyección. El banco coloca un interés a una tasa de interés del 20% mensual de capitalización mensual, debido a que se plantea el uso de una tecnología nueva de poca aplicación hasta el momento, lo que se plantea como una inversión de alto riesgo.

Para un escenario de 5 meses, la deuda de 300000 \$ crecerá de la siguiente forma:

Tabla 18. Monto mensual para el préstamo solicitado para un tiempo de 5 meses

Fecha	n(meses)		Monto de la deuda (US\$)
01/12/2016	0	$300000 * (1 + 0.2)^0$	300000
01/01/2017	1	$300000 * (1 + 0.2)^1$	360000
01/02/2017	2	$300000 * (1 + 0.2)^2$	432000
01/03/2017	3	$300000 * (1 + 0.2)^3$	518400
01/04/2017	4	$300000 * (1 + 0.2)^4$	622080
01/05/2017	5	$300000 * (1 + 0.2)^5$	746496

Para un escenario de 5 meses, las ganancias de la operación (eligiendo la combinación número 10 planteada) crecerán de la siguiente forma, realizando los cálculos para ingresos, costos y ganancias:

1. Se calcularon los costos de producción de petróleo asumiendo un valor de 27.62 \$/bbl.

Tabla 19. Cálculo de costo de producción de petróleo para un tiempo de 5 meses

Fecha	Petróleo acumulado (BBL)	Costo de producción de petróleo (US\$)
01/12/2016	0	0
01/01/2017	0	0
01/02/2017	33469	924413.78
01/03/2017	78862	2178168.44
01/04/2017	122381	3380163.22
01/05/2017	161021	4447400.02

2. Se calcularon los costos del manejo del agua producida asumiendo un valor de 0.578 \$/bbl.

Tabla 20. Cálculo del costo del agua acumulada producida para un tiempo de 5 meses

Fecha	Agua acumulada producida (BBL)	Costo de agua acumulada producida (US\$)
01/12/2016	0	0
01/01/2017	0	0
01/02/2017	57592	33288.18
01/03/2017	139632	80707.30
01/04/2017	226588	130967.86
01/05/2017	307467	177715.93

3. Se calcularon los costos del químico a inyectar asumiendo un valor de 2.4 \$/bbl.

Tabla 21. Cálculo de costo acumulado del agua inyectada con el químico para un tiempo de 5 meses

Fecha	Agua de inyección acumulada (BBL)	Costo acumulado del agua inyectada con el químico(US\$)
01/12/2016	22304.57	53530.97
01/01/2017	22690.64	54457.54
01/02/2017	54912.10	131789.04
01/03/2017	81663.47	195992.33
01/04/2017	112712.19	270509.26
01/05/2017	142260.83	341425.99

4. Se calcularon las ganancias de las ventas del petróleo asumiendo un valor de 45.54 \$/bbl.

Tabla 22. Cálculo de ingreso por venta de crudo para un tiempo de 5 meses

Fecha	Petróleo Acumulado (BBL)	Ingreso por venta de crudo (US\$)
01/12/2016	0	0
01/01/2017	0	0
01/02/2017	33469	1524178.26
01/03/2017	78862	3591375.48
01/04/2017	122381	5573230.74
01/05/2017	161021	7332896.34

5. Se analizaron las ganancias obtenidas por el uso de agua de producción para la inyección del químico asumiendo un valor de 0.578 \$/bbl, debido que para la inyección del químico se usó agua de producción que no fue necesario inyectar, por lo que representa un ahorro en la operación.

Tabla 23. Cálculo de ingreso por uso de agua de producción para inyección para un tiempo de 5 meses

Fecha	Agua de inyección acumulada (BBL)	Ingreso por uso de agua de producción para inyección (US\$)
01/12/2016	22304.57	12892.04
01/01/2017	22690.64	13115.19
01/02/2017	54912.10	31739.19
01/03/2017	81663.47	47201.49
01/04/2017	112712.19	65147.65
01/05/2017	142260.83	82226.76

6. Se calcularon los costos totales mediante la suma de los montos obtenidos en los puntos 1, 2 y 3.

Tabla 24. Cálculo de costos totales para un tiempo de 5 meses

Fecha	Costo de producción de petróleo acumulado (US\$)	Costo de Agua Acumulada producida (US\$)	Costo acumulado del agua inyectada con el químico(US\$)	Costos totales (US\$)
01/12/2016	0	0	53530.97	53530.97
01/01/2017	0	0	54457.54	54457.54
01/02/2017	924413.78	33288.18	131789.04	1089491.00
01/03/2017	2178168.44	80707.30	195992.33	2454868.06
01/04/2017	3380163.22	130967.86	270509.26	3781640.34
01/05/2017	4447400.02	177715.93	341425.99	4966541.94

7. Se determinaron los ingresos totales mediante la suma de los montos obtenidos en los puntos 4 y 5.

Tabla 25. Cálculo de ingresos totales para un tiempo de 5 meses

Fecha	Ingreso por venta de crudo (US\$)	Ingreso por uso de agua de producción para inyección (US\$)	Ingresos totales (US\$)
01/12/2016	0	12892.04	12892.04
01/01/2017	0	13115.19	13115.19
01/02/2017	1524178.26	31739.19	1555917.45
01/03/2017	3591375.48	47201.49	3638576.97
01/04/2017	5573230.74	65147.65	5638378.39
01/05/2017	7332896.34	82226.76	7415123.10

8. Se obtuvieron las ganancias totales mediante la resta de los montos obtenidos en los puntos 6 y 7.

Tabla 26. Ejemplo de cálculo de ganancias totales para un tiempo de 5 meses

Fecha	Ingresos totales (US\$)	Costos totales (US\$)	Ganancias totales (US\$)
01/12/2016	12892.04	53530.97	-40638.93
01/01/2017	13115.19	54457.54	-41342.35
01/02/2017	1555917.45	1089491.00	466426.46
01/03/2017	3638576.97	2454868.06	1183708.90
01/04/2017	5638378.39	3781640.34	1856738.05
01/05/2017	7415123.10	4966541.94	2448581.16

Ahora se comparan para un plazo de 5 meses, las ganancias obtenidas por la operación contra el crecimiento de la deuda adquirida.

Tabla 27. Crecimiento ganancias y deudas para un tiempo de 5 meses

Fecha	Ganancias totales (US\$)	Monto de la deuda (US\$)	Diferencia (US\$)
01/12/2016	-40638.93	300000	-340638.93
01/01/2017	-41342.35	360000	-401342.35
01/02/2017	466426.46	432000	34426.46
01/03/2017	1183708.90	518400	665308.90
01/04/2017	1856738.05	622080	1234658.05
01/05/2017	2448581.16	746496	1702085.16

Se observa en la tabla anterior que para el tercer mes de la operación las ganancias ya son suficientes para cancelar la totalidad de la deuda, por lo que, en el escenario planteado, el retorno de la inversión resulta menor a tres meses. Luego se calcularon las ganancias anuales para el periodo 2017-2027 en dos casos, el primer caso pertenece al mejor escenario seleccionado anteriormente, el cual corresponde a la combinación número 10 y el segundo escenario corresponde a un caso en el que se mantuvieran activos la misma cantidad de pozos que en la combinación número 10, pero no se llevara a cabo la inyección de la formulación a base de surfactantes, el cual le corresponde el escenario número 4. Los resultados del caculo de ingresos y costos se muestran a continuación:

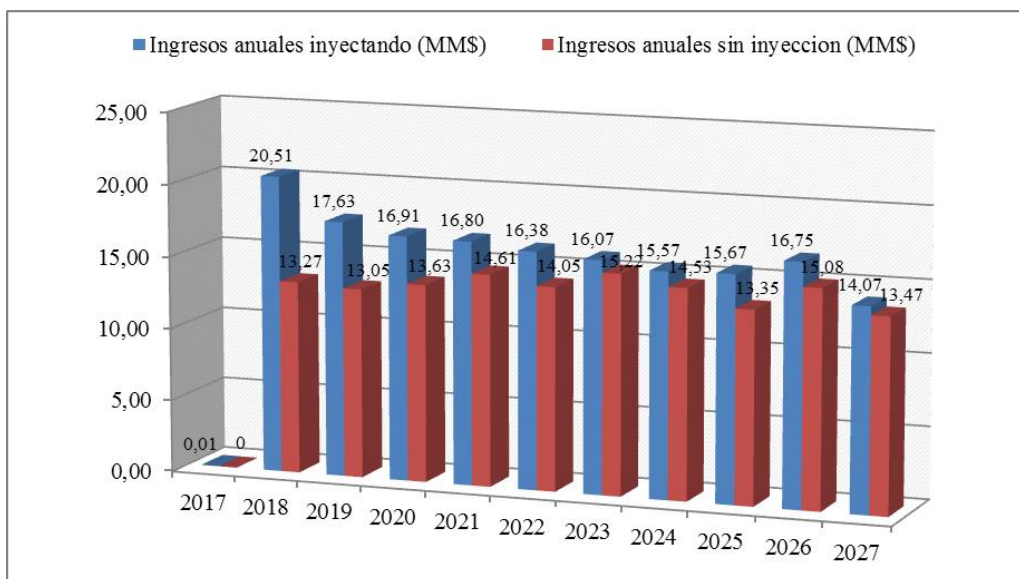


Figura 20. Ingresos de las combinaciones N° 4 (sin inyectar) y 10 (inyectando)

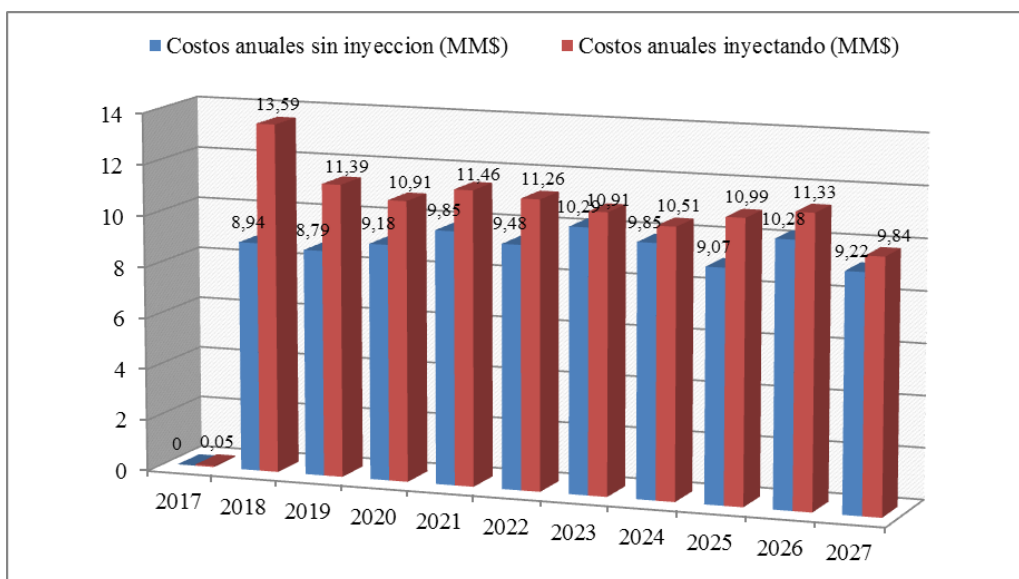


Figura 21. Costos de las combinaciones N° 4 (sin inyectar) y 10 (inyectando)

Tabla 28. Costos, ingresos y ganancias anuales para el escenario planteado en la combinación número 4

Sin inyección			
Fecha	Costos anuales (MMUS\$)	Ingresos anuales (MMUS\$)	Ganancias anuales (MMUS\$)
02/01/2017	0	0	0
14/01/2018	8,94	13,27	4,33
06/01/2019	8,79	13,05	4,26
01/01/2020	9,18	13,63	4,45
14/01/2021	9,85	14,61	4,76
07/01/2022	9,48	14,05	4,56
28/01/2023	10,29	15,22	4,92
30/01/2024	9,85	14,53	4,68
01/01/2025	9,07	13,35	4,28
19/01/2026	10,28	15,08	4,80
01/01/2027	9,22	13,47	4,25
Acumulado	94,97	140,25	45,28

Tabla 29. Costos, ingresos y ganancias anuales para el escenario planteado en la combinación número 10

Inyectando			
Fecha	Costos anuales (MMUS\$)	Ingresos anuales (MMUS\$)	Ganancias anuales (MMUS\$)
01/01/2017	0,05	0,01	-0,04
01/01/2018	13,59	20,51	6,91
01/01/2019	11,39	17,63	6,23
01/01/2020	10,91	16,91	6,00
01/01/2021	11,46	16,80	5,34
01/01/2022	11,26	16,38	5,12
01/01/2023	10,91	16,07	5,15
01/01/2024	10,51	15,57	5,06
01/01/2025	10,99	15,67	4,68
01/02/2026	11,33	16,75	5,43
01/01/2027	9,84	14,07	4,23
Acumulado	112,26	166,37	54,11

Se observa que en el escenario 10 se obtienen mayores ingresos, pero tambien mayores costos, por lo que se procedió a comparar las ganancias obtenidas año a año con el fin de visualizar cual escenario era de mayor rentabilidad, obteninedose los siguientes resultados mostrados a continuación:

Tabla 30. Comparación de ganancias anuales obtenidas en las combinaciones 10 y 4

	Ganancias anuales (MMUS\$)		
Año	Combinación Nº 10	Combinación Nº 4	Diferencia
2017	-0,04	0,00	-0,04
2018	6,91	4,33	2,59
2019	6,23	4,26	1,97
2020	6,00	4,45	1,55
2021	5,34	4,76	0,58
2022	5,12	4,56	0,56
2023	5,15	4,92	0,23
2024	5,06	4,68	0,38
2025	4,68	4,28	0,40
2026	5,43	4,80	0,63
2027	4,23	4,25	-0,02
Acumulado	54,35	45,52	8,83

En la tabla se observa que durante el periodo evaluado, las ganancias de la combinacion número 10 son siempre superiores a las ganancias de la combinacion número 4, a excepcion del primer y ultimo año, obteniendose 8.83 MM\$ más en la combinación número 10 . Graficamente se visualiza de la siguiente forma:

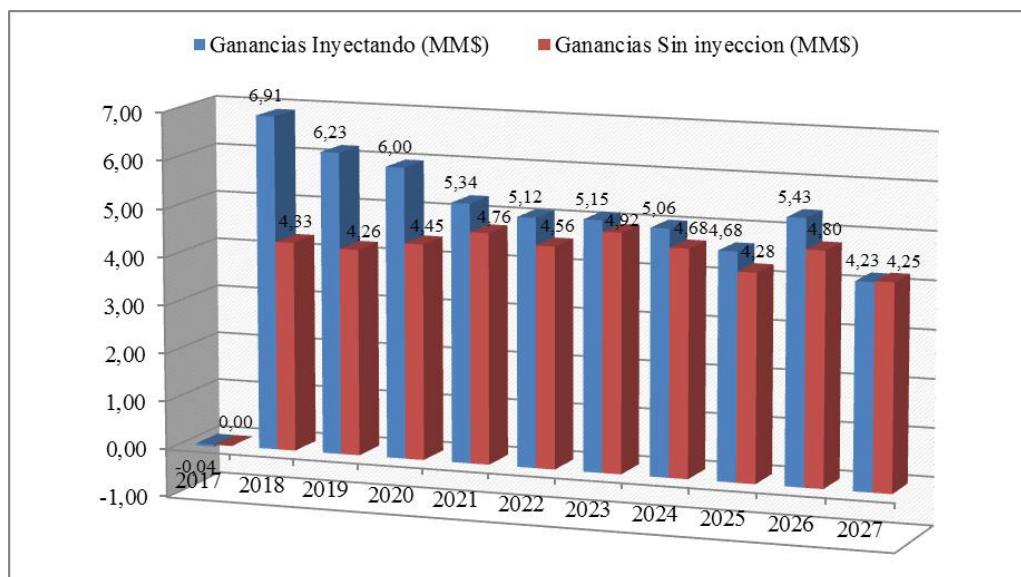


Figura 22. Comparación de ganancias anuales obtenidas en las combinaciones 10 y 4

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 Cotejo histórico

Este objetivo se desarrolló en dos etapas, la primera fue desde el 2007 hasta finales del 2016, donde la macolla produjo de manera convencional en frío, en este periodo se requiere reproducir el comportamiento de producción; y el segundo fue desde finales del 2016 hasta principios del 2020, donde se realizó una inyección corta para evaluar el efecto de la formulación a base de surfactantes a escala de campo y a condiciones de yacimiento.

5.9.2 Primera etapa

Al inicializar el modelo se presentaron algunos inconvenientes que le impedían alcanzar los resultados reales observados en el primer periodo, estos fueron: baja producción de líquido y dificultades en el mantenimiento de presión. A continuación se expone la forma en que fueron abordados los problemas encontrados:

- Se realizó una observación de la historia de producción en base a la evaluación de las propiedades estáticas del modelo de simulación, atendiendo principalmente a la morfología del basamento. Esto debido a que el área del yacimiento en estudio se ubica en una de las zonas más profundas, haciendo que la forma del basamento afecte tanto la forma del intervalo productor como la forma de sus sellos. Por lo que, como consecuencia de lo anterior, se originan pliegues en la estructura, formando baches en los cuales podría acumularse agua, lo que a su vez podría afectar la distribución de saturaciones de agua en el modelo de simulación. Las saturaciones de agua en el modelo estático no contemplaban las acumulaciones de agua en los pliegues de la estructura del yacimiento, por lo que se le incorporaron en el modelo dinámico.

- Después de evaluar la historia de producción, donde a fechas más tempranas irrumpía el agua en los pozos ubicados estructura arriba, luego en los pozos ubicados estructura abajo y por último en los pozos ubicados más hacia el centro del modelo de simulación; y sumado a varios análisis físico-químicos realizados en pozos estructura arriba (ubicados al sur) y estructura abajo (ubicados al norte), se propuso que dentro del modelo existían aguas de distinto origen, por lo que se colocaron dos acuíferos, uno invadiendo la arena superior desde el sureste, y otro invadiendo la arena inferior desde el noroeste.

De esta manera se mejoró el comportamiento de la producción de agua y se obtuvo un mantenimiento de presión, lo que ayudo a aumentar la producción de petróleo, aunque aún esta era insuficiente en relación a los datos históricos de producción de los pozos evaluados.

- Para afrontar el problema del déficit mostrado en la tasa de hidrocarburos se evaluaron un conjunto de PVTs que abarcaban distintos rangos de profundidad y temperatura, luego se escogió el más acorde a los parámetros del subsector del yacimiento. Luego se realizaron sensibilidades variando el parámetro de gas en solución, con el fin de determinar qué proporción de una mezcla entre petróleo muerto y gas resultaría ser la más adecuada para darle movilidad al crudo, respetando la selección del anterior PVT, que garantice el aumento en la producción de petróleo.
- Al establecer la cantidad de gas en solución adecuada, la movilidad fue la necesaria para satisfacer de mejor manera las tasas de producción de petróleo y, junto con el mantenimiento de presión ocasionado por los acuíferos y las acumulaciones de agua localizadas, se logró alcanzar la mayoría de los resultados en las tasas de producción y presiones, lo que garantizó un cotejo aceptable.
- Sin embargo los pozos P-01, P-03, P-05 y P-08 no alcanzaban las tasas de producción de petróleo y gas, por lo que se analizaron las áreas de

drenaje cargadas junto con las trayectorias del modelo simulación para cada pozo, consiguiendo que dichos pozos experimentaran las consecuencias de la perforación de ramales de investigación. Estos ramales en algunos casos logran romper los sellos de las arenas, contactando una mayor cantidad de fluido que la contemplada en el modelo. Como se observa en la siguiente figura, estos ramales de investigación aumentan significativamente el área de drenaje en la realidad y, en vista de que el modelo de simulación no los posee, algunos pozos simulados presentan menores tasas de fluido que las observadas en los datos de producción, todo esto es visible en los resultados del cotejo para el pozo P-08, que al no contar con los ramales, no logra alcanzar las tasas de petróleo vistas en pruebas de producción.

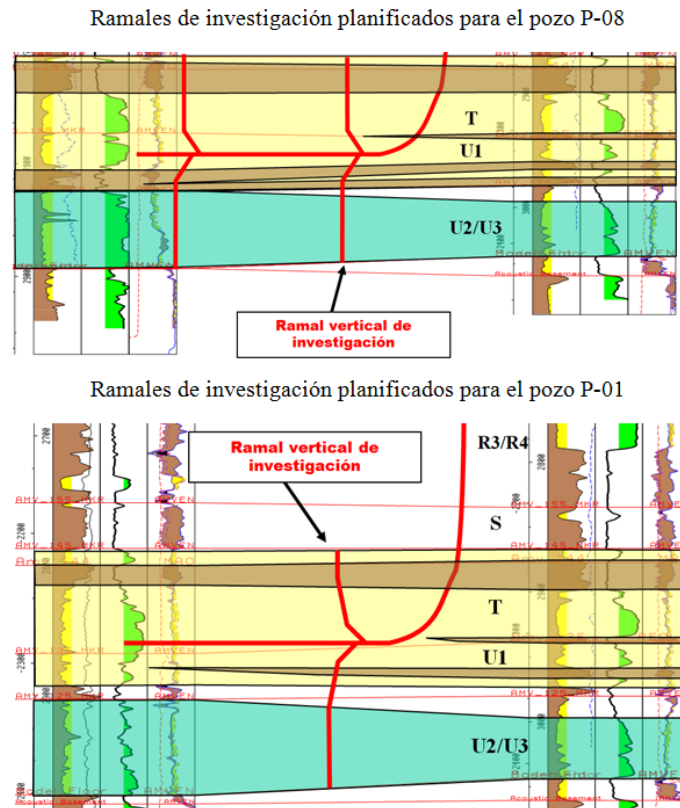


Figura 23. Ramales de investigación planificados para los pozos P-08 y P01

- Para el pozo P-01 se logró colocarle uno de los ramales de investigación, con lo que se obtuvo una gran mejoría para el cotejo de este pozo, con este ramal de se verificó la rotura del sello entre la arena superior y la inferior, así como también un choque entre las áreas de drenaje entre los pozos P-01 y P-02.

5.9.3 Segunda Etapa

Para el segundo lapso de tiempo se cotejó la inyección de la formulación a base de surfactantes realizada durante un periodo corto, la cual aporó importantes resultados a nivel de cambio en el comportamiento en la producción de los pozos impactados de la macolla, como ejemplo lo mostrado en la figura 27, donde se evidencia una reducción importante en la tendencia llevada por el corte de agua y un aumento en la tasa de petróleo durante 8 meses con solo 10 días de inyección de la formulación a base de surfactantes. Luego de comparar los resultados obtenidos en la simulación con los datos de producción fiscalizados para dos fechas, se confirmó que, con la información suministrada, el simulador puede imitar aceptablemente los efectos de la solución inyectada, permitiendo así avanzar al siguiente objetivo con la construcción de los escenarios de predicción.

5.2 Escenarios de predicción

Se procedió a la construcción de los escenarios de predicción, en los cuales se elaboraron 24 combinaciones, alternando la ubicación del pozo inyector y la apertura y cierre de los pozos P-02 y P-03 (cerrados por altos cortes de agua). El pozo P-04 no fue puesto en funcionamiento en ninguna iteración, debido a que sería económicamente inviable su reactivación como consecuencia de su severo arenamiento.

En los resultados se observan reducciones máximas de 60% y mínimas de 16% para la producción acumulada de agua cuando se comparan casos de inyección

con casos de no inyección con la misma cantidad de pozos activos, por lo que al inyectar, siempre se obtiene un resultado mejor ambientalmente, pero no siempre resulta mejor desde el punto de vista económico, ya que en varias ocasiones, casos en que no se inyecta (combinaciones número 1, 2, 3 y 4), resultan económicamente más atractivos que aquellos en que se aplica el proceso de inyección con la misma cantidad de pozos activos.

Realizando este análisis para cada uno de los escenarios, se pudo observar la efectividad de la aplicación de la formulación en base a surfactantes en la reducción de los cortes de agua, este químico se adsorbe en la superficie de la roca y promueve una mojabilidad preferente al agua, desplazando de esta manera puntos de las curvas de permeabilidad relativa.

En el área estudiada se encontró una mojabilidad preferente al petróleo, al promover una mojabilidad preferente al agua se alteran las curvas de permeabilidad relativa en las superficies donde la formulación a base de surfactantes actúe, de esta manera se aumenta la saturación de agua crítica y se disminuye la saturación de petróleo residual, obteniendo así un ganancial en la producción de petróleo y una restricción para la producción de agua.

5.3 Análisis económico

En todos los casos en que se inyectó la formulación se obtuvo una menor cantidad de agua producida en comparación a los casos en que no fue aplicado el procedimiento, siempre que se comparen casos con la misma cantidad de pozos activos.

Desde el punto de vista económico, la combinación número 10 resulta más atractiva que el resto de las combinaciones, principalmente porque obtiene mayores ganancias en el lapso de tiempo estudiado y, a pesar de requerir de una inversión, el retorno de ésta es muy rápido.

Desde el punto de vista ambiental, una reducción en el agua producida implica un menor riesgo al entorno, ya que esta agua suele contener petróleo, sales disueltas y sedimentos, lo que conlleva a requerir de un tratamiento de esa agua

para luego disponerla, todo ese proceso aparte de proveer un costo adicional en las operaciones, provee un peligro para las fuentes de agua de consumo humano ya que Venezuela actualmente no posee regulaciones tan estrictas como en otros países para el control sobre la concentración de contaminantes en las aguas de disposición.

Una ventaja del método utilizado en este trabajo frente a los métodos térmicos que requieren de agua, radica en que el agua para la inyección a base de surfactantes no requiere gastos para su disposición final, reduciendo así los costos, por el contrario el agua usada para los métodos térmicos usualmente necesita tratamientos previos a su uso, además de que en algunos casos podría ser de consumo humano.

En vista de que el acuífero más grande de Venezuela se encuentra en la Faja Petrolífera del Orinoco, el uso de métodos térmicos podría significar extraer esta agua para recuperación mejorada, lo que implicaría aumentos en cortes de agua y aumentos en la necesidad para reinyección, y crearía la posibilidad de contaminar acuíferos.

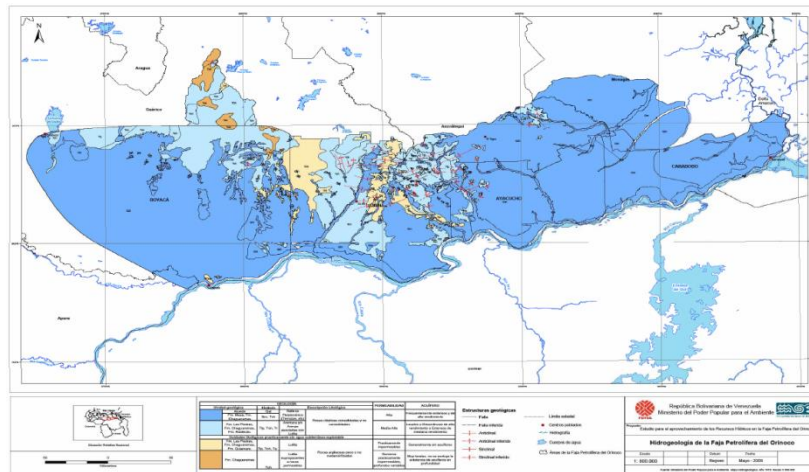


Figura 24. Mapa hidrológico de la Faja Petrolífera del Orinoco
(Laboratorio Nacional de Hidráulica)

Además de lo descrito en el párrafo anterior, se debería de tratar en lo posible de preservar los recursos hídricos de la Faja Petrolífera del Orinoco, ya que según estimaciones de Medina y otros (2015), la zona que abarca la Faja Petrolífera del Orinoco, que para el año 2002 presentaba un clima subhúmedo, podría presentar un futuro cambio a clima semiárido para el 2050. Este proceso en el que esta región va perdiendo humedad con el tiempo, podría acelerarse si se abusa en el uso de del agua presente en el área.

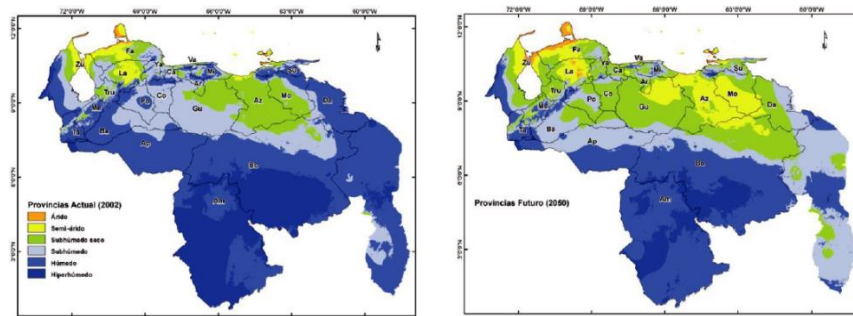


Figura 25. Distribución de las provincias de humedad para los años 2002 y 2050
(Medina y otros, 2015)

Otras consecuencias positivas del uso del método no térmico es que se evita el aumento de temperatura del yacimiento, por lo que se previene las reacciones de acuatermólisis y un incremento en la concentración de NORM en las aguas de producción, disminuyendo costos en lo referente a seguridad e higiene industrial en pro del bienestar de los trabajadores.

CONCLUSIONES

- En la realización del cotejo histórico, las variables de producción estudiadas (tasa de producción agua, tasa producción de petróleo, líquido acumulado producido y presión de fondo), lograron un ajuste aceptable, con un error máximo de 13% para los pozos de la macolla estudiada.
- La diferencia entre los datos de producción real y los resultados arrojados por el modelo de simulación numérica de yacimientos pudieron haber sido menores si las trayectorias suministradas hubieran contemplado los ramales de investigación de los pozos, así se hubiese drenado una mayor cantidad de fluidos y, para el caso del pozo P-08, se podrían haber alcanzado los valores de tasa de petróleo observados en la realidad.
- Se construyeron 24 escenarios de predicción, de los cuales para los casos 1, 2, 3 y 4; no se realizó inyección de la formulación a base de surfactantes y cuando se comparan con casos en que se realizó la inyección con los mismos pozos activos, se observa una disminución de hasta 60% en la cantidad de agua producida.
- Los escenarios de inyección resultan siempre una alternativa ambientalmente amigable, al reducir la cantidad de agua a ser tratada y no aumentar la temperatura del yacimiento, evitando así el aumento de la concentración de NORM y el proceso de acuatermólisis.
- Con el análisis económico realizado se determinó que la combinación numero 10 resultó ser la de mayores ganancias y con un tiempo de retorno de la inversión de menos de 3 meses, con esto no solo se aumentó la rentabilidad de la explotación, sino también que se consiguieron beneficios desde el punto de vista ambiental, es decir, una alternativa ambientalmente amigable, resultó ser también económicamente atractiva.

RECOMENDACIONES

- Estudiar la posibilidad de realizar variaciones en el esquema de inyección de los pozos utilizados, para colocar la solución a base de surfactantes que nos permita evaluar el impacto del punto de inyección del pozo inyector en los pozos productores de primera línea en términos de la producción de petróleo y la reducción del corte de agua.
- Realizar la evaluación de distintos escenarios de simulación de soluciones a base de surfactantes modificando parámetros como: la concentración de surfactantes, la tasa de inyección y la saturación de agua de la zona del yacimiento a evaluar.
- Plantear en otros modelos de simulación la opción de aplicar métodos térmicos y luego comparar los resultados obtenidos contra la opción de aplicar métodos no térmicos, para así evaluar que alternativa sería económica y ambientalmente más provechosa.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Pedroza M. y otros (1993). "Wettability changes due to the deposition and presence of asphaltenes in crude oil". Paper SPE 9327.
- Kim S. y otros (1990). "The Role of Asphaltene in Wettability Reversal". Paper SPE 20700.
- De Pedroza T. (1995). "Impact of Asphaltene Presence in Some Rock Properties". Paper SPE 27069.
- Kaminsky R. y Radke (1997). "Asphaltenes, Water films and Wettability Reversal". Paper SPE 39087.
- Salazar S. y otros (2011). "Estudio de la interacción fisicoquímica de fracciones polares de crudos pesados y extrapesados en superficie mineral de sílice mediante análisis por RMN, espectrometría infrarroja (IR) y ángulo de contacto utilizando muestras de la Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela".
- Graig F. (1982). "Aspectos de la ingeniería de Inyección de Agua". SPE.
- Laura M. (2014). "Factibilidad técnica del uso de INTESURF como método combinado de recuperación mejorada con estimulación en el yacimiento G-8 GF5 del campo Guafita Sur del Distrito Apure". Memorias de las 1eras. Jornadas Universitarias de Petróleo y Gas 2014.
- Collins S. y Melrose J (1983). "Adsorption of asphaltenes and water on reservoir rock minerals". SPE 11800.
- Dean K. y McAtee J. (1984). "Asphaltenes and water adsorption on clay". SPE 13403.
- Ramos B. (2003). "Estudio de la mojabilidad y ángulo de contacto en sistema Solido/Crudo/Fluido". Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.
- Manrique P. y otros (2012). "Formulation and method of use for exploitation of heavy and extra heavy oil wells". Patente USA.

- Anderson W. (1986). “Wettability Literature Survey—Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability”. SPE 13932.
- Suzzarini X. (2009). “Evaluation of Stimulation Treatments Based on Wettability Reversal”. The Robert Gordon University
- Piñango J. (2015). Estimación del sulfuro de hidrogeno (H₂S) generado por reacciones de acuatermólisis asociadas a procesos de inyección de vapor en un crudo del campo SINOVENSA, bloque Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Velázquez N. (2012). Estudio de la factibilidad técnica del uso de aminas biogénicas en la mitigación de sulfuro de hidrogeno producto de la tecnología de inyección de vapor. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Allen R. y Robinson K. (1993). Environmental Aspects of Produced Water Disposal. Paper SPE 25549.
- Guerra M. (2007). Evaluación de estrategias de producción en frío para aumentar el factor de recobro en yacimientos de crudo extra-pesado con acuífero asociado. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Salagel J. (1992). Cuaderno FIRP S311-A. Mérida-Venezuela, 35 p.
- Salagel J. (2004). Cuaderno FIRP S301-PP. Mérida-Venezuela, 24 p.
- Salagel J. (2005). Cuaderno FIRP S357-C. Mérida-Venezuela, 35 p.
- Camacho P., (2013). Evaluación de los simuladores de yacimientos “STARS” Y “UTCHEM” para el modelaje de procesos químicos. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Puder. (2007). Options, methods, and cost for offsite commercial disposal of oil and gas exploration and production wastes. Paper SPE 105178

- Goodman K. y Troake R. "Environmental Effects of Production Water Discharges". The Oil Industry International Exploration and Production Forum, Jakarta, Noviembre 1983.
- Landrum, P. et al. "Predicting the Bioavailability of Organic Xenobiotics to Pontoporeia Hoyi in the Presence of Humic Acid and Fulvic Materials and Natural Dissolved Organic Matter". Environmental Toxicology and Chemistry, 4, 459-467, 1985.
- McCarty, J. et al. "Effect of Dissolved Humic Material on Accumulation of Polycyclic Aromatic Hydrocarbons: Structure Activity Relationships". Aquatic Toxicology, 7, 15-24, 1985.
- Vetkamp A. y Mathijssen J. "Clean-up of Continental Soil and Groundwater: A 'Location Specific' Clean-up Operation at the Sappemeer Gas Production Site". The First International Conference on Health, Safety and Environment held in The Hague, the Netherlands, November 10-14, 1991.
- Mancini E. y Stilwell C. "Biototoxicity Characteristics of a Produced-Water Discharge in Wyoming". P. T., June 1992.
- Stephenson M. T. "A Survey of Produced Water Studies (Draft Copy)". The International Produced Water Symposium, San Diego, February 1992.
- Meijer and Krift K. "Implications of Netherlands. Environmental Policy for Offshore Mining". The First International Conference on Health, Safety and the Environment, La Haya, Holanda, Noviembre 10-14, 1991.
- Cunha, L.B.: Recent In-Situ Oil Recovery-Technologies for Heavy and Extraheavy Oil Reserves, Universidad de Alberta, SPE 94986, presentado en Río de Janeiro, Junio 2005.
- Rojas, L.: Inteligencia Tecnológica en Control de la Producción de Agua Orientado a Crudos Pesados y Pozos Horizontales, UNINDES USB, Enero 2004.

- Inikori. S., Wojtanowicz, A., Siddiqi, S.: Water Control in Oil Wells With Downhole Oil-Free Water Drainage and Disposal, SPE 77559, Louisiana State University, 2002.
- “Proyecto 5228”: Pre-Screening for Optional Technologies for Sincor Area Exploitation, Gerencia de Crudos Pesados y Extra-Pesados, Intevep, 2002.
- Paris de Ferrer, M.: Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, segunda edición, Ediciones Astro Data S.A., Maracaibo, Venezuela (2001).
- Nasr, T. y Ayodele O.R.: New Hybrid Steam-Solvent Processes for the Recovery Oil and Bitumen, Alberta Research Council, SPE 101717, presentado en una conferencia en Abu Dhabi, Noviembre 2006. The Wall Street journal (2016). Barrel Breakdown. Obtenida el 28 de septiembre de 2017, de <http://graphics.wsj.com/oil-barrel-breakdown/>
- Bailey B. (2000). Control de agua. Obtenida el 27 de septiembre de 2017, extraído de http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish00/sun00/p32_53.pdf.
- PDVSA. Obtenida el 27 de septiembre de 2017 <http://intranet.pdvsa.com/%40%40homepage.html>.
- Laboratorio Nacional de Hidráulica (2010). Estudio para el aprovechamiento de los recursos hídricos en la faja petrolífera del Orinoco.
- Medina y otros (2015). Impacto del calentamiento global y el enriquecimiento atmosférico de CO₂ sobre cultivos tropicales: la perspectiva para Venezuela. Instituto Venezolano de investigaciones Científicas. Venezuela.
- Díaz y Padrón (2011). Evaluación de la factibilidad técnica y económica del proceso Toe to Heel Steamflood (THSF) en la arena U1.3 del yacimiento MFB-53, del campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco,

mediante simulación de yacimientos. Trabajo Especial de Grado.
Universidad de Oriente, Barcelona.