



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO EXPERIMENTAL DE RECUPERACIÓN ADICIONAL DE
ACEITE POR UN MÉTODO TERMOQUÍMICO EN UN MODELO
FÍSICO DE UN SISTEMA MATRIZ-FRACTURA.**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

ESTRADA MARTÍNEZ GERARDO THONATIU.

PÉREZ MOLINA JOSÉ LUIS.

DIRECTOR DE TESIS: DR. ERICK EMANUEL LUNA ROJERO.

CODIRECTOR DE TESIS: DR. ENRIQUE SERRANO SALDAÑA.



México D.F. Ciudad Universitaria, 2014.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

ÍNDICE

	Página
RESUMEN	1
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.	2
OBJETIVOS.	2
HIPOTESIS.	3
INTRODUCCIÓN	4
CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES GENERALES	7
1.1 YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.....	7
1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YNF	8
1.3 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN	10
1.4 CLASIFICACIÓN DE MÉTODOS TÉRMICOS EN YNF	11
1.5 ASPECTOS DE TERMODINÁMICA DE FLUIDOS	12
1.6 TRANSFERENCIA DE CALOR	17
1.7 MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR.....	18
1.8 MECANISMOS PARA LA RECUPERACIÓN DE ACEITE BAJO LA INYECCIÓN DE VAPOR	22
CAPÍTULO 2. MÉTODOS TÉRMICOS: INYECCIÓN DE VAPOR	23
2.1 INYECCIÓN CONTINÚA DE VAPOR.....	23
2.2 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	24
2.3 INYECCIÓN DE VAPOR ASISTIDA POR GRAVEDAD	25
2.3.1 MÉTODO VAPEX	26
2.3.2 MÉTODO ES-SAGD	28
2.3.3 MÉTODO SAGP	29

CAPÍTULO 3. MÉTODOS QUÍMICOS	32
3.1 INTRODUCCIÓN	32
3.2 MÉTODOS QUÍMICOS.....	33
3.3 DEFINICIÓN DE ESPUMA	37
3.4 USO DE LAS ESPUMAS EN EL MÉTODO DE INYECCIÓN DE VAPOR	48
CAPÍTULO 4. ESTADO DEL ARTE.....	53
CAPÍTULO 5. DISEÑO EXPERIMENTAL.....	57
5.1 DISEÑO EXPERIMENTAL.....	57
5.1.1 NUMERO DE EXPERIMENTOS.....	57
5.2 MATERIAL	59
5.3 DESARROLLO.....	64
5.4 PRIMER EXPERIMENTO: INYECCIÓN DE VAPOR CON ESPUMA A UN NÚCLEO HOMOGÉNEO.....	69
5.5 SEGUNDO EXPERIMENTO: INYECCIÓN DE VAPOR CON ESPUMA A UN NÚCLEO FRACTURADO.....	79
5.6 TERCER EXPERIMENTO: INYECCIÓN DE VAPOR CON ESPUMA A UN NÚCLEO DENSAMENTE FRACTURADO	86
5.7 RESULTADOS FINALES.....	94
CONCLUSIONES	108
BIBLIOGRAFÍA	109

RESUMEN

Este trabajo se llevó a cabo en el Instituto Mexicano del Petróleo, con el objetivo de analizar el comportamiento del factor de recuperación adicional de aceite por desplazamiento en un sistema matriz-fractura aplicando un método termoquímico mediante la inyección de vapor con un agente espumante modificador de la mojabilidad.

De la revisión que se hizo de las publicaciones sobre métodos termoquímicos, se determinó que es una línea poco estudiada que requiere de trabajo experimental y teórico para generar información técnica útil y para el entendimiento de los mecanismos que gobiernan el proceso.

En el presente trabajo de tesis, se hicieron tres experimentos de desplazamiento a condiciones de laboratorio en un modelo físico de un sistema matriz-fractura, por simplicidad y para limitar las variables que influyen el proceso, se trabajó a bajas presiones y temperaturas. Los parámetros de observación fueron el factor de recuperación (Fr), movilidad de los fluidos inyectados así como la canalización del vapor en zonas de alta permeabilidad.

En el diseño de experimentos se consideró como caso base una roca homogénea, y el caso de trabajo se aplicó en un sistema de bloques de matriz separados por fracturas abiertas. Se evaluó la inyección de vapor generado con el surfactante en fase acuosa y la inyección de vapor seguido por espuma generada con el surfactante.

De acuerdo a los resultados obtenidos analizando los factores de recuperación y a las gráficas generadas se concluyó que, el proceso de desplazamiento de aceite por vapor se ve optimizado en un yacimiento naturalmente fracturado cuando se alterna con un agente espumante debido a que la espuma es capaz de reducir la movilidad del vapor y mejorar el barrido. Se piensa que la sinergia de mecanismos de cambio de mojabilidad, reducción de tensión interfacial y expansión térmica contribuyen al incremento de la movilización y recuperación de aceite residual.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

En México las reservas 1P (reservas probadas) se localizan en YNF maduros y no convencionales que requieren de métodos de recuperación mejorada (EOR) para incrementar su factor de recuperación (Fr). El uso de agentes modificadores de mojabilidad con propiedades espumantes es un método prometedor; sin embargo, la alta canalización limita su uso en YNF al no poder acceder adecuadamente a la matriz en un sistema matriz – fractura.

Por otra parte el uso de vapor para la EOR, es una de las tecnologías térmicas más promisorias en yacimientos someros y maduros. No se ha documentado apropiadamente su uso en YNF.

En este contexto, la conjunción de ambos métodos de recuperación mejorada puede ser sinérgica. La espuma bloquea o controla la movilidad del vapor permitiendo un mayor tiempo de residencia de ambos fluidos provocando una mejor eficiencia de barrido así como reducir la producción temprana de los fluidos inyectados.

OBJETIVOS.

OBJETIVO GENERAL.

1. Determinar la efectividad que se tiene al inyectar vapor alternado con espuma en un modelo físico de un yacimiento naturalmente fracturado a condiciones de laboratorio.

OBJETIVOS PARTICULARES.

1. Diseñar y desarrollar experimentos de desplazamiento de aceite a condiciones de laboratorio, en donde se aplique y monitoree vapor y un agente químico espumado en un sistema homogéneo.
2. Diseñar y desarrollar experimentos de desplazamiento de aceite a condiciones de laboratorio, en donde se aplique y monitoree vapor y un agente químico espumado en un sistema fracturado.
3. Evaluar el efecto de las fracturas en el proceso de desplazamiento.
4. Evaluar la combinación de tecnologías.
5. Determinar si la espuma con vapor provoca un barrido eficiente del aceite para observar si realmente es posible detener el frente de vapor con espuma y evitar la producción temprana de estos.

HIPOTESIS.

1. Es posible mejorar el factor de recuperación (Fr) mediante un proceso de desplazamiento de aceite por vapor, que se ve optimizado cuando se alterna con un agente espumante.
2. Se reducirá la movilidad (canalización) y producción de los fluidos inyectados a través de las zonas de alta permeabilidad debido a que va a permanecer mayor tiempo en la fase de vapor contenida en la espuma.
3. La espuma es capaz de reducir la movilidad del vapor y mejorar el barrido.

INTRODUCCIÓN

Los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) en México representan aproximadamente el 85% de las reservas y producción de hidrocarburos en el país. En la Tabla 1 se muestran los campos petroleros más importantes de YNF en México.

La capacidad de comprender y predecir las características de los sistemas de fracturas y fallas es esencial a la hora de desarrollar y modelar este tipo de yacimientos.

La importancia de estos yacimientos genera retos tecnológicos para su óptimo desarrollo y explotación. En la Figura 1 se describen las cuencas petroleras de México productoras y no productoras.



Figura 1. Cuencas petroleras en México (Geología de Yacimientos Naturalmente Fracturados, Ing. Guadalupe Galicia Muñoz, presentaciones F.I. UNAM).

Introducción

REGION	ACTIVO	CAMPOS	
Marina Noreste	Cantarell	Akal	
		Nohoch	
		Chac	
	Ek-Balam	Kutz	
		Ixtoc	
		Ku-Maloob-Zaap	
	Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Ku-Maloob-Zaap
			Abkatún
			Pol
			Chuc
		Caan	
		Ixtal	
		Taratunich	
		Batab	
		Litoral de Tabasco	
		May	
Norte	Altamira	Och, Uech y Kax	
		Yum	
		Boluntiku	
		Sinán	
		Citam	
		Ayin	
		Alux	
		Yaxché	
		Arenque	
		Sur	Veracruz
Cópite			
Mata Pionche			
Macayucan			
Miralejos			
Poza Rica	Angostura		
	Novillero		
	Poza Rica		
	San Andrés		
	Santa Agueda		
Complejo Antonio J. Bermúdez	Jujo-Tecominoacan	Jujo-Tecominoacan	
		Eden-Jolote	
		Jacinto	
		Bellota-Chinchorro	Paredón
			Bellota
	Chinchorro		
	El Golpe		
	Mora		
	Luna- Palapa	Yagual	
		Cárdenas (JSK)	
		Palangre	
		Luna- Palapa	
		Sen	
	Múspac	Caparroso-Pijije-Escuintle	
		Múspac	
		Carmito	
		Catedral	
		Chiapas-Copanó	
		Giraldas	
		Agave	
Samaria-Sitio Grande		Samaria	
		Sitio Grande	
		Cactus, Nispero y Río Nuevo	
Complejo Antonio J. Bermúdez	Complejo Antonio J. Bermúdez	Antonio J. Bermúdez	

Tabla 1. Campos petroleros más importantes en carbonatos en México, que corresponde con YNF (modificada de Cancino, 2005; y de PEMEX, 2005).

Introducción

Los yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados (YNF) con mojabilidad preferencial al aceite, que son los que han contribuido en gran parte con la producción de aceite en México, se encuentran actualmente saturados, con casquetes de gas considerables y con zonas invadidas por el avance de los acuíferos asociados.

Lo anterior da como resultado, una gran cantidad de aceite atrapado en el medio de muy baja permeabilidad (matriz de la roca), tanto en la zona de gas como en zonas de agua. Con el fin de extraer el aceite remanente en la matriz, se requieren técnicas de recuperación mejorada (Enhanced Oil Recovery, EOR por sus siglas en inglés) que ayuden a recolectar el aceite de todas las zonas con gran potencial de hidrocarburos.

Los sistemas de fracturas en los YNF a veces dificultan el flujo de fluidos dentro de un yacimiento, conduciendo a la producción prematura de agua y/o vapor y haciendo que los esfuerzos de EOR resulten ineficaces.

De los métodos de recuperación mejorada (EOR), los térmicos ocupan un papel importante en la explotación de este tipo de yacimientos. Dentro de estos procesos se incluye la inyección de agua caliente, la inyección de vapor, ya sea cíclica o continua y la inyección de aire, para generar una combustión in situ dentro del yacimiento. El más exitoso de estos tres ha sido hasta ahora la inyección de vapor mediante el cual, con la expansión térmica del aceite se puede extraer hidrocarburo líquido de la matriz.

Se deben considerar procesos de inyección de químicos (combinación de espumas, surfactantes, polímeros, álcalis, etc) que permitan extraer más crudo del sistema matriz – fractura en los YNF.

La inyección de vapor con espuma ha sido propuesta como un método para controlar la movilidad del fluido en la fractura, con la posible ventaja añadida del transporte de surfactantes en la matriz por lo que el aceite adicional podría ser movido a través de una reducción de la tensión interfacial entre el aceite y el agua.

En este trabajo se analiza de forma experimental el efecto que tiene la inyección de espuma con vapor en los YNF así como los efectos que causan en la movilidad de los fluidos existentes en el yacimiento.

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES GENERALES

1.1. YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS (YNF).

Un yacimiento naturalmente fracturado es un volumen de roca compuesto por un sistema multiporoso, en el que se pueden encontrar micro-fracturas, meso-fracturas, macro-fracturas, canales de disolución, micro-vúgulos, macro-vúgulos, cavernas, presencia de varios tamaños de poro y redes de fractura, los cuales actúan simultáneamente y son saturados por hidrocarburos y/u otros fluidos, como se ilustra en la Figura 2.

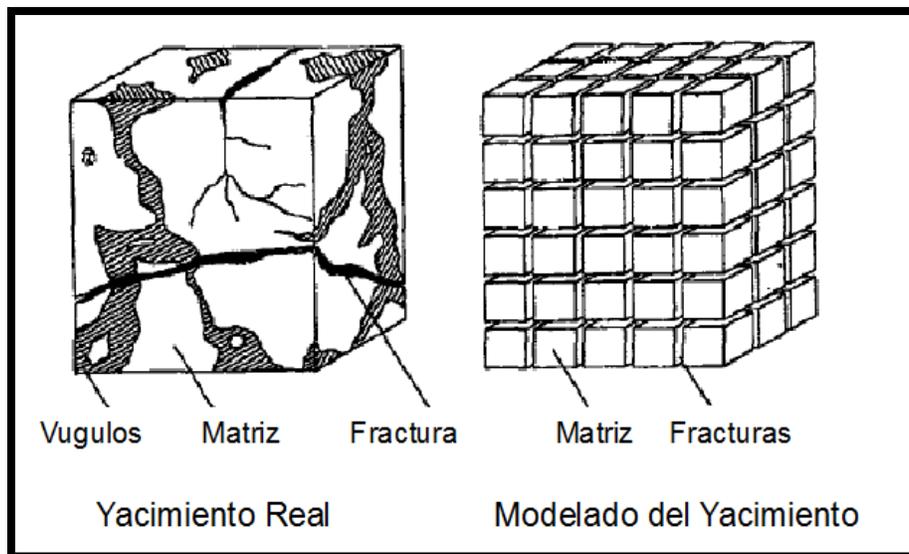


Figura 2. Modelo Warren y Root. Idealización de un medio poroso heterogéneo (LUGO RUIZ, MIGUEL. Discretización de la porosidad de los yacimientos naturalmente fracturados. Tesis UNAM 2010).

Si bien casi todos los yacimientos de hidrocarburos son afectados de alguna manera por las fracturas naturales, los efectos de las fracturas a menudo se conocen en forma imprecisa y en gran medida se subestiman. En los yacimientos carbonatados, las fracturas naturales ayudan a generar porosidad secundaria y estimulan la comunicación entre los compartimientos del yacimiento. No obstante, estos conductos de alta permeabilidad a veces dificultan el flujo de fluidos dentro de un yacimiento, conduciendo a la producción prematura de agua y/o vapor y haciendo que los esfuerzos de recuperación mejorada resulten ineficaces. Las fracturas naturales también están presentes en todo tipo de yacimiento siliciclástico, lo que complica el aparentemente simple comportamiento de la producción dominado por la matriz.

Capítulo 1

Los yacimientos naturalmente fracturados han sido encontrados en areniscas, carbonatos, lutitas, formaciones que contienen cristales de cuarzo, rocas de arcillas, arenas de grano fino, rocas de basamento, etc. El porcentaje total de porosidad va de un rango muy pequeño a altos rangos de porosidad. Además, las fracturas naturales constituyen el factor de producción principal en una amplia gama de yacimientos menos convencionales, incluyendo los yacimientos de metano en capas de carbón (CBM), los yacimientos de gas de lutitas y los yacimientos de roca basamento y roca volcánica.

1.2. CLASIFICACIÓN DE LOS YNF.

La clasificación de los YNF, se basa en su apariencia y morfología (Figura 3), dividiendo estos en varios sistemas a los que depende su estructura física y propiedades roca-fluidos, por ejemplo los sistemas de doble-porosidad simple permeabilidad, sistema doble-porosidad doble permeabilidad y el sistema triple porosidad. etc.

En los YNF la liberación del gas, segrega rápidamente hacia la cima del yacimiento, esto se realiza principalmente a través de la red de fracturas presentes en el yacimiento. En la ausencia de una red de fracturas, los yacimientos con baja permeabilidad tienen prácticamente muy poco factor de recuperación, pero cuando se encuentran presentes las redes de fractura se convierten en yacimientos con excelente producción debido a que la fractura permite a los hidrocarburos fluir de la matriz a los pozos.

Los yacimientos naturalmente fracturados tienen una clasificación de (Nelson, 2006):

- Tipo 1: En los que las fracturas proveen tanto la porosidad primaria como la permeabilidad primaria, habitualmente poseen áreas de drenaje grandes por pozo y requieren menos pozos para su desarrollo. Estos yacimientos tienen regímenes de producción iniciales altos pero también están sujetos a rápida declinación de la producción, producción temprana de agua y dificultades en la determinación de las reservas.
- Tipo 2: Poseen baja porosidad y baja permeabilidad en la matriz y las fracturas proveen la permeabilidad esencial para la productividad. Pueden tener regímenes de producción iniciales sorprendentemente buenos, para una matriz de baja permeabilidad, pero pueden presentar dificultades durante la recuperación secundaria si la comunicación existente entre la fractura y la matriz es pobre.
- Tipo 3: Poseen alta porosidad y pueden producir sin fracturas, de manera que las fracturas en estos yacimientos proveen permeabilidad adicional.
- Tipo 4: Las fracturas no suman porosidad y permeabilidad adicional significativa a los yacimientos, sino por el contrario, suelen constituir barreras para el flujo (anisotropía).
- Tipo M: Poseen alta porosidad y permeabilidad matricial, de manera que las fracturas abiertas pueden mejorar la permeabilidad, pero las fracturas naturales a menudo complican el flujo de fluidos en estos yacimientos a través de la formación de barreras.

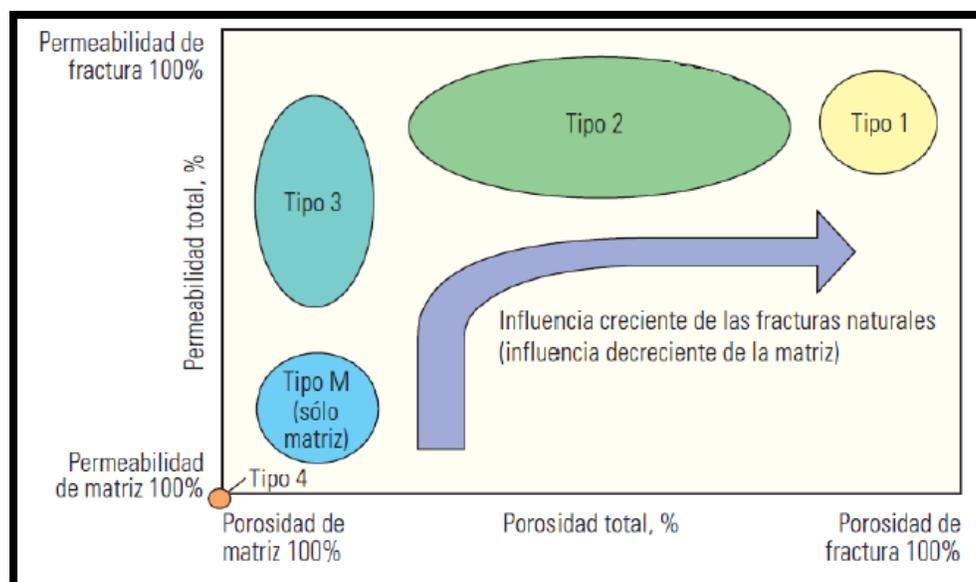


Figura 3. Clasificación de YNF, según Nelson. (oilfield review, 2006) , (Nelson , A.R. , G.A.N.F.R.).

La capacidad de almacenamiento de los YNF, está relacionada a altas proporciones de aceite y costos, pero en muchos casos esto puede sobreestimar los cálculos de producción de los pozos. Debido a que el aceite se almacena en el sistema de fracturas, pero principalmente se almacena en la matriz.

Si la permeabilidad de la matriz es muy baja, como consecuencia el aceite fluye de la matriz a las fracturas de forma muy lenta y con dificultad de explotación.

Para ello la clasificación de acuerdo al sistema matriz-fractura se establece como (Nelson, 2006):

- Simple porosidad: En el sistema únicamente existe un solo medio para el flujo de los fluidos. Ya sea, la matriz el medio de flujo, las fracturas, o el sistema matriz-fracturas, actuando juntas al mismo tiempo.
- Doble porosidad: El sistema aporta dos medios de flujo para la mezcla de fluidos, dependientes de las propiedades de la matriz y de las fracturas. El flujo se realiza por todo el medio de fracturas y de la matriz hacia las fracturas.
- Doble porosidad - doble permeabilidad. Existen dos medios de flujo, los fluidos fluyen de las fracturas hacia otras fracturas, de la matriz hacia las fracturas y el flujo natural dentro de la matriz.

Las propiedades más importantes para evaluar y discutir el flujo de fluidos en el medio poroso en YNF son la permeabilidad, la porosidad y saturación de fluidos, además de otras características físicas especiales como la presión capilar, tensión interfacial y permeabilidad relativa entre otras.

Capítulo 1

También se considera la compresibilidad del sistema matriz-fractura y el fluido que satura el sistema, ya que ambas están implicadas en la capacidad de almacenamiento.

Se le da gran importancia a la propiedad de presión capilar y a las consecuencias de los diferentes fluidos que pueden saturar el sistema de matriz y el de fractura. Esta propiedad específica es la base de los mecanismos de desplazamiento en cualquier Yacimiento Naturalmente Fracturado.

1.3. MÉTODOS DE RECUPERACIÓN.

Tradicionalmente, los procesos de recuperación se han dividido en tres categorías, de acuerdo a su orden cronológico: primaria, secundaria y mejorada (terciaria) (Figura 4).

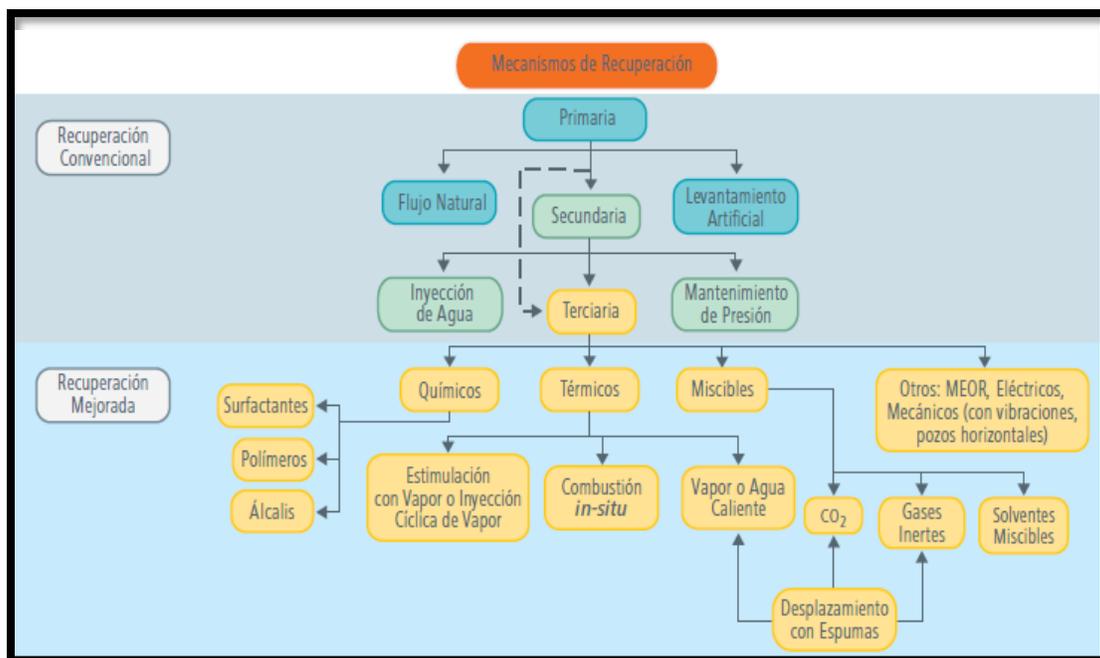


Figura 4. Clasificación tradicional de los métodos de recuperación (Adaptada de Lake, L.W., Schimdt, R.L. y Venuto, P.B., A niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s, 1992. CNH 2012).

Capítulo 1

Los porcentajes de recuperación del aceite original en los tres métodos de recuperación se muestran a continuación:

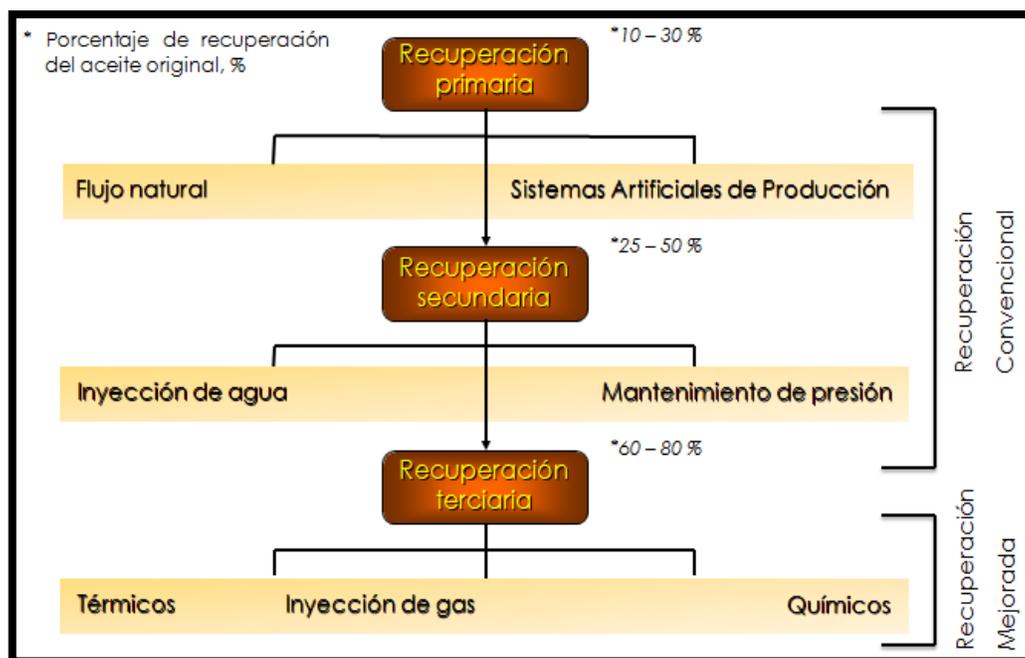


Figura 5. Porcentaje de recuperación de aceite original de los métodos de recuperación según Dr. Néstor Martínez Romero (F.I. UNAM 2012).

En esta tesis solo nos enfocaremos en los métodos térmicos de inyección de vapor y en la inyección de surfactante.

1.4. CLASIFICACIÓN DE MÉTODOS TÉRMICOS EN YNF.

Los métodos térmicos se clasifican en dos categorías: aquellos en los cuales el calor es producido en superficie (Inyección de Fluidos Calientes) y aquellos en los cuales el calor es creado en la formación (Combustión In – Situ). En el primer método el fluido inyectado transmite el calor generado, mientras que en el segundo, el fluido inyectado es uno de los reactivos incluidos en una reacción exotérmica que toma lugar en el yacimiento. Existe una diferencia entre los dos métodos, a partir de que el calor suministrado tiende a fluir desde la zona calentada, es evidente que la pérdida de calor será mucho mayor en el primer caso que en el segundo.

En el primer caso los fluidos inyectados, a su máxima temperatura, inicialmente entran en contacto con la zona barrida y hay por consecuencia una significativa pérdida de calor.

En el segundo caso, el calor sólo se libera exactamente donde es necesario, esto es, donde el aceite será desplazado. Por esta razón la aplicación de la inyección de fluidos a alta temperatura es esencialmente dependiente de su eficiencia térmica. La eficiencia térmica de varios métodos puede ser mejorada mediante la recuperación de parte del calor atrapado en la formación o en rocas próximas a esta.

Capítulo 1

Los métodos térmicos tienen en común el incremento de la temperatura en alguna parte del yacimiento. Esto incluye mecanismos específicos que pueden mejorar el desplazamiento y la eficiencia de barrido, y por lo tanto incrementar los gastos de producción.

1.5. ASPECTOS DE TERMODINÁMICA DE FLUIDOS.

El gran interés en el uso del agua caliente y del vapor en los procesos de recuperación térmica de petróleo, radica en las excelentes propiedades térmicas del agua, bien sea en su estado líquido o de vapor. Un completo entendimiento de las propiedades térmicas del agua, es por tanto, básico para la eficiente utilización de la energía calorífica en tales operaciones.

A continuación, se discutirán brevemente las propiedades del agua y del vapor y se presentarán, además, algunas correlaciones para su estimación.

Temperatura de saturación del agua.

Es la temperatura a la cual se produce la ebullición (vaporización) del agua a una determinada presión. También se le denomina punto de ebullición y aumenta al aumentar la presión.

Calor específico del agua y del vapor.

Se define por calor específico a la capacidad que tiene una sustancia para absorber calor y se mide como el número de BTU* necesarios para aumentar la temperatura de una libra de sustancia en 1°F. Es evidente que entre mayor sea el calor específico de una sustancia, mayor será la cantidad de calor que debe absorber para que se produzca un determinado aumento de temperatura y por lo tanto mayor será la cantidad de calor liberado al enfriarse. En general, el calor específico de una sustancia no es constante, al contrario depende de la temperatura a la cual se mide.

Calor sensible del agua.

Es el calor necesario para aumentar la temperatura del líquido hasta alcanzar la temperatura de saturación correspondiente a una presión dada. Cuando un líquido se lleva a condiciones de saturación, se encuentra en su máxima capacidad energética en esa fase. Esta forma de energía aumenta con la presión, es decir, a mayor presión del sistema, la energía de un líquido saturado es mayor.

* *BTU. En el sistema inglés se define la unidad térmica británica (British Thermal Unit) como la cantidad de energía en forma de calor que se necesita para elevar la temperatura de una libra masa de agua desde 59.5°F hasta 60.5°F. A veces se le llama "BTU de 60°F".*

Capítulo 1

Considerando la entalpía (contenido de calor) del agua igual a cero a 32 °F (0°C) y suponiendo que el calor específico del agua no varía con la temperatura, el calor sensible puede calcularse mediante la Ecuación 1:

$$H_w = c_w(T_s - 32) \quad (1)$$

donde:

H_w = entalpía del agua saturada o calor sensible, en BTU/lb.

T_s = temperatura de saturación, en °F

c_w = calor específico del agua, 1.0 BTU/lb.

Calor latente de vaporización.

Es la cantidad de calor que debe suministrársele a una libra de un líquido a la temperatura de saturación para pasar al estado de vapor. Es el calor que lleva el vapor, y esta forma de energía disminuye con la presión, es decir, a mayor presión del sistema la energía del vapor saturado es menor.

Calor total o entalpía del vapor seco y saturado.

Es la suma del calor sensible del agua saturada y del calor latente de vaporización del agua, es decir, que es la cantidad de calor contenido en una libra de vapor seco a la temperatura de saturación (constituye la entalpía del vapor seco y saturado).

Calidad del vapor y vapor húmedo.

A la temperatura de saturación, el agua puede coexistir en estado líquido y en estado de vapor, dependiendo de su contenido de calor, es decir, de su entalpía.

La mezcla de vapor y agua coexistentes a la temperatura de saturación, se denomina Vapor Húmedo y se caracteriza por el contenido de vapor en la mezcla, expresado como fracción del peso total, es decir, por su calidad.

Así, el vapor seco y saturado tiene una calidad de 100% puesto que no existe agua en estado líquido; mientras que el agua saturada puede considerarse como vapor húmedo con calidad igual a 0%. Al vapor con calidades entre estos extremos se le denomina simplemente, vapor húmedo.

La entalpía o contenido de calor del vapor húmedo depende fuertemente de la calidad, especialmente a bajas presiones, donde la entalpía del agua saturada es baja. Dado que la entalpía del vapor húmedo es intermedia entre la del agua saturada y la del vapor seco y saturado, esta viene dada por la Ecuación 2:

Capítulo 1

$$H_{ws} = H_w + XL_v \quad (2)$$

donde:

H_{ws} = Calor total o entalpía del vapor húmedo, en BTU/lb.

H_w = Calor sensible del agua o entalpía del agua saturada, en BTU/lb.

X = Calidad del vapor, en fracción.

L_v = Calor del vapor o calor latente de vaporización, en BTU/lb.

Con la reducción de la calidad, la contribución del calor latente al contenido de calor del vapor húmedo se reduce.

Normalmente, el vapor que se utiliza en los procesos de inyección de vapor es húmedo, ya que puede transportar más calor que el agua caliente y además es capaz de mantener en solución las impurezas sólidas que de otra manera se depositarían en las calderas o en cualquier otro equipo del sistema de generación de vapor, reduciendo así su eficiencia y vida útil.

Una calidad en el vapor entre 80 y 90%, es el valor promedio que normalmente se utiliza en inyección de vapor. Sin embargo, tales cifras pueden variar de acuerdo a las propiedades del agua usada y al tratamiento al cual ha sido sometida.

Entalpía disponible.

Si el vapor a una presión P_s (temperatura T_s) es inyectado a un yacimiento de temperatura T_y , entonces la entalpía disponible para calentar el yacimiento viene dada por la Ecuación 3:

$$H_r = H_s - c_w (T_y - 32) \quad (3)$$

donde:

H_r = entalpía disponible, en BTU/lb

c_w = calor específico promedio del agua, en el rango de temperatura considerado, en BTU/lb

T_y = temperatura del yacimiento, en °F

Volumen específico.

Se refiere al volumen ocupado por la unidad de masa de una sustancia a determinadas condiciones de presión y temperatura. El volumen específico del vapor húmedo se calcula mediante la siguiente Ecuación 4:

$$V_{ws} = v_s * X + (1-X) * v_w = X(v_s - v_w) + v_w \quad (4)$$

/

Capítulo 1

donde:

v_{ws} = volumen específico del vapor húmedo, en pie^3/lb

v_s = volumen específico del vapor seco y saturado, en pie^3/lb

v_w = volumen específico del agua saturada, en pie^3/lb

X = calidad del vapor, en fracción.

Densidad del vapor.

La densidad del vapor seco y saturado puede ser determinada de las tablas de vapor usando valores del volumen específico del vapor seco y saturado (considerando que la densidad en $\text{gr}/\text{cm}^3 = 0.016018463/\text{volumen específico del vapor seco y saturado, en } \text{pie}^3/\text{lb}$). Para presiones de hasta 1000 psi, la densidad del vapor seco y saturado puede ser determinada mediante la siguiente Ecuación 5 derivada por Farouq Alí:

$$\rho_s = 0.0000440189P_s^{0.9588} \quad (5)$$

donde:

ρ_s = densidad del vapor seco y saturado, en gr/cm^3 .

P_s = Presión de saturación.

Vapor sobrecalentado.

Se sabe que a una presión dada el vapor tiene una temperatura de saturación definida. Sin embargo, es posible aumentar su temperatura por encima de la de saturación, agregando calor al vapor seco y saturado. Bajo estas condiciones, el vapor se denomina Vapor Sobrecalentado.

Diagrama temperatura – entalpía para el agua.

El comportamiento de fases del agua descrito a través de las definiciones presentadas en las secciones anteriores, puede condensarse y presentarse gráficamente en un diagrama de Temperatura – Entalpía, tal como se muestra en la Figura 6, en donde puede observarse las relaciones existentes entre la presión, la temperatura y la entalpía (contenido de calor) del agua, con el estado físico en que ella se encuentre (Douglas, 2002).

Comenzando con entalpía cero a 32 °F y a la presión correspondiente para que exista agua saturada (0.088 psi), a medida que se suministra calor, la temperatura aumentará hasta alcanzar la temperatura de saturación T_s , correspondiente a la presión P_s a la cual se encuentra el sistema (punto B). La entalpía en el punto B es el calor sensible, H_w , del agua saturada a la presión P_s .

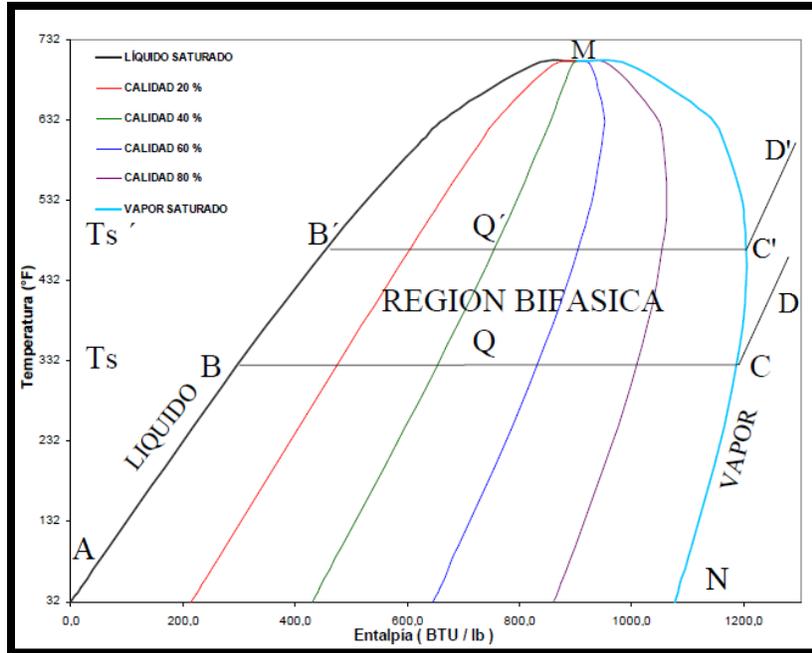


Figura 6. Diagrama de Temperatura – Entalpía para el Agua (DOUGLAS A. ALVARADO, CARLOS VANZÉR S. TESIS “Recuperación térmica de petróleo” 2002).

Si se continúa con el suministro de calor, el agua comienza a vaporizarse y cuando haya alcanzado el punto C se tendrá vapor seco y saturado con contenido de calor $H_s = H_w + L_v$. Cualquier punto intermedio entre B y C, Q por ejemplo, representa estado bifásico (vapor húmedo), de entalpía $H_{ws} = H_w + XL_v$, siendo X la calidad del vapor, en fracción, representada en la Figura 6 por la distancia \overline{BQ} expresada como fracción de \overline{BC} , la cual representa el calor latente de vaporización L_v .

Si luego de llegar al punto C se continúa suministrando calor, la temperatura comenzará a aumentar de nuevo y se tendrá vapor sobrecalentado, con entalpía $H_{sh} = H_s + c_s (T_{sh} + T_s)$, siendo T_{sh} la temperatura de sobrecalentamiento y c_s el calor específico del vapor.

Si la presión del sistema aumenta a $P'_s > P_s$, se observará un desarrollo similar, sólo que la trayectoria en este caso será: $A' \rightarrow B' \rightarrow Q' \rightarrow C' \rightarrow D'$, lo cual pone de manifiesto lo siguiente:

- La temperatura de saturación T'_s será mayor que T_s , puesto que $P'_s > P_s$.
- La entalpía H_w en B' será mayor que en B, debido a que $T'_s > T_s$.
- El valor de L_v será menor a P'_s que a P_s puesto que $\overline{B'C'}$ es menor que \overline{BC} .
- El valor de H_s a P'_s (punto C') puede ser menor o mayor que el valor de H_s a P_s (punto C), dependiendo del valor de P'_s . Si $P'_s < 460$ Psi, el valor de H_s a P'_s será mayor que a P_s , pero si $P'_s > 460$ Psi, el valor de H_s a P'_s será menor que a P_s .
- El vapor sobrecalentado a P'_s tendrá menos entalpía que a P_s a una misma temperatura.

Capítulo 1

Continuando con el aumento de presión, se observará que T_s aumenta, H_w aumenta, L_v disminuye y H_s disminuye (por encima de 460 Psi), hasta alcanzar el punto crítico M [705.4 °F (374.1 °C) y 3206.2 Psi], en el cual $H_w = H_s$, puesto que $L_v = 0$.

La línea \overline{AM} representa estado líquido a la temperatura de saturación, la línea \overline{MN} representa estado de vapor a la temperatura de saturación, y la región entre ellas es la zona de dos fases, vapor y líquido. . Las líneas \overline{BCD} y $\overline{B'C'D'}$, representan presiones constantes.

Determinación de la calidad del vapor.

La calidad del vapor es un valor difícil de determinar con exactitud. En la actualidad, existen varios métodos para medir la calidad del vapor, sin embargo, no existe ninguno que pueda considerarse simple y preciso. Entre los más utilizados se pueden mencionar los siguientes:

- Método del separador.
- Método de los cloruros.
- Método de la conductividad eléctrica.
- Método del medidor de orificio.

1.6. TRANSFERENCIA DE CALOR.

Dada la diferencia de temperatura existente entre el agua caliente, aire caliente o vapor, y el medio ambiente que rodea las líneas de superficie (líneas de tubería que transportan el fluido hasta el cabezal del pozo) y la tubería de inyección en el pozo, parte del contenido de calor del fluido que fluye se pierde antes de llegar a la formación.

Por lo tanto, es importante cuantificar cuanto calor se pierde y tratar de reducir éstas pérdidas a un valor mínimo.

Ramey, muestra las pérdidas de calor en un sistema de inyección empezando en la unidad térmica o fuente de calor, con posteriores pérdidas de calor ocurriendo en las líneas de inyección de superficie, en el cabezal de inyección, el pozo y finalmente en la formación y en los estratos adyacentes. Las pérdidas de calor de tal sistema se ilustran en la Figura 7.

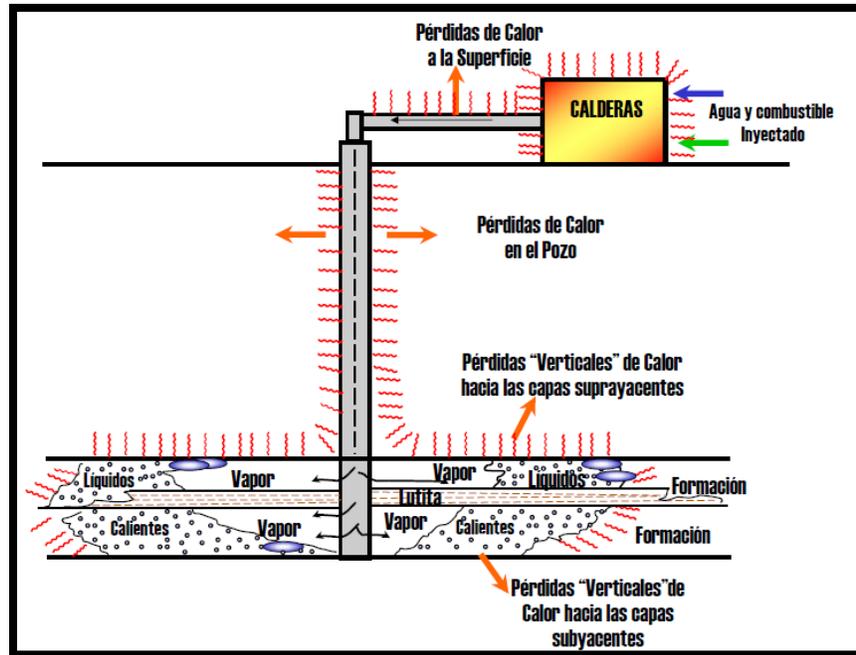


Figura 7. Transferencias de calor en la inyección de vapor (DOUGLAS A. ALVARADO, CARLOS VANZÉR S. TESIS "Recuperación térmica de petróleo" 2002).

1.7. MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR.

Por definición, calor es la energía que se transfiere como resultado de una diferencia o gradiente de temperatura. Matemáticamente es una cantidad vectorial, en el sentido que fluye de regiones de altas temperaturas a regiones de bajas temperaturas.

Los mecanismos básicos de transferencia de calor son: conducción, radiación y convección, aunque una inspección detallada del mecanismo de convección revela que este es una combinación de los mecanismos de radiación y conducción.

Conducción:

Es la transferencia de calor de una parte de un cuerpo a alta temperatura, a otra parte del mismo, a menor temperatura, o de un cuerpo a alta temperatura a otro cuerpo a menor temperatura, en contacto físico con él. Si las temperaturas de los cuerpos no cambian con el tiempo, (o sea, el proceso ocurre bajo condiciones de flujo continuo), la ley física que describe el calor por conducción se conoce como la primera Ley de Fourier, propuesta en 1822, y viene dada por la Ecuación 6:

$$\frac{Q_c}{A} = -K_H \frac{\partial T}{\partial x} \quad (6)$$

Capítulo 1

donde:

Q_c = Cantidad de flujo de calor transmitido por conducción en BTU/h

A = Área a través de la cual ocurre el flujo en pie^2

$\frac{\partial T}{\partial x}$ = Gradiente de temperatura en $^\circ\text{F}/\text{pie}$

K_H = Conductividad térmica del material en $\frac{\text{BTU}}{\text{h} - \text{pie} - \text{F}}$.

$$\left(1 \frac{\text{BTU}}{\text{h} - \text{pie} - \text{F}} = 4.136 \times 10^{-3} \frac{\text{cal}}{\text{seg} - \text{cm} - \text{K}}\right)$$

El signo negativo indica que la transferencia de calor es en la dirección de menor temperatura.

La Ecuación 6 se aplica para la conducción en sólidos, líquidos y gases, aunque como es de esperarse, el valor de K_H es mayor para sólidos que para líquidos y gases.

Radiación:

Es el proceso por el cual el calor es transferido por ondas electromagnéticas. La ecuación básica fue descubierta empíricamente (Stefan, 1879) y derivada teóricamente (Boltzmann, 1884), y viene dada por la Ecuación 7:

$$\frac{Q_r}{A} = \sigma \xi (T_1^{*4} - T_2^{*4}); T_1^* > T_2^* \quad (7)$$

donde:

$\frac{Q_r}{A}$ = Cantidad de flujo de calor transmitido por radiación en BTU/h,

A = área a través de la cual ocurre el flujo de calor, en pie^2 ,

σ = constante de Stefan Boltzman

$$\left(\sigma = 0.1713 \times 10^{-8} \frac{\text{BTU}}{\text{h} - \text{pie}^2 - \text{F}^4} \text{ ó } 1.355 \times 10^{-12} \frac{\text{cal}}{\text{seg} - \text{cm}^2 - \text{K}^4}\right)$$

T_1^* = temperatura absoluta del cuerpo a mayor temperatura en $^\circ\text{R}$

T_2^* = temperatura absoluta del cuerpo a menor temperatura en $^\circ\text{R}$

ξ = emisividad de la superficie.

La emisividad es una medida de la habilidad de una superficie de absorber radiación. Las emisividades son adimensionales e iguales o menores que la unidad, y dependen de la naturaleza de la superficie.

Capítulo 1

Convección:

Es la transferencia de calor desde una superficie hacia un fluido en movimiento (o del fluido en movimiento hacia la superficie) en contacto con ella, o de una parte de un fluido en movimiento a mayor temperatura hacia otra parte del mismo fluido a menor temperatura. Si el movimiento del fluido se debe a la aplicación de alguna fuerza (bomba, abanico, etc.), se dice que existe convección forzada. Si el fluido se mueve por diferencia de densidades debido a diferencias de temperaturas, se dice que hay convección libre. En ambos casos, la transferencia de calor viene dada por la Ecuación 8:

$$\frac{Q_c}{A} = H_c |T_f - T_s| \quad (8)$$

donde:

Q_c = Cantidad de flujo de calor transmitido por convección en BTU/h,

A = área a través de la cual ocurre el flujo de calor en pie^2 ,

H_c = coeficiente de transferencia de calor por convección en $\frac{\text{BTU}}{h - \text{pie}^2 - F}$.

T_f y T_s = temperaturas del fluido y de la superficie, respectivamente, en °F.

Se escoge valor absoluto para tomar en cuenta el flujo de calor del fluido hacia la superficie o de la superficie hacia el fluido, según T_f sea mayor o menor que T_s .

El mecanismo de convección es realmente una combinación de conducción y radiación, influenciada por el movimiento del fluido.

Calentamiento de la formación por inyección de fluidos calientes.

El propósito general de los métodos de recuperación térmica es aumentar la temperatura del crudo en el yacimiento, de manera que éste pueda fluir más fácilmente. Por lo tanto, es deseable calentar el yacimiento eficientemente, tomando en cuenta que no todo el calor inyectado o generado en el yacimiento permanece en él, ya que parte de éste calor se pierde con los fluidos producidos y parte se pierde hacia las formaciones adyacentes no productivas, a menudo referidas como suprayacentes y subyacentes.

Mecanismos de transferencia de calor en la formación.

Cuando un fluido caliente (gas, líquido o una mezcla de ambos), es inyectado en una formación, parte de su contenido calorífico es transferido a la roca matriz y a los fluidos que se encuentran en ella, así como también a las formaciones adyacentes no productivas.

A medida que el fluido inyectado desplaza parcialmente al petróleo, al agua y al gas, transporta el calor a los espacios porosos. Así, los fluidos en la formación son calentados por conducción y convección, la roca matriz es calentada por conducción, y los fluidos

Capítulo 1

desplazados son calentados por conducción y convección, con la predominancia de alguno de los dos dependiendo del tipo de fluido inyectado y de la viscosidad del petróleo. La transferencia conductiva de calor a la roca matriz ayuda a igualar las temperaturas del sólido y del fluido, las cuales usualmente se consideran iguales en cálculos de inyección de fluidos calientes. Sin embargo, el tipo de fluido inyectado determinará el tiempo al cual se alcanza tal equilibrio térmico. Por ejemplo, el coeficiente de transferencia de calor en el caso de vapor es mucho mayor que en el caso de agua caliente, lo cual, parcialmente podría ser responsable del pobre barrido en este último caso.

Normalmente, hay un gradiente vertical de temperatura en la formación en la cual el fluido ha sido inyectado, es decir, paralelo al plano del estrato. Sin embargo, en la mayoría de los tratamientos matemáticos de inyección de vapor, la temperatura se considera constante a lo largo de cualquier plano vertical (o sea, conductividad térmica vertical infinita), por lo cual la temperatura en la “zona de vapor” se considera constante. Así, a cualquier tiempo, habrá sólo dos temperaturas: la temperatura de la zona de vapor T_s , disminuyendo abruptamente a la temperatura original del yacimiento T_y . Esta explicación simplificada, es una buena aproximación a la distribución actual de temperatura en la inyección de vapor.

La transferencia de calor hacia las formaciones adyacentes es por conducción, ya que no hay flujo de fluidos. El proceso total, sin embargo, es complejo, ya que con el avance del frente de calor en la arena, las formaciones adyacentes son expuestas a cambios de temperatura con el tiempo. Así, los gradientes de temperatura resultantes, dan lugar al flujo de calor en dos o tres dimensiones en las formaciones supra y sub-yacentes.

El resultado de los mecanismos anteriores, es que el frente de calor viaja más lentamente que el frente de fluidos en cualquier método de inyección de calor.

Calentamiento de la formación por inyección de vapor.

A una temperatura T_s (temperatura de saturación, correspondiente a una presión P_s), mientras el agua caliente solo transporta calor sensible, H_w , el vapor adicionalmente contiene calor latente, L_v . Esta diferencia entre la naturaleza del vapor y del agua caliente, es la responsable del contraste entre el calentamiento de la formación por ambos fluidos: el agua caliente experimenta una caída de temperatura para poder transferir su calor sensible a la roca y a los fluidos, mientras el vapor puede transferir todo su calor latente sin experimentar cambio de temperatura.

Cuando el vapor es inyectado en una formación inicialmente a una temperatura T_y , desplaza una cierta fracción del petróleo en sitio y a medida que el vapor se mueve dentro de la formación va perdiendo (transfiriendo) calor, hasta llegar un momento en que el vapor se condensa completamente. Hasta este punto, y considerando condiciones ideales (no hay segregación del vapor por efectos de gravedad, espesor uniforme, inyección a través de todo el espesor, no hay caída de presión, o sea, caída de temperatura en la zona de vapor), se puede establecer que la zona calentada por el vapor se encuentra a una temperatura constante T_s , extendiéndose desde el punto inicial de inyección hasta el punto donde la temperatura T_s cae bruscamente a T_y .

1.8. MECANISMOS PARA LA RECUPERACIÓN DE ACEITE BAJO INYECCIÓN DE VAPOR.

Los puntos de interés de la Inyección de Vapor son:

1. Inyectar vapor con 80% de calidad para desplazar el aceite del yacimiento.
2. Reducción de la viscosidad y destilación del vapor.
3. Expansión térmica y suministro de presión para transportar el aceite hacia los pozos productores.

En la Tabla 2 se presentan los mecanismos de recuperación en el método de inyección de vapor los cuales pueden ser clasificados por el sistema en el cual actúan, estos son los sistemas de matriz y los sistemas de fractura.

Mecanismos Térmicos	
Mecanismos que actúan en la matriz	Mecanismos que actúan en la fractura
Expansión térmica	Reducción de viscosidades
Contracción del volumen de poro	Destilación
Imbibición capilar	
Generación de gas	
Generación de vapor "in situ"	

Tabla 2. Mecanismos de recuperación en el método de inyección de vapor (OSCAR EMMANUEL ARJONA GÓMEZ, TESIS "Mecanismos de recuperación en YNF" UNAM 2010).

CAPÍTULO 2

MÉTODOS TÉRMICOS: INYECCIÓN DE VAPOR

2.1. INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR (STEAM DRIVE).

Este proceso consiste en la inyección continua de vapor al yacimiento, formando una zona de vapor que avanza lentamente hacia las zonas productoras. En otras palabras, se trata de un desplazamiento de aceite por agua condensada, bajo condiciones inmiscibles.

El aceite es movilizado principalmente por la reducción de su viscosidad, que resulta de la elevación de la temperatura del yacimiento. La saturación de aceite en las zonas barridas por el vapor puede reducirse aproximadamente hasta en un 10 %, resultando en factores de recuperación típicos que pueden estar en el rango de 50 a 60 % del volumen original.

De manera general, se puede decir que la inyección de vapor comúnmente se aplica en aceites pesados y viscosos, contenidos en yacimientos someros con altas saturaciones de aceite y buena permeabilidad.

En la Figura 8 se ilustra el sistema de inyección de vapor, donde se puede observar la distribución de fluidos. Debido a la diferencia de densidades de los fluidos del yacimiento, el vapor inyectado tiende a segregarse hacia la cima de la formación (gravity override), propiciando una temprana producción de vapor en los pozos productores.

Para reducir este fenómeno, los intervalos disparados del pozo inyector se deben de ubicar cerca de la base de la formación productora.

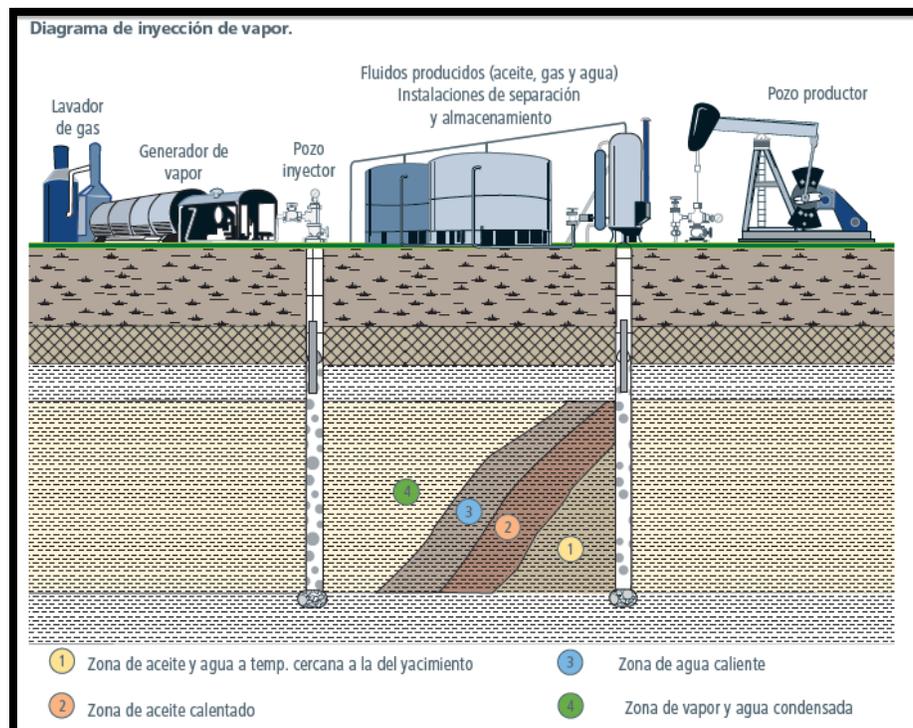


Figura 8. Diagrama de inyección continua de vapor (Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada, 2012.

2.2. INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR (CYCLIC STEAM STIMULATION, CSS, POR SUS SIGLAS EN INGLÉS).

Este método es también llamado coloquialmente Huff and Puff. Este método se realiza en un pozo que opera alternadamente como inyector y productor. Este proceso considera ciclos que básicamente consisten en tres etapas (Ver Figura 9). En la etapa inicial, el vapor se inyecta continuamente por un tiempo. Posteriormente el pozo es cerrado para que el calor inyectado se transfiera y distribuya en la vecindad del pozo (soaking).

Finalmente el pozo es abierto a producción, donde inicialmente se observa un incremento de producción, por un periodo corto y posteriormente declinando lentamente durante un periodo que puede ir desde varios meses hasta un año aproximadamente. Este ciclo de tres etapas es repetido hasta que los ritmos de producción alcancen un límite económico.

Puede proporcionar factores de recuperación del orden de 10 a 40 % del volumen original *in-situ*. Este tipo de inyección preferentemente se aplica en aceites altamente viscosos. Con respecto a los mecanismos de producción que se presentan, se tiene que al transferir calor al yacimiento e incrementar la temperatura del aceite, se reduce la viscosidad de éste y se represiona la vecindad del pozo, mejorando así la productividad del pozo.

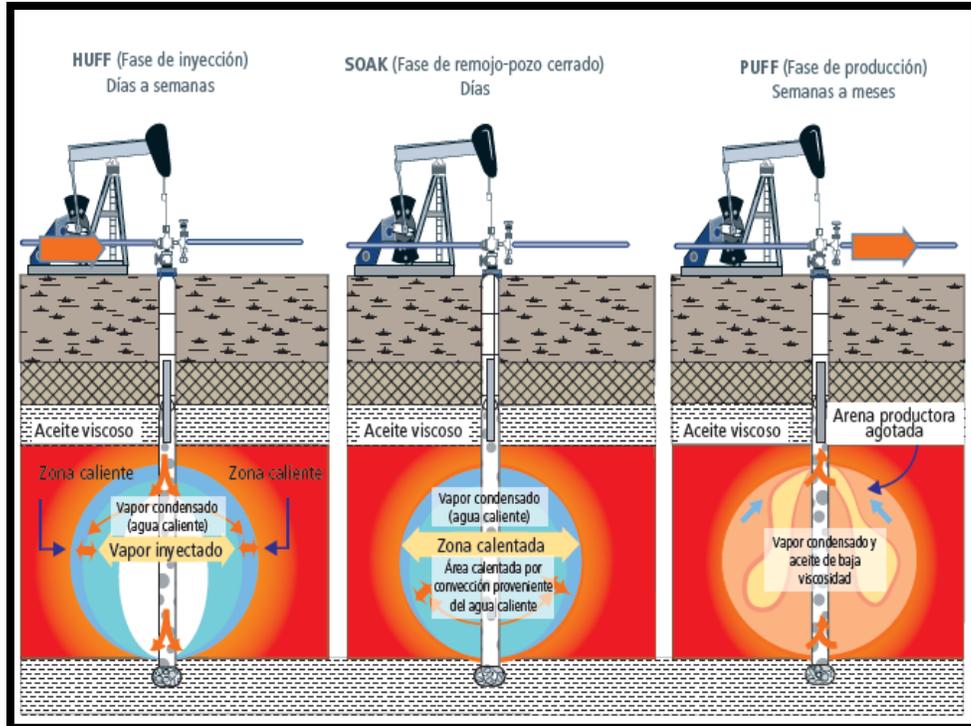


Figura 9. Diagrama de inyección cíclica de vapor (Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada, 2012).

2.3. INYECCIÓN DE VAPOR ASISTIDA POR GRAVEDAD (STEAM-ASSISTED GRAVITY DRAINAGE, SAGD, POR SUS SIGLAS EN INGLÉS).

Volúmenes significativos de aceite pesado permanecen en yacimientos de carbonatos fracturados en todo el mundo. Algunos de estos yacimientos son buenos candidatos para la aplicación del método de inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD).

Este método emplea dos pozos horizontales, uno ubicado por encima del otro (separados por 5 m para el caso de las arenas bituminosas), ver Figura 10. El pozo de arriba se emplea para inyectar vapor, mientras que en el de abajo se produce el aceite. Se forma una cámara de vapor hacia la cima por segregación gravitacional, lo que proporciona excelentes ritmos de producción. La alta reducción de la viscosidad moviliza el aceite, el cual drena por gravedad hacia abajo al pozo productor colocado en la base del yacimiento. La permeabilidad vertical es un factor importante para esta técnica. Los factores de recuperación con este método pueden llegar a ser del orden de 60 %.

La lentitud característica de los procesos de drenaje gravitacional propicia bajos ritmos de producción pero, al perforar pozos horizontales muy largos, con un par de pozos se puede tener el potencial de drenar volúmenes significativos de aceite. Generalmente, estos pozos son someros.

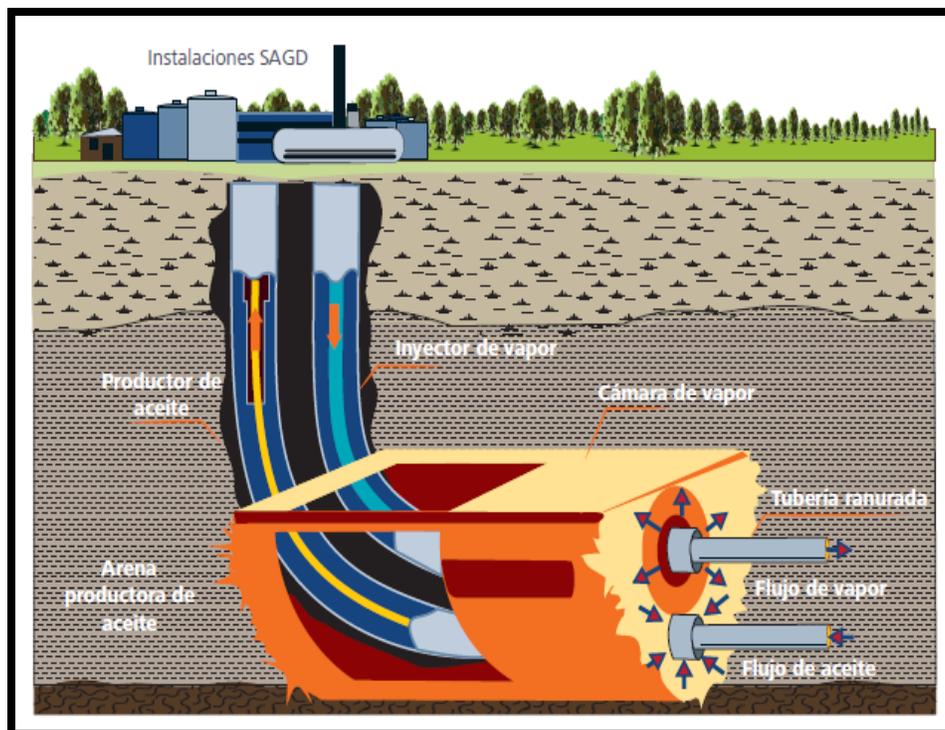


Figura 10. Inyección de vapor asistida por gravedad (Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada, 2012).

Los siguientes métodos se consideran variaciones del SAGD:

2.3.1. MÉTODO VAPEX (EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO ASISTIDA CON VAPOR).

Se emplea únicamente una mezcla de solventes como fluido de inyección (como etano, propano y butano), seguido de un gas transportador (como N₂ o CO₂). El gas solvente se inyecta a condiciones del punto de rocío, tratando que el solvente siempre permanezca en su fase gaseosa y con ello se propicie la generación de una cámara de gas solvente en la cima del área de drenaje. El mecanismo de producción de este proceso es la reducción de la viscosidad del aceite, que resulta del proceso de difusión molecular y dispersión mecánica, los cuales son procesos lentos, entre el solvente y el aceite pesado (Ver Figura 11).

Este proceso es una prometedora alternativa a los procesos térmicos. Por otra parte, considerables recursos de petróleo pesado se encuentran en zonas poco-permeables de yacimientos carbonatados fracturados. Sin embargo, hay poca información disponible sobre el desempeño del proceso VAPEX en yacimientos fracturados.

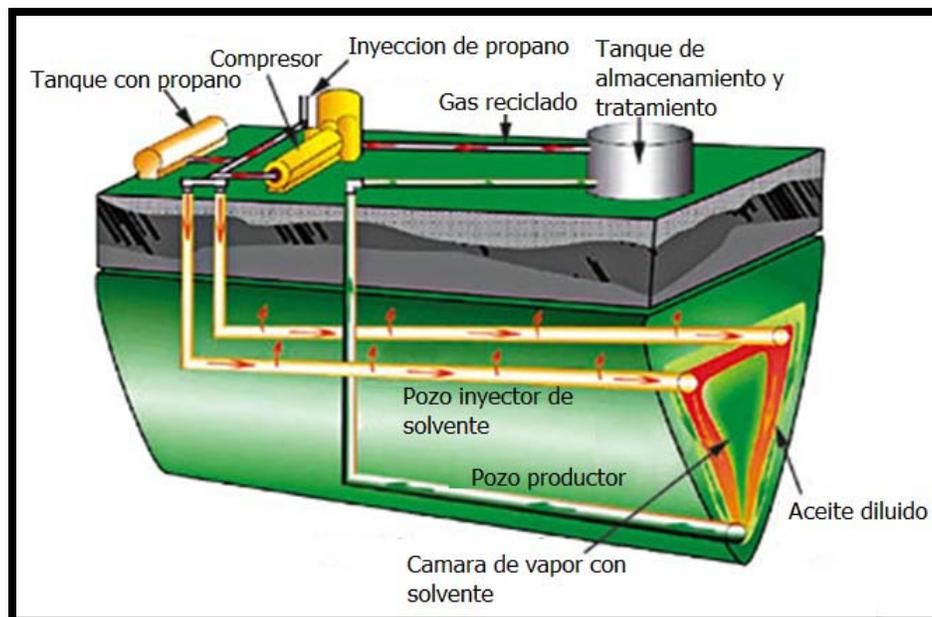


Figura 11. Descripción del método VAPEX (www.oilextraction.wikispaces.com/VAPEX).

En investigaciones anteriores sobre el método VAPEX en yacimientos fracturados se menciona que (Boustani y Maini 2001, Butler y Jiang 2000, Azin et al 2005, Feali y Kharrat 2008.):

Ventajas:

- Las Fracturas conectadas mejoran el proceso de VAPEX mediante la mejora del contacto entre solvente y aceite contenido en los bloques de matriz.
- Las fracturas conectadas reducen las inestabilidades en la presión del sistema.
- El solvente recorre entre las fracturas conectadas retrasando la aparición de avance del solvente y proporciona más tiempo de residencia para el solvente a estar en contacto con petróleo pesado.
- Bajo condiciones controladas, la existencia de fracturas conectadas en los sistemas de baja permeabilidad contribuye y mejora la producción de petróleo pesado por proceso VAPEX.
- Hay una mucha mayor recuperación de aceites pesados en comparación con el método tradicional de SAGD.
- Se utiliza menos de 5 por ciento de la energía utilizada en SAGD.
- Una gran parte del disolvente se puede reciclar.
- El aceite también se mejora en el yacimiento para facilitar la refinación.

- No se utiliza agua en el proceso de extracción, y por lo tanto no hay tanque de residuos de agua.

Desventajas:

- Alto costo de solvente y baja disponibilidad.
- Inicialmente la disolución de los solventes en el aceite no es muy rápida.
- Son lentos los gastos iniciales de drene desde el yacimiento hasta el pozo.

2.3.2. ES-SAGD (EXPANSIÓN DEL SOLVENTE DE SAGD).

En este proceso, también llamado co-inyección de solvente (SCI por sus siglas en ingles), se agrega aproximadamente un 10 % de vapor a la mezcla de solventes para ganar 25 % en la eficiencia energética cuando se aplica el VAPEX.

Este proceso aprovecha el calor proporcionado por el vapor y la miscibilidad ofrecida por el solvente. Este es un nuevo procedimiento que ya se ha probado en campos de petróleo, lo que resulta en la mejora del gasto de producción de hidrocarburos y la relación de aceite-vapor (RAV). Este proceso requiere menos energía que el proceso SAGD convencional. El concepto básico del proceso ES-SAGD es inyectar un aditivo de hidrocarburo ligero a baja concentración, junto con vapor, en un proceso por el cual la fuerza dominante es la gravedad. El aditivo se selecciona de tal manera que se puede evaporar y condensar en las condiciones del agua. De esta manera, el disolvente se puede condensar con vapor cerca de la interface de la cámara de vapor. El hidrocarburo añadido se inyecta en forma de vapor. Los solventes condensados diluidos en el aceite y, ayudados por el calor, reducen la viscosidad del aceite en el yacimiento (ver Figura 12).

En este proceso se concluye que la co-inyección de vapor con solventes en condiciones específicas se incrementa en forma significativa la producción de aceite y se reduce el vapor requerido.

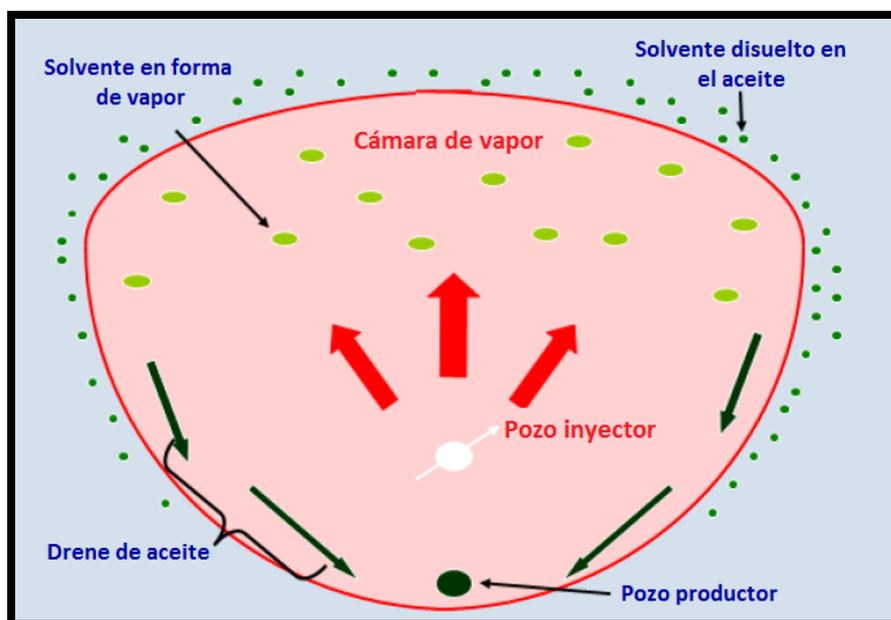


Figura 12. Ilustración del concepto de ES-SAGD (Akinboyewa John, Yu-Shu Wu, Kazemi Hossein, Simulation of Expanding Solvent-Steam of a Bitumen Oil Reservoir, SPE Copyright 2010).

2.3.3. SAGP (steam and gas push).

El método de empuje por Vapor y Gas (SAGP) es una variante del proceso SAGD desarrollado por Butler (recuperación térmica de petróleo y bitumen, Gray-Drain Inc., Calgary, Alberta, 1997). En el proceso de SAGP, se co-inyecta en el yacimiento vapor y gas no condensable y éste forma una capa aislante en la parte superior de la cámara de vapor. Esto reduce las pérdidas de calor en la capa suprayacente y mejora la eficiencia térmica del proceso de recuperación. La configuración del pozo es la misma que la configuración del proceso SAGD convencional.

El proceso de empuje por vapor y gas (SAGP) es similar al convencional SAGD. El vapor no solo moviliza el aceite por calentamiento, sino también iguala la presión vertical, debido a que es relativamente no viscoso. Esto beneficia el drene de aceite. En tales casos, el vapor debe ser inyectado continuamente a un gasto relativamente alto, de lo contrario el vapor se condensa y la cámara de vapor deja de formarse. Esta limitación se supera, posiblemente, en el proceso de SAGP. A pesar de que el vapor podría condensarse, el gas permanece en el yacimiento, previniendo que la zona calentada no se forme y mantiene la presión. En SAGP, el gas asciende calentando el yacimiento y mantenimiento la presión. Ambos efectos mejoran la recuperación de petróleo (Jiang et al., 2000). Sin embargo, en SAGD, el calor latente tiene que ser llevado a la parte superior del yacimiento por el vapor. Por lo tanto, se sugiere que no es necesario llevar el calor latente a la parte superior del yacimiento en el proceso de SAGP. El gas no condensable asciende en todo el proceso de recuperación elevando la presión en las partes superiores del yacimiento y proporciona energía térmica suficiente para calentar más allá de la zona de condensación de vapor. Las temperaturas de la cámara de vapor necesarias para lograr un gasto de producción comparable con el proceso SAGD convencional se obtienen a partir de la Ecuación 9 (Butler, 1999):

Capítulo 2

$$T_{sz} = T_Y + (T_S - T_Y) \left[\frac{h-z}{(h-h_i/2)^2} \frac{m}{kg\alpha\phi\Delta S_o} \left(\frac{q}{L} \right)^2 \right]^{\frac{1}{m}} \quad (9)$$

donde:

T_{sz} = temperatura de la cámara de vapor a una altura z.

T_s = temperatura del vapor.

h_i = diferencia de alturas entre el pozo inyector y el productor.

El gasto q en (m³ / s) se obtiene a partir de las ecuaciones (1a) y (1b) mediante la sustitución de h con h_L (altura de un SAGD en el yacimiento con el mismo gasto) con la Ecuación 10 (Butler, 1999):

$$q = L \sqrt{\frac{1.3\phi\Delta S_o kg\alpha h}{mv_s}} \quad (1a)$$

$$v = v_s \left(\frac{T_s - T_Y}{T - T_Y} \right)^m \quad (2b)$$

$$h_L = \sqrt{(2h - h_i)h_i} \quad (10)$$

En las ecuaciones (1a) y (1b), L es la longitud del pozo

Φ = porosidad.

ΔS_o = saturación de petróleo inicial menos la saturación de petróleo residual.

K= permeabilidad efectiva para el flujo de aceite.

g= constante de aceleración de la gravedad.

α = difusividad térmica.

h= distancia entre el pozo productor a la parte superior del yacimiento.

m= exponente de viscosidad adimensional.

v_s = viscosidad cinemática del aceite a la temperatura de vapor (T_s).

T_Y = temperatura inicial del yacimiento.

La ecuación (9) sugiere que la interface vertical superior de la cámara de vapor está a la temperatura inicial del yacimiento. La ecuación (10) indica que colocar el pozo inyector hacia el fondo del yacimiento mejora el gasto de producción, sin embargo, el pozo

Capítulo 2

inyector y el productor están más cerca, incrementándose la probabilidad de que el pozo inyector y el pozo productor se encuentren dando como resultado un mal contacto entre el fluido inyectado y el yacimiento.

Es evidente que la distancia entre los pozos horizontales puede ser un parámetro crítico. Por otra parte, el conocimiento de la función de los gases no condensables en el comportamiento de recuperación sigue siendo escaso.

CAPÍTULO 3

MÉTODOS QUÍMICOS

3.1. INTRODUCCIÓN.

Algunos químicos son inyectados con el objetivo de reducir la tensión interfacial (incrementar el número capilar), y/o disminuir la relación de movilidad a fin de mejorar el control sobre la movilidad (reducir la canalización).

Los métodos de recuperación de esta categoría incluyen inyección de surfactantes, polímeros y álcalis. La Figura 13 muestra el proceso de inyección de químicos.

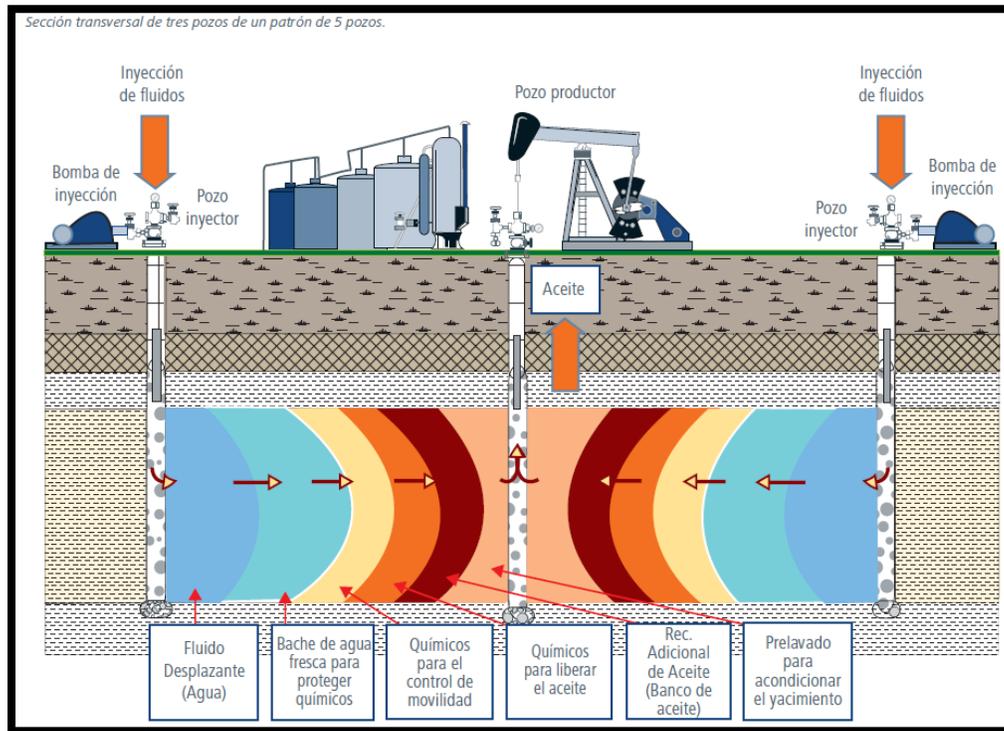


Figura 13. Proceso de inyección de Químicos (Adaptada de DOE; DOE's Enhanced Oil Recovery Program, An Archive of Important Results; National Energy Technology Laboratory, 2008. Sección transversal de tres pozos de un patrón de 5 pozos, CNH 2012).

3.2. MÉTODOS QUÍMICOS.

Inyección de polímeros.

Los polímeros tienen la función de incrementar la viscosidad del agua, de tal forma que la relación de viscosidades disminuye. Con este método se presenta una reducción de permeabilidad debido a la adsorción de las moléculas del polímero. Este método se aplica principalmente en formaciones de arenas con fluidos ligeros a intermedios, con porosidades buenas o intermedias. Debido a la movilidad de los polímeros, la permeabilidad no debe ser muy baja ni la viscosidad muy alta.

La profundidad es un factor crítico, ya que se puede relacionar con la temperatura del yacimiento, la cual influye en la estabilidad de los químicos. Se recomienda que la temperatura sea menor a 93 °C, aproximadamente. La salinidad es otro parámetro que debe mantenerse por debajo de un límite máximo permitido. La Figura 14 muestra un esquema de inyección de polímeros.

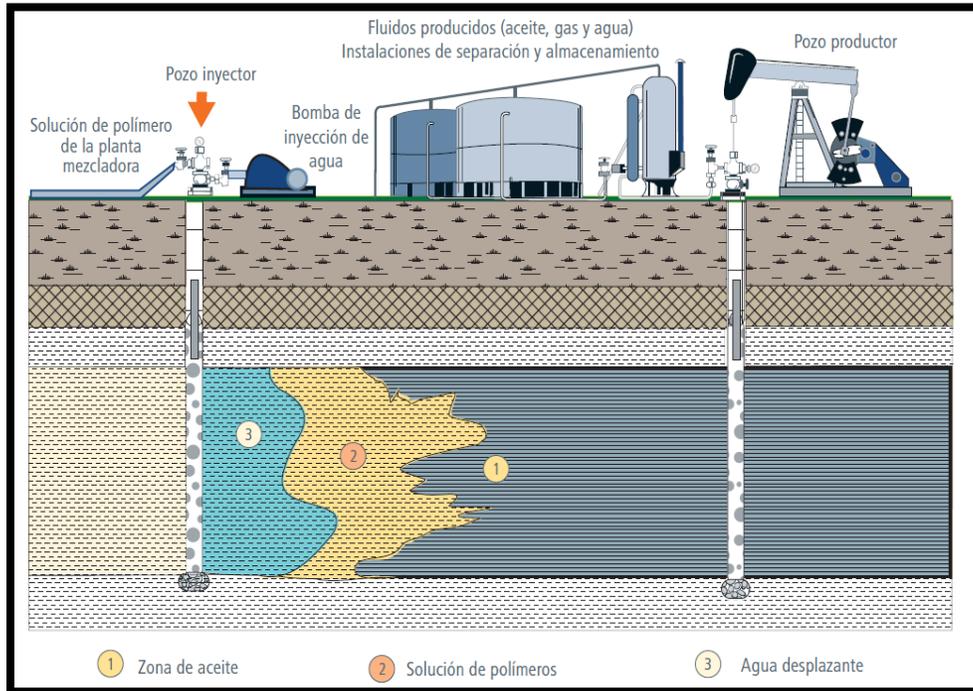


Figura 14. Inyección de polímeros (Adaptada de Bailey, R.E. y Curtis, L.B.; Enhanced Oil Recovery; National Petroleum Council, Washington, D.C., Estados Unidos, 1984, CNH 2012).

Inyección de surfactantes.

Es aplicable en arenas con fluidos ligeros a intermedios en densidad, y con valores de viscosidades menores a las del caso de la inyección de polímeros.

De igual manera, la temperatura del yacimiento debe ser menor a 93°C aproximadamente; y la temperatura, así como la salinidad son factores muy importantes que se deben considerar. El surfactante inyectado debe disminuir la tensión interfacial

Capítulo 3

hasta movilizar el aceite residual con lo cual se crea un banco de aceite donde el aceite y agua fluyan como fases continuas (como se muestra en la Figura 15).

La tensión interfacial se debe de mantener en el frente de desplazamiento para evitar que el aceite movilizado sea re-atrapado. Asimismo, la retención del surfactante debe ser baja.

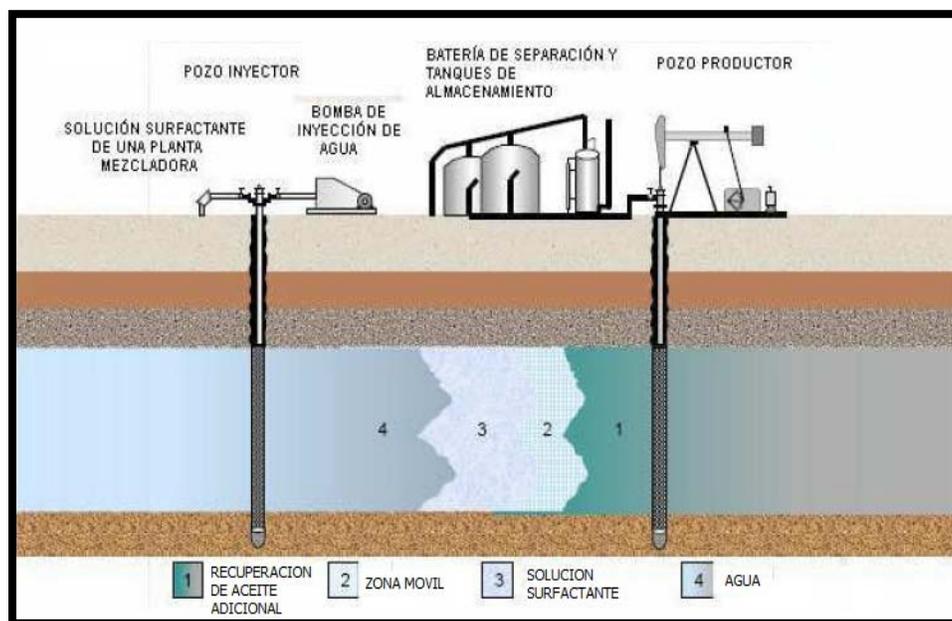


Figura 15. Inyección de surfactantes.

Inyección de polímeros micelares.

Primero se inyecta un bache relativamente pequeño de solución micelar para “liberar” al aceite. Éste es seguido por un volumen más grande de solución acuosa con polímero para controlar la movilidad y así minimizar la canalización.

Posteriormente se inyecta un bache de agua para mover los químicos y el banco de aceite resultante hacia los pozos productores. Una solución micelar consiste de gotas muy finas de agua dispersas en aceite, o de aceite en agua, producidas usando surfactantes, con la adición de ser necesaria, de co-surfactantes y soluciones de varias sales.

La Figura 16 presenta un diagrama del proceso que se realiza durante la inyección de polímeros micelares con una configuración de 5 pozos (5-spot).

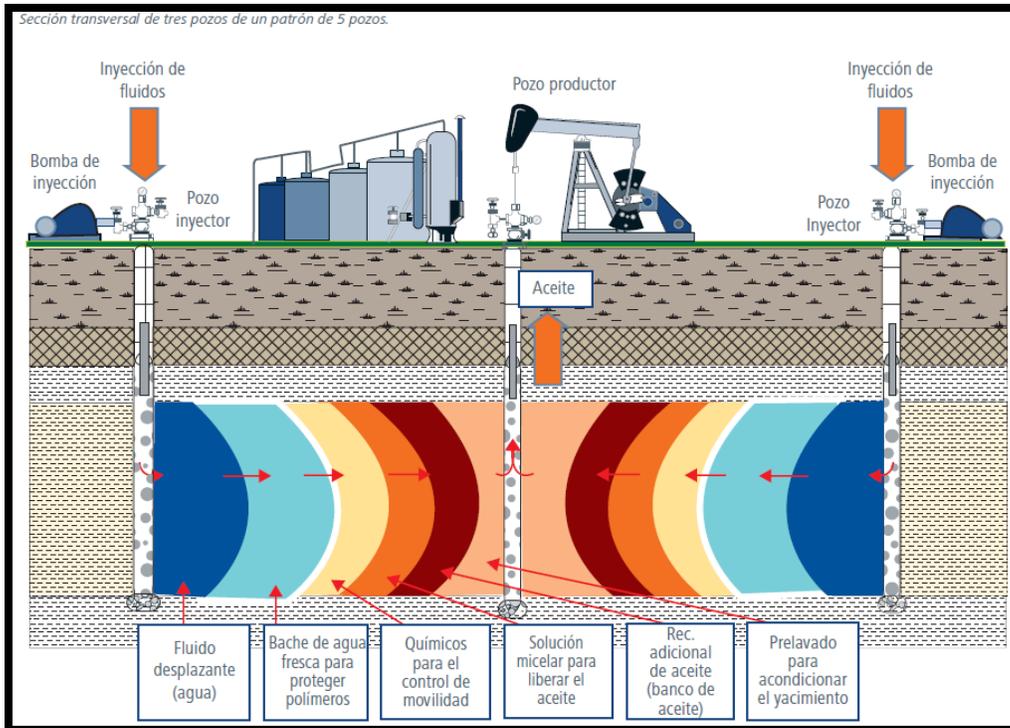


Figura 16. Inyección de Polímeros Micelares (Adaptada de National Energy Technology Laboratory; Exploration & Production Technologies - EOR Process Drawings, CNH, 2012).

Inyección de álcalis (cáustica o inyección con alto pH).

Este método puede resultar positivo cuando el aceite tiene un bajo pH (alta acidez). La acidez normalmente se debe a la presencia de moléculas (usualmente resinas y asfaltenos) que contienen radicales ácidos. Con este método se reduce la tensión interfacial entre el aceite y la fase acuosa debido a que el álcalis reacciona con los radicales en el aceite formando surfactantes. La mojabilidad de la roca es alterada por la interacción entre el álcalis y las moléculas polarizadas adsorbidas por los granos de la roca; tiende a ser mojado por agua.

Finalmente se forma una emulsión agua/aceite. En el caso de aceites pesados y viscosos, estas emulsiones tienen menor viscosidad que el aceite, mejorando el flujo a través del yacimiento. Estos tres factores contribuyen a la mejora de desplazamiento del aceite por el agua. La Figura 17 muestra un esquema de inyección de álcalis.

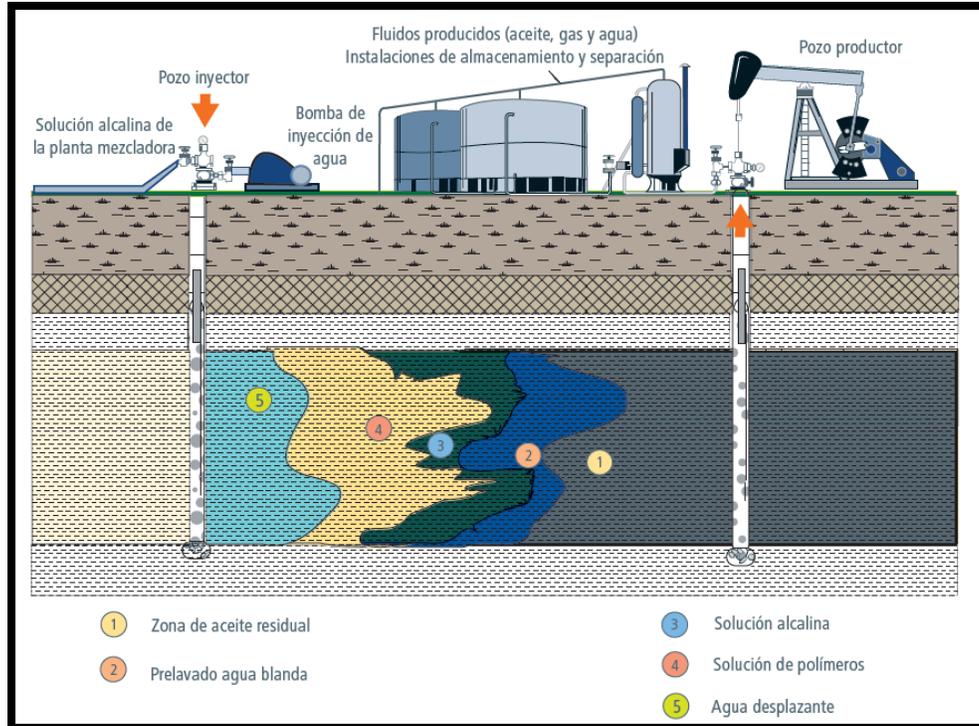


Figura 17. Inyección de álcalis (Adaptada de Bailey, R.E. y Curtis, L.B.; Enhanced Oil Recovery; National Petroleum Council; Washington, D.C., Estados Unidos, 1984, CNH, 2012).

Inyección de geles.

Los geles son utilizados para mejorar la eficiencia de barrido. Estos fluidos tienen alta viscosidad, por lo que pueden ayudar a taponar las zonas altamente permeables para prevenir la canalización de los fluidos inyectados y, por consiguiente, su producción temprana. Los geles también se pueden utilizar para reducir el volumen de agua que se produce junto con el aceite.

Una vez que se produce la gelificación in situ, la entrada del flujo de agua al pozo se reduce generalmente a menos del 25% de los gastos de producción previos al tratamiento. Esta reducción en la permeabilidad al agua incrementa la permeabilidad al petróleo y permite que éste circule con mayor facilidad desde la roca matriz hacia el pozo (dicho proceso se muestra en la figura 18).

Los beneficios sobre los costos operativos son muchos: una menor cantidad de agua en superficie, el posible reemplazo de costosas bombas electro-sumergibles por bombas de varilla, una mayor producción de petróleo debido a una mejor extracción del yacimiento y menos reparaciones al pozo, entre otras más.

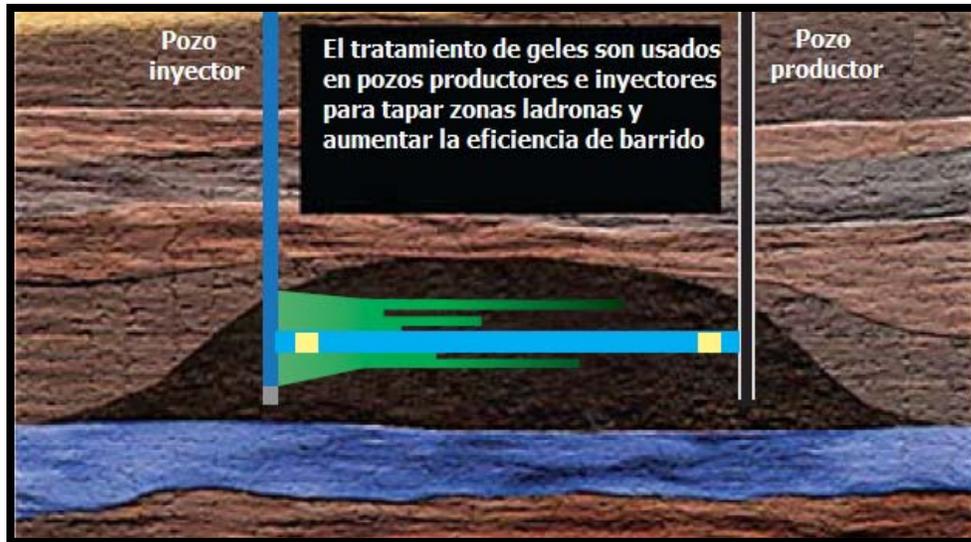


Figura 18. Inyección de geles (Recuperación Mejorada de Petróleo, Ing. Rubén Peláez Zapata, PetroQuiMex).

3.3. DEFINICIÓN DE ESPUMA.

Las espumas, cuando se encuentran fuera del medio poroso, son definidas como una aglomeración de burbujas de gas (aire, nitrógeno, CO₂, vapor) separadas por una película de líquido llamada lamela. La unión de tres de estas películas forma una región que se conoce como Borde de Plateau (Figura 19).

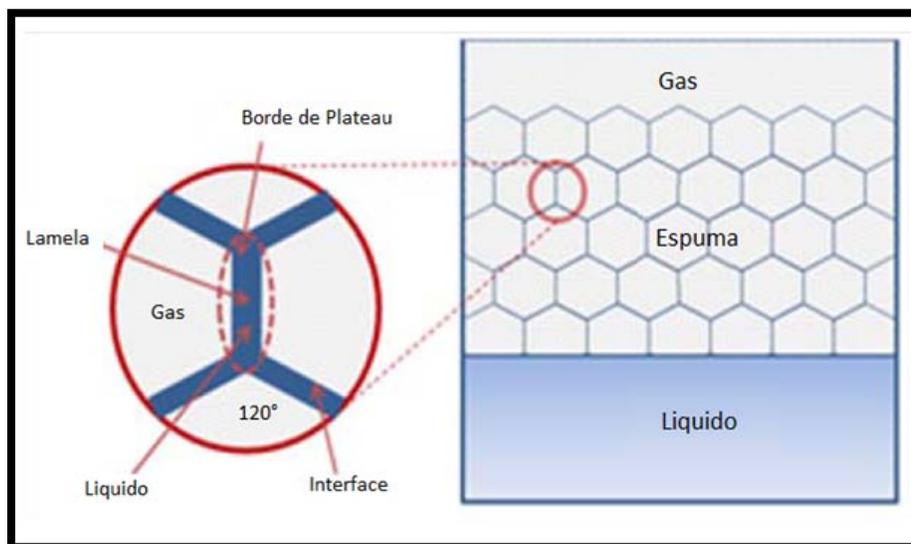


Figura 19. Estructura de la espuma (adaptado de HOLSTEIN, Edward y LAKE, Larry. Petroleum Engineering Handbook. Volume V).

Se pueden identificar dos tipos de espumas: espumas cuasi esféricas, las cuales están formadas por burbujas casi esféricas dispersas en una fase continua, y espumas poliédricas, las cuales están conformadas por una serie de burbujas con forma poliédrica separadas por las lamelas.

Capítulo 3

Las burbujas en espumas poliédricas presentan una forma distorsionada y pueden diferir en tamaño y número de burbujas vecinas, lo cual viene determinado por el número de lados que tenga el poliedro.

Las lamelas de burbujas que tienen diferentes tamaños presentan ciertas curvaturas, causadas por las diferencias de presión que existe entre ellas. Incluso en espumas cuyas burbujas son más o menos del mismo tamaño (espuma monodispersa), la curvatura en las paredes del borde de Plateau genera una diferencia de presión entre el líquido que se encuentra en esa región y el que se encuentra en la zona de las lamelas, haciendo que el líquido tenga la tendencia a fluir hacia la zona de los bordes de Plateau y en consecuencia, las lamelas se van adelgazando y colapsan, promoviendo de esta manera la destrucción de la espuma.

Formación de espumas.

Los factores que contribuyen a la formación de espuma pueden ser por causas físicas y químicas. Las causas físicas pueden ser: agitación, caída del líquido desde cierta altura, borboteo de aire u otro gas en el centro del líquido. Las causas físico-químicas pueden ser: agitación de agua dulce con un jabón, en hielo no se presenta espuma sino precipitación de sales de calcio y magnesio, presencia de impurezas orgánicas así como su concentración.

Otra causa es la producción de gases como el metano, ácido sulfhídrico, dióxido de carbono, después de una reacción química o bioquímica. Ejemplo de esto son las espumas presentes en cervezas y refrescos que se forman por la liberación del gas disuelto.

Cabe mencionar que en el fondo de los envases de estas bebidas, las burbujas son pequeñas y al subir se hacen más grandes debido a que la expansión del gas comienza de las burbujas pequeñas hacia las más grandes. De manera que éstas persisten en la superficie formando espuma (ver Figura 20).

Cuando las burbujas se elevan a la superficie de un líquido y persisten en ella durante cierto tiempo, sin coalescencia de una con la otra y sin ruptura en el espacio de vapor se produce espuma.

Así pues, la formación de espuma consiste simplemente en la formación, elevación y la agregación de burbujas en un líquido en que la espuma pueda existir. La vida de las espumas varía de segundos a años, su mantenimiento es un fenómeno no dinámico.



Figura 20. Expansión de gas en las burbujas de un refresco.

CARACTERÍSTICAS DE LA ESPUMA.

Varias propiedades importantes para la caracterización de la mayoría de las espumas son: la calidad de la espuma, la textura de la espuma, la distribución del tamaño de la burbuja, estabilidad de la espuma y la densidad de la espuma.

Calidad.

La calidad de la espuma es el porcentaje de volumen de gas dentro de la espuma a una presión y temperatura específicas. Las calidades de las espumas pueden exceder el 97%. En la industria petrolera se encuentra calidades típicas entre 75 y 90%. Cuando se propaga en el medio poroso, la movilidad de muchas espumas disminuye a medida que aumenta la calidad hasta el límite superior de la estabilidad de la espuma (un límite superior de la calidad de la espuma es a menudo > 93%). Cuando se trata con espumas de vapor, la calidad del vapor se refiere a la fracción de masa de agua que se convierte en vapor.

La Calidad de la espuma (Q) es la fracción volumétrica de la espuma que es gas, usualmente a condiciones de fondo de pozo. (Ecuación 11)

$$Q = \frac{V_g}{V_g + V_l} = \frac{q_g}{q_g + q_l} \quad (11)$$

Q Bajo condiciones estáticas

Textura.

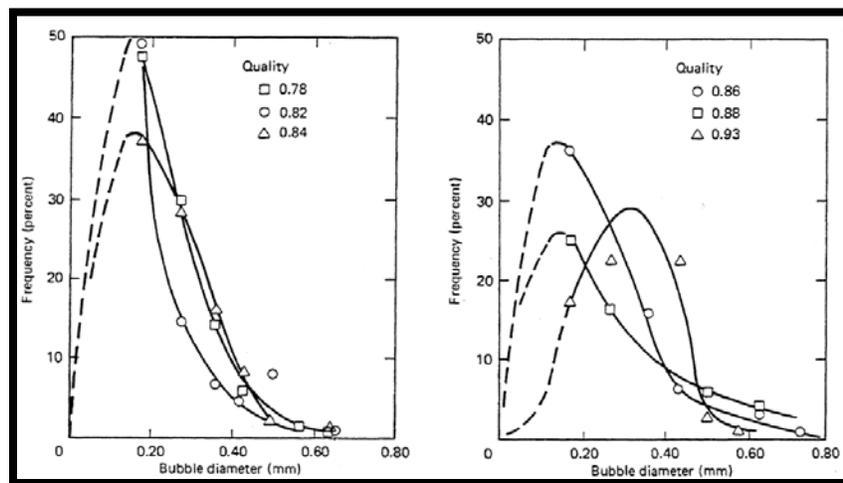
Capítulo 3

La textura de una espuma es una medida del tamaño promedio de las burbujas de gas. Las espumas empleadas en la EOR de un yacimiento poseen diámetros de burbuja en el rango de 50 y 1000 μm . En general entre menor sea el tamaño de las burbujas de gas más estable será la espuma y mostrará una mayor resistencia al flujo de gas en el medio poroso.

La textura determina el flujo de la espuma en el medio poroso. Si el tamaño de las burbujas es mucho menor que el diámetro del poro, la espuma fluirá como burbujas dispersas a través de los canales; si por el contrario, la textura es mayor que el diámetro del poro, la espuma fluirá como una progresión de películas o láminas que separan burbujas individuales de gas.

Distribución del tamaño de burbuja.

Es una propiedad empleada comúnmente para evaluar la estabilidad de una espuma. Una distribución amplia en el tamaño de burbuja aumentará la inestabilidad de la espuma. Por esta razón, se recomiendan burbujas de gas de tamaños uniformes. Entre más homogénea sea la distribución en el tamaño de burbuja, la espuma exhibirá una mayor resistencia al flujo de gas en el medio poroso (ver Gráficas 1 y 2).



Gráficas 1 y 2. Distribución del diámetro de burbuja (Don W. Green, G. Paul Willhite, Enhanced Oil Recovery, 1998).

Estabilidad o durabilidad.

La estabilidad de una espuma determina cuanto tiempo es requerido para que el 80% del líquido presente en la espuma sea drenado, esto va a depender de las características físicas y químicas de la película de líquido con surfactante. Las espumas son metaestables; por lo tanto, todas las espumas eventualmente se descompondrán. La descomposición de la espuma es un resultado de las películas excesivamente delgadas y la ruptura con el tiempo y el resultado de la difusión del gas de pequeñas burbujas a grandes burbujas (esto engrosa el tamaño de la burbuja). Efectos externos, como el

Capítulo 3

contacto con un rompedor de espuma, contacto con una superficie hidrofóbica, y calentamiento local puede romper la estructura de la espuma.

Los factores que afectan la estabilidad de la lámina de espuma incluyen drenaje gravitacional, succión capilar, elasticidad de la superficie, viscosidad, contacto con superficies solidas, contacto con gotas de líquido, dispersión de la lamela, difusión del gas de una burbuja a otra, entre otras.

Colapso inducido de una espuma.

El colapso inducido de una espuma convencional puede ocurrir por los siguientes factores:

- Calentamiento local: causa una reducción en la absorción del surfactante (en la interfase gas/líquido), lo que ocasiona el adelgazamiento de las láminas de líquido y la coalescencia de las burbujas de gas. Sin embargo, existen surfactantes que han permitido generar espumas estables a temperaturas cercanas a los 500 °F (260°C).
- Altas salinidades: ocasionan la degradación química del surfactante. En ambientes con altas salinidades, la formación in-situ de la espuma podría no ocurrir. Para solucionar esto, se emplean surfactantes resistentes a la salinidad o se inyectan pre-flujos salinos en las zonas a tratar.
- Contacto con aceite.
- Altos gastos de producción.

Densidad.

La densidad de las espumas juega un papel importante en su ubicación en el yacimiento, tanto en procesos de control de movilidad como en procesos de bloqueo de zonas. Espumas con densidades bajas facilitarán su ubicación y posicionamiento en el medio poroso.

A diferencia de otras tecnologías, la baja densidad que ofrecen las espumas permite que éstas sean más fácilmente ubicadas en los intervalos superiores del yacimiento donde la producción de gas (por conificación u overriding) y la canalización del gas de inyección son más probables.

El bloqueo de estos intervalos durante la inyección de gas ayuda a que el fluido de inyección se desvíe y barra zonas con saturaciones altas de aceite.

Capítulo 3

Movilidad.

La movilidad de una espuma en el medio poroso puede ser expresada de manera análoga a la movilidad de los fluidos newtonianos continuos en la siguiente Ecuación 12:

$$\lambda_f = \frac{K \times k_{rf}}{\mu_f} \quad (12)$$

Dónde:

λ_f = movilidad de la espuma.

K = permeabilidad absoluta.

k_{rf} = permeabilidad relativa a la espuma.

μ_f = viscosidad de la espuma.

Es importante tener en cuenta que la movilidad de una espuma atrapada es igual a 0 (ideal en procesos de bloqueo de fluidos).

Viscosidad efectiva.

La viscosidad efectiva de una espuma puede expresarse de la siguiente manera:

$$\mu_f = \mu_g + \frac{\alpha \times \eta_f}{v_f^c} \quad (13)$$

Dónde:

μ_g = viscosidad de la fase continúa de gas.

α = constante de proporcionalidad que varía con la permeabilidad y el tipo de surfactante.

η_f = textura.

v_f = velocidad intersticial.

c = exponente que expresa el comportamiento adelgazamiento por flujo de la espuma.

La Ecuación 13 es el resultado del flujo de espuma a través de tubos capilares.

FACTORES QUE AFECTAN LAS PROPIEDADES DE LAS ESPUMAS.

Efecto de la permeabilidad y los gastos de flujo.

Pruebas de laboratorio realizadas en núcleos con permeabilidades bajas mostraron una fuerte relación entre la permeabilidad y la viscosidad aparente de la espuma. Los resultados de las pruebas evidenciaron una disminución en la viscosidad efectiva con la

Capítulo 3

reducción en la permeabilidad del medio. Esto debido al comportamiento del adelgazamiento por flujo de la espuma.

La disminución en la viscosidad de la espuma con el aumento en los esfuerzos de corte es útil en la inyección de espumas pre-formadas. Altos gastos de corte en las cercanías a la cara del pozo darán como resultado bajas viscosidades, altas inyectividades y bajas presiones de inyección. A distancias de penetración más profundas donde los gastos de corte son menores, las viscosidades aparentes aumentarán, mejorando con esto el control de movilidad y la restricción al flujo.

Pruebas adicionales mostraron que las espumas tienden a ser menos estables y a generar un bloqueo pobre de zonas cuando se manejan altos gastos de producción.

Efecto de la salinidad.

Pruebas de laboratorio modificando la salinidad de una fase acuosa fueron llevadas a cabo, con el fin de medir la influencia de este factor en la estabilidad de la espuma. El incremento en la salinidad durante todas las pruebas dio como resultado una disminución dramática en la viscosidad aparente de la espuma, en su estabilidad y un aumento en la movilidad de la espuma. Este fenómeno hace que surfactantes estables a las altas salinidades de las aguas de formación sean formulados. Los surfactantes AOS (sulfonatos de alfa-olefinas) han mostrado tolerancia a las altas salinidades de las aguas de formación y a la adición de polímeros.

Efecto de pH.

El pH de la fase acuosa de las espumas puede reducirse por la presencia de ácidos o gases ácidos en los fluidos del yacimiento. Sin embargo, no se encuentran cambios importantes en la estabilidad de la espuma cuando el pH del agente espumante es bajo.

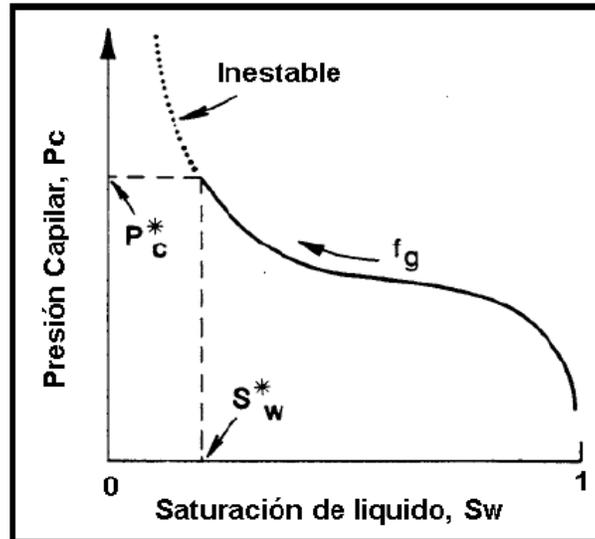
Efecto de la saturación de aceite.

El aceite disminuye la habilidad de la espuma para reducir la permeabilidad al gas. El contacto de la mayoría de las espumas con aceite tiende a disminuir su estabilidad y su viscosidad aparente. El grado de tolerancia de la espuma a la presencia de aceite depende del tipo de crudo. En general, las espumas son menos estables cuando interactúan con aceites livianos.

Altas saturaciones de aceite aceleran la desestabilización de una espuma y como tal su ruptura. Sin embargo, la saturación de aceite crítica dependerá del diseño del agente espumante (surfactante). Una espuma bastante sensible podría romperse a saturaciones de aceite del 20%. Esta limitación podría resultar beneficiosa en procesos de inyección de espumas para bloqueo de zonas, ya que de esta manera la espuma no causaría daño a las zonas de interés con altas saturaciones de aceite móvil, sino que sería más estable en aquellas zonas donde las saturaciones de crudo son bajas (zonas ladronas). La tolerancia de las espumas a la presencia de aceite es actualmente mejorada con el uso de surfactantes fluorados y aditivos especiales.

El efecto de la presión capilar (P_c).

La estabilidad de las espumas en el medio poroso depende de la presión capilar. KHRISTOV y colaboradores argumentaron que las espumas se rompen a presiones capilares bajas hasta una presión capilar límite (Grafica 3). Sin embargo, no todas las lamelas coalescen simultáneamente a la presión capilar crítica. El valor de presión capilar límite para las espumas en el medio poroso varía con la formulación del surfactante, la velocidad del gas y la permeabilidad del medio.



Grafica 3. Efecto de la Presión capilar(KHATIB, Z.I., HIRASAKI, G.H. AND FALLS, A.H. Effects of capillary pressure on coalescence and phase mobilities in foams flowing through porous media. SPE 15442. 1988).

Efecto de la mojabilidad.

Los mecanismos de generación de espuma en el medio poroso (snap-off capilar, leave-behind y división de lamela) parecen preferir la existencia de una superficie mojada por la fase acuosa. En situaciones cuando existe mojabilidad mixta, la espuma se generará en la zona mojada por agua. En las zonas mojadas por aceite la espuma no se genera, y las lamelas colapsaran cuando pasan a través de estas partes de la roca.

En los medios inicialmente mojados por aceite, pero sin aceite, se ha demostrado que la espuma puede generarse tan efectiva como en la roca mojada por agua.

Esto se debe a la absorción del surfactante en el material del núcleo, un proceso donde se cambia la mojabilidad de la roca mojada por agua.

TIPOS DE ESPUMAS EN EL MEDIO POROSO.

Las altas movilidades del gas en el medio poroso están fuertemente influenciadas por la presencia de zonas de alta permeabilidad y por la diferencia considerable entre la densidad del fluido inyectado y la del aceite original del yacimiento. Estas situaciones comúnmente ocasionan problemas de canalización y overriding (segregación gravitacional). La identificación previa del problema determinará en cierta medida el éxito de un tratamiento con espumas.

De acuerdo al tipo de problema y a la función que desempeñan, las espumas se clasifican en:

Espumas para control de movilidad (Foam flooding).

Este tipo de espumas son utilizadas comúnmente en procesos de inyección de vapor, aire, y CO₂ con el fin de reducir la segregación gravitacional de los fluidos de inyección y mejorar la eficiencia de barrido volumétrica. En pocas palabras, este tipo de aplicación mejora la relación de movilidad entre el fluido de inyección y los fluidos originales del yacimiento.

Espumas para bloqueo y desvío de fluidos.

Son utilizadas durante la inyección de gas en yacimientos naturalmente fracturados o yacimientos estratificados con contrastes altos de permeabilidad, con el objetivo de mitigar la canalización del fluido de inyección y mejorar el barrido en zonas con saturaciones altas de aceite. Estas espumas modifican los perfiles de inyección.

Espumas para control de RGA.

La función principal de estas espumas es reducir la conificación del gas a través del bloqueo temporal de zonas problema, cercanas a los pozos productores. La conificación puede ocurrir ya sea por la presencia de una capa de gas como por el overriding de un frente de gas inmiscible. Las espumas para control de RGA modifican los perfiles de producción.

Es de destacar que las espumas efectivas para bloqueo de zonas deben ser más estables que las espumas empleadas en control de movilidad. Lo anterior indica que este tipo de espumas deberán tener un valor alto de calidad, una textura fina, una distribución de tamaño de burbuja uniforme y una viscosidad efectiva alta.

Las espumas también pueden clasificarse de acuerdo con la forma y a la ubicación de las burbujas de gas en esféricas y poliédricas.

La comprensión de cómo las espumas se comportan y se desarrollan en el medio poroso es crítica para una aplicación efectiva de las espumas para el mejoramiento en el yacimiento. El cómo funciona la espuma y la función en el medio poroso no siempre es intuitivamente obvia con base en como la espuma se comporta en su forma regular.

COMPORTAMIENTO DE LAS ESPUMAS EN EL MEDIO POROSO.

La comprensión del comportamiento de las espumas en el medio poroso es un aspecto importante en la eficiencia de un proceso de este tipo. Conocer como se propaga la espuma y sus funciones en el yacimiento no es una tarea sencilla. Por esto, la inyección de espumas es considerada un proceso complejo a nivel químico y operacional.

A diferencia de lo que usualmente se cree, las espumas no se propagan a través del medio poroso como estructuras continuas de películas de líquido interconectadas que contienen burbujas de gas. Por el contrario, éstas existen como burbujas de gas individuales que se encuentran en contacto directo con el fluido mojante de la roca. En la mayoría de los medios porosos, las espumas se propagan en forma continua donde cada burbuja de gas es separada de la siguiente por una película de líquido o lamela. La longitud de las burbujas de gas en la mayoría de los casos es del mismo tamaño o excede el tamaño del poro. Es importante tener en cuenta que la estabilidad y el comportamiento de una espuma a nivel de yacimiento están fuertemente influenciados por las interacciones de las películas de líquido con las paredes de los poros.

Reducción de la movilidad.

Se ha observado que la movilidad de una espuma es significativamente menor que la movilidad de la fase individual de gas y en algunos casos ligeramente más pequeña que la movilidad de la fase acuosa individual.

La reducción de la movilidad de una espuma resulta de la combinación de dos fenómenos: disminución de la permeabilidad relativa de las fases individuales e incremento o mejoramiento de la viscosidad de las fases. A nivel de yacimiento, la disminución de la movilidad es lograda por el aumento en la saturación residual de gas atrapado (gas inmóvil) en el medio poroso y por el incremento de la resistencia al flujo de la fase gaseosa, resultante del arrastre de las películas de líquido a través de gargantas de poro pequeñas.

Reología y flujo.

La viscosidad aparente de una espuma durante su propagación a través del medio poroso exhibe con frecuencia un comportamiento de adelgazamiento por flujo. Debido a esto, las espumas a menudo son llamadas fluidos pseudo-plásticos. Las espumas empleadas en aplicaciones a yacimientos de petróleo exhiben esfuerzo de cedencia (yield stress). Esto indica que cuando los esfuerzos de corte son cero, la espuma permanece inmóvil en el medio poroso y solo fluye cuando el esfuerzo o gradiente de presión umbral es alcanzado. La ubicación de una espuma en una zona específica puede reducir su permeabilidad y el flujo a través de ella. Sin embargo, la disminución en la permeabilidad es más significativa en medios porosos con altas permeabilidades (esfuerzos de corte bajos). Se ha observado, que la reducción al flujo de agua ofrecida por las espumas es mucho menor que la reducción al flujo de gas. La disminución significativa del flujo de gas es atribuida en cierto modo al incremento en la saturación de gas atrapado en el medio poroso. Es importante mencionar que el arrastre y la resistencia al flujo que ofrecen las lamelas a través de la estructura porosa determinan también la reducción de movilidad de la espuma, la disminución de la permeabilidad del medio y la reducción del flujo.

Capítulo 3

La Figura 21 muestra un esquema de la saturación de gas atrapado y de un tren de burbujas de gas fluyendo durante la propagación de una espuma a través del medio poroso. Solo un porcentaje pequeño entre el 1% y el 15% de la saturación de gas presente en la espuma fluye. Por su parte, la saturación de gas estacionaria o atrapada en la espuma bloquea el flujo de gas en los poros pequeños e intermedios, lo que ocasiona la disminución de la permeabilidad relativa al gas.

La viscosidad efectiva de la porción de espuma que se encuentra fluyendo en los poros más grandes es determinada por las interacciones entre las burbujas de gas y las películas de líquido. Esta viscosidad es en algunos casos más grande que la viscosidad efectiva de la fase acuosa, cuando ésta satura completamente el medio.

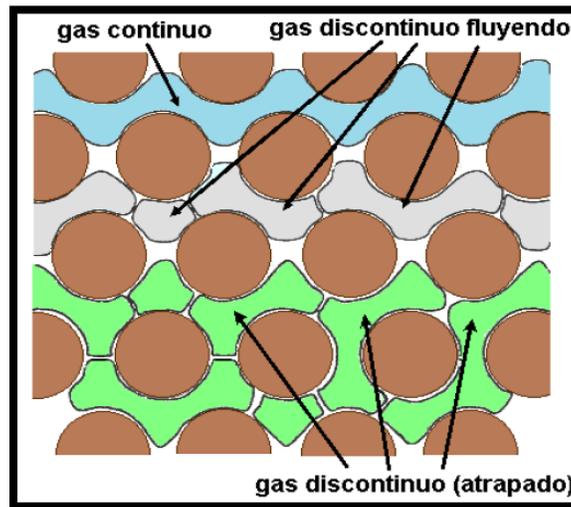


Figura 21. Esquema a nivel poroso de un tren de burbujas de gas fluyendo y de la saturación de gas atrapado durante la propagación de una espuma a través del medio poroso (YAN, WEI. foam for mobility control in alkaline/surfactant Enhanced Oil recovery process. tesis. Rice University.houston-texas. modificada).

La propagación de una espuma en un medio poroso y permeable es un proceso complejo que envuelve un número grande de eventos a nivel microscópico y macroscópico. Las manifestaciones macroscópicas del flujo en el medio poroso son el resultado de la combinación de muchos eventos a escala de poro que envuelven la evolución de las burbujas de gas y las interacciones de las películas de líquido con las paredes de los poros durante el flujo multifásico. La comprensión completa de estas manifestaciones requiere de la comprensión de los fenómenos que ocurren a nivel de poro durante la propagación de una espuma.

La formación de las lamelas durante el flujo de la espuma en el medio poroso ocurre por la combinación de tres mecanismos de generación: rompimiento (snap-off), división y leave behind. Se cree que el mecanismo de rompimiento (snap-off) es el que domina durante el flujo de la espuma en el yacimiento. Las lamelas formadas a partir de los mecanismos de snap-off y división son perpendiculares a la dirección del flujo y paralelas a la dirección del flujo cuando son formadas por el mecanismo leave-behind.

El comportamiento de una espuma de alta calidad propagándose a través de un yacimiento está gobernado por las presiones capilares y por la coalescencia, mientras que

el comportamiento del flujo de espumas de calidad baja está dominado por la saturación de gas atrapado. En el medio poroso, una espuma puede presentar flujo en estado estable o flujo transiente. El primero de ellos se refiere al flujo que ocurre después de que la espuma ha sido formada y propagada a través del medio poroso. Durante este tipo de flujo, el perfil de saturación de líquido permanece casi uniforme a lo largo del medio por donde se propaga la espuma. Por su parte, el flujo transiente se refiere al flujo que ocurre conforme la espuma está siendo formada y propagada. El perfil de saturación de líquido en este tipo de flujo va incrementando progresivamente en la dirección del flujo.

La propagación de espumas a distancias profundas representa un desafío en procesos de control de movilidad. La presencia de aceite y los bajos gradientes de presión en las zonas lejanas a los pozos complican el transporte y la estabilidad de las espumas en el medio poroso. Sin embargo, la tolerancia al aceite puede mejorarse por la adición de surfactantes resistentes en la fase acuosa.

En esta tesis nos enfocaremos al método termo-químico de inyección de vapor con espuma.

3.4. USO DE ESPUMAS EN EL MÉTODO DE INYECCIÓN DE VAPOR.

Cuando el yacimiento presenta fracturas y/o zonas de alta permeabilidad, los fluidos inyectados, que sean soluciones acuosas o vapor, tienden a "escaparse" por este camino de menor pérdida de carga, y por lo tanto no penetran en las demás zonas. A menos que se reduzca el gasto de inyección de vapor, el pozo productor comenzará a producir grandes cantidades de vapor. Esto resulta en una pésima eficiencia de barrido y por lo tanto en una baja recuperación.

La inyección de espumas con vapor surge como un método que busca disminuir la producción de los fluidos inyectados, mejorar la eficiencia de barrido areal y vertical, a través de la disminución de la movilidad de los fluidos de inyección o el bloqueo de zonas. Las espumas utilizadas en la recuperación mejorada de los yacimientos son dispersiones de burbujas muy pequeñas de gas (generalmente CO₂, N₂, vapor o gas hidrocarburo) con diámetros que oscilan entre los 50 µm y los 1000 µm en una fase acuosa.

Las espumas actúan como un agente de control de movilidad, aumentando la resistencia al flujo y generando un frente de desplazamiento más estable. También generan un bloqueo de los canales preferenciales de flujo, mejorando con esto los perfiles de inyección y producción.

Esta tesis tiene como fin evaluar la eficiencia de una espuma con inyección de vapor para reducir la movilidad del vapor y aumentar la recuperación de aceite en las fracturas y en la matriz de YNF.

Las espumas son formadas cuando se presenta un contacto entre el gas (vapor) y el líquido en presencia de agitación. La mayoría de las espumas tienden a romperse rápidamente, debido a la separación de sus componentes. Se han reportado casos en los que el tiempo de vida media de una espuma convencional ha sido menor a 1 segundo. Una solución a esta limitación consiste en adicionar a la fase líquida concentraciones pequeñas de surfactante.

Capítulo 3

Como se observa en la Figura 22, el surfactante se ubica en la interface de los dos fluidos impidiendo la separación del gas y el líquido y aumentando la estabilidad de la espuma. Por diferencia de densidades, la fase gaseosa en una espuma tiende a ascender, mientras la fase líquida tiende a depositarse, ocasionando la ruptura temprana de la espuma.

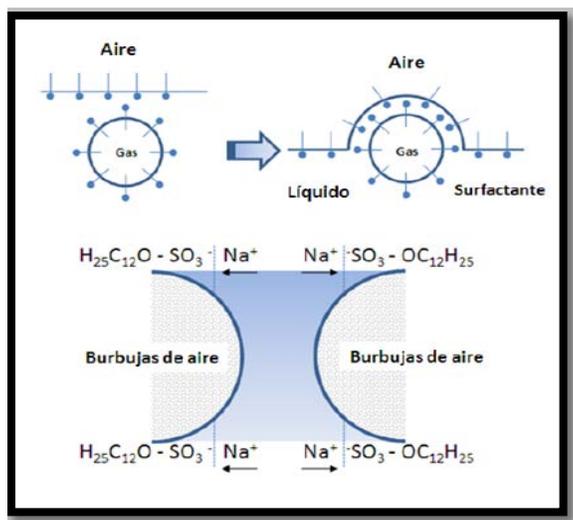


Figura 22. Esquema de la formación de espumas en la presencia de surfactantes (Sandoval Meneses Yurley Marcela, Franco Aparicio Leandro Alfredo, "Análisis De La Implementación De La Tecnología De Espumas Como Método Para Aumentar El Factor De Recobro En Campos Petroleros", Tesis Universidad Industrial De Santander, 2010).

La comprensión de la química básica de un surfactante es esencial en su adecuada selección para una aplicación de campo específica y en el éxito de un proceso de inyección de espumas.

En aplicaciones de espumas a YNF, los surfactantes deben ser capaces de generar espumas químicamente estables al contacto con salmueras, aceite y minerales. Para lograr esto, es necesario agregar aditivos a la fase acuosa que aumenten la estabilidad y la viscosidad aparente de la espuma.

Es importante mencionar que al elegir un surfactante estable a altas temperaturas juega un papel importante en aplicaciones de espumas a yacimientos sometidos a inyección de vapor o a yacimientos con temperaturas elevadas.

Capítulo 3

A continuación se presenta el Diagrama 1 con los tipos de surfactantes:

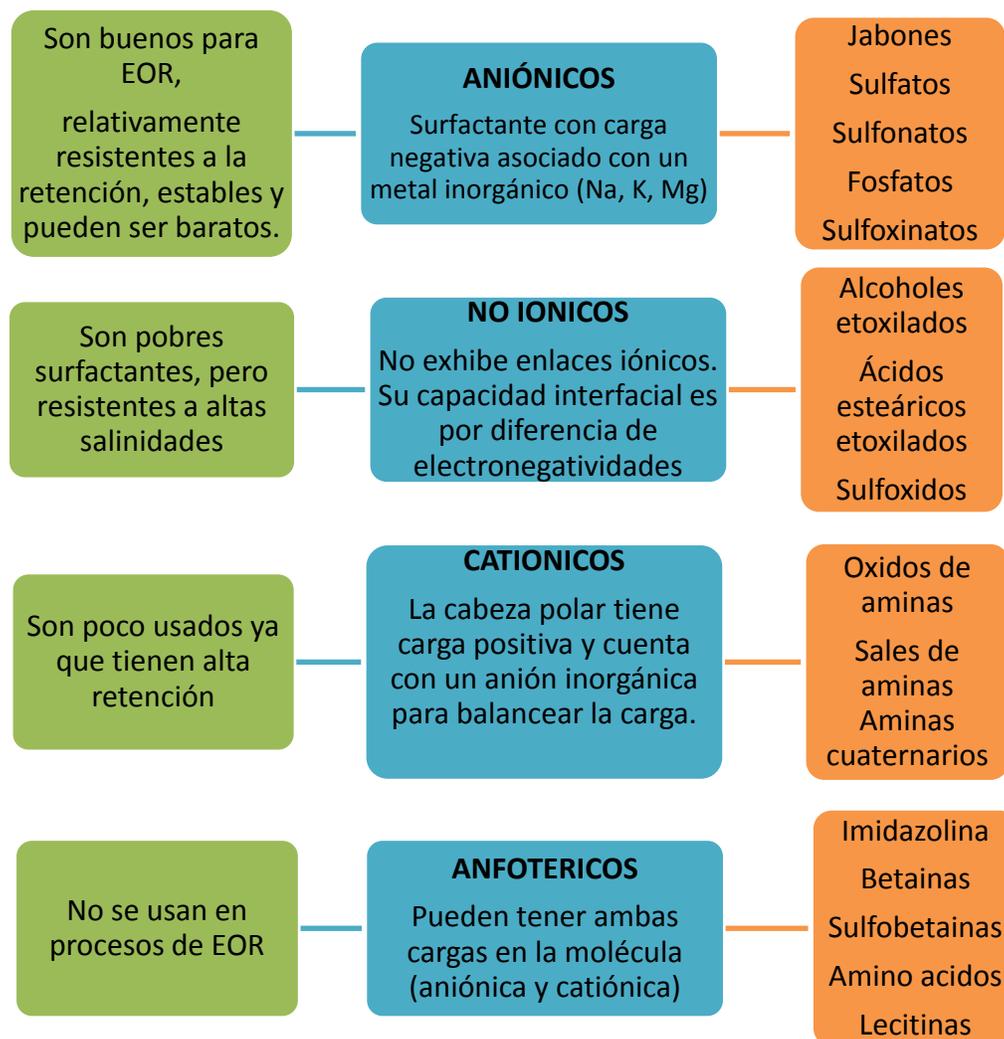


Diagrama 1. Tipos de surfactantes (Adaptado de: Dr. Serrano Saldaña Enrique, Presentación de la materia de Recuperación Secundaria y Mejorada, F.I. UNAM, 2011).

Históricamente, los sulfonatos han sido utilizados en aplicaciones de espumas a yacimientos con altas temperaturas ($>170^{\circ}\text{F}$ o 76°C) y los sulfatos en aplicaciones a bajas temperaturas ($<120^{\circ}\text{F}$ o 49°C). La adición de co-surfactantes también incrementa la tolerancia de las espumas a las altas temperaturas.

Los sulfonatos de alfa-olefinas son considerados los surfactantes más ampliamente empleados en las aplicaciones de espumas a YNF, debido a su tolerancia a la salinidad, estabilidad a altas temperaturas, alta disponibilidad y bajo valor comercial.

Capítulo 3

La mezcla de varios surfactantes ha sido recomendada por algunos autores para mejorar la estabilidad de las espumas. La tolerancia de las espumas al aceite puede mejorarse utilizando surfactantes fluorados en conjunto con otros surfactantes, sin embargo, éstos han sido utilizados en muy pocas ocasiones, debido a su alto costo.

MECANISMOS DE RECUPERACIÓN.

Los mecanismos de recuperación que se pueden presentar en la inyección de espumas con vapor son:

1. Inyección continua de espuma de baja calidad (empuje viscoso).
2. Posicionamiento de la espuma en el medio de alta permeabilidad.
3. Cierre del sistema.
4. Control de movilidad del gas.
5. Coalescencia de la espuma.
6. Liberación del surfactante.
7. Adsorción del surfactante.
8. Modificación de propiedades interfaciales.
9. Inyección de un nuevo bache de espuma para barrer el aceite liberado.

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA INYECCIÓN DE ESPUMAS CON VAPOR.

Ventajas de la inyección de espumas con vapor.

La inyección de espumas con vapor para el mejoramiento de recuperación de los YNF ofrece las siguientes ventajas:

- Reducción efectiva de la movilidad del gas y del vapor en procesos de gas flooding y steam flooding respectivamente (agente de control de movilidad).
- Reducción en la producción de agua y gas por conificación (agente de bloqueo). Experiencias de campo han mostrado que las espumas son más efectivas en el control de *RGA* que de *WOR*.
- Reducción temporal del flujo de gas a través de estratos de alta permeabilidad y zonas fracturadas (agente de bloqueo).

Capítulo 3

- A diferencia de los polímeros y los geles, las espumas son más resistentes a la degradación biológica, mecánica y química.
- A diferencia de la inyección de polímeros y geles, la inyección de espumas es considerado un proceso relativamente económico.
- Las espumas no generan un daño permanente al medio poroso, debido a que poseen tiempos de vida media relativamente cortos (no superiores a 6 meses en la mayoría de experiencias de campo reportadas en la literatura).
- Es posible alcanzar inyectividades altas, debido a que las espumas se comportan como fluidos shear-thinning. Este comportamiento asegura también un control de movilidad más eficiente en las zonas lejanas a los pozos donde los gastos son bajos (aumento de la viscosidad de la espuma). En medios porosos con altas permeabilidades, las espumas alcanzan factores de reducción de movilidad altos, asociados también a los bajos gastos. Debido a esto, la resistencia al flujo ejercida por una espuma es mayor en este tipo de medios, lo que mejora el bloqueo de zonas ladronas.
- Fácil posicionamiento de la espuma en el medio poroso debido a su baja densidad.

Desventajas de la inyección de espumas con vapor.

Las desventajas de la inyección de espumas con vapor son presentadas a continuación:

- Es una tecnología muy compleja a nivel químico y operacional.
- Las espumas convencionales tienden a desestabilizarse y a romperse en presencia de aceite.
- La retención/absorción y la degradación del surfactante en el medio poroso afecta la estabilidad de las espumas.
- La propagación profunda de las espumas en procesos de control de movilidad y en bloqueo de zonas y fracturas puede verse afectada por los bajos gradientes de presión presentes en estas zonas.

CAPÍTULO 4

ESTADO DEL ARTE

Se realizó una extensa revisión en las bases de datos de la literatura especializada sobre la historia de la inyección de vapor con espuma para tener una idea sobre la evolución de este método de recuperación en la industria petrolera. Esta información se obtuvo principalmente de artículos y tesis, donde se mencionan las aportaciones más relevantes, aunque hay poca información actual al respecto ya que ha sido escasa la aplicación en campos petroleros. A continuación se resume cronológicamente esta revisión:

El concepto de espuma para control de movilidad en la recuperación de petróleo fue sugerido en 1958 por BOND Y HOLBROOK, ellos propusieron como agente para la recuperación de aceite una mezcla de solución de surfactante y gas (vapor). En su método, un surfactante soluble en agua como agente activo con características de producción de espuma es inyectado dentro de un yacimiento como un bache. Este bache es seguido por gas (vapor) para producir una espuma dentro de la roca.

En 1963, una patente fue otorgada con espuma generada en el yacimiento. (BEESON, 1963) encontró que la inyección de un surfactante seguido por un bache de gas condujo a la EOR. A pesar de que lo relacionó a un cambio de mojabilidad de agua a una mojabilidad de aceite, es probable que la formación de espuma fue más significativa que el cambio de mojabilidad.

La primera investigación en los mecanismos de procesos de inyección de espuma fue hecha por (FRIED, 1964). El mostro que la espuma puede desplazar aceite desde estructuras porosas que normalmente no es recuperable por mecanismos de recuperación convencionales de agua o gas.

(BERNARD y HOLM, 1965) fueron los primeros en indicar que las espumas podían bloquear selectivamente las zonas de alta permeabilidad (o menores zonas de daño). Ellos concluyeron, en base a su experimento, que la espuma fue muy efectiva al reducir la permeabilidad al gas para altas saturaciones de gas y que los agentes espumantes incrementan el atrapamiento de este. Mostraron una saturación de agua desplazada de aproximadamente 0.20 sin agentes espumantes, la cual se incremento a 0.70 usando agentes espumantes.

El primer proceso patentado para el proceso de inyección de espuma con vapor fue una patente concedida a NEEDHAM en 1968, que describe un proceso donde el vapor es desviado del estrato de alta permeabilidad al estrato de baja permeabilidad por un tapón (plug). NEEDHAM mostró que la espuma hecha con vapor como la fase gaseosa se inyecta en un yacimiento para obtener un mejor perfil de inyección que con solo usar

Capítulo 4

vapor. Cuando el vapor se condensa y la espuma se rompe, el flujo de líquidos calientes de nuevo en el pozo no se ve obstaculizada por la presencia de una fase gaseosa.

En el año 1969, SMITH y colaboradores propusieron el uso de divergentes para tratamientos ácidos.

La aplicación de inyección de espuma con vapor para mejorar la inyección de pozos remojados con vapor aplicados en campos petroleros fue reportada por FITCH y MINTER (1976). Hubo una recuperación de aceite adicional a partir de la inyección de solo vapor a costo económicamente rentable.

En 1976 CHARLES J. ENGLE y JOHN H. RUNNELS obtienen una patente en la cual muestran el procedimiento para bloquear los estratos de alta permeabilidad utilizando un surfactante generador de espumas con gas condensable (vapor). En la patente mencionan que para aumentar la producción de petróleo, el vapor puede ser cíclicamente inyectado en los estratos para reducir la viscosidad del aceite, por lo que el aceite fluye más fácilmente (este método se llama estimulación cíclica de vapor). Si la formación alrededor del pozo incluye estratos de diferentes permeabilidades para permitir la estimulación de la producción por cualquiera de los estratos menos permeables, los estratos altamente permeables están conectados antes de la inyección de vapor.

La descripción del proceso de inyección de espuma con vapor para control de segregación gravitacional y los resultados de la primera prueba de campo del proceso fueron descritos en una patente concedida a DILGREN y colaboradores en 1978. Se describe la importancia de incluir tanto el gas no condensable y también una salmuera (p.e. NaCl) en su composición de vapor con espuma. Su idea parece ser impedir que con el vapor y la espuma, el flujo de aceite en la producción de canales de alta permeabilidad pudieran crecer en espesor y por lo tanto producir más petróleo.

Para los primeros veinte años del uso en la ingeniería petrolera, la espuma fue estudiada principalmente como un selectivo agente bloqueador con vapor utilizado en proyectos de recuperación térmica y para yacimientos de gas natural.

En un documento se muestra que los surfactantes usados en generación de espuma en proyectos de inyección de vapor, DILGREN y colaboradores (1982) encontraron dos componentes necesarios además de los ya conocidos. Uno fue la presencia de pequeñas cantidades de gas por ejemplo N_2 en el vapor de modo que la espuma no pueda ser totalmente colapsada cuando el vapor se condensa. El otro componente fue la presencia de por lo menos una pequeña cantidad de NaCl (varia el porcentaje). Ellos encontraron un mejor rendimiento en la espuma final llamándola “espumas más fuertes” que la anterior espuma.

Los resultados de extensas pruebas de campo llevadas a cabo en un proyecto patrocinado por DOE, fueron presentadas en un detallado reporte por BOWMAN (1983) estas fueron precedidas por trabajos de laboratorio primero en selección de surfactante y después en desplazamiento de vapor con surfactante en medios porosos grandes. Una vez más fue reconocida la importancia de gas no condensable así como inhibidores de corrosión junto con el bloqueo parcial de zonas altamente permeables.

Capítulo 4

Las cinco pruebas de campo (Midway-Sunset, Cat Canyon y San Ardo, campos de California) ya sean para incremento de la producción de aceite o también conducir a otros beneficios positivos.

Los resultados de muchas pruebas de campo usando inyección de vapor con espumas se han reportado por BLAIR y colaboradores (1984). Mientras no se cree que estos actúan como agentes de formación de espuma, ellos son sin duda surfactantes que son efectivos en EOR, probablemente al afectar la mojabilidad de la roca y posiblemente las propiedades en la interface aceite caliente – agua.

En los años 80's se reportaron un gran número de pruebas de campo y resultados de investigación. MARSDEN preparó un estudio acerca de espumas en el medio poroso en 1985. En la primavera de 1985, documentos publicados presentan el flujo de espuma en medios porosos. Tanto con pruebas de campo como de laboratorio continúan al igual que varias aplicaciones, principalmente en proyectos de recuperación térmica.

En 1986 BRIJ y BINCENT realizaron una evaluación a nivel de laboratorio de agentes espumantes, realizaron medidas de la estabilidad de la espuma a altas temperaturas.

Un estudio de la reología de la espuma fue preparado por HELLER y KUNTAMUKKULA en 1987.

Un estudio del comportamiento de las espumas a condiciones de yacimiento fue realizado por SULFRIDGE y colaboradores en 1989. En este mismo año HIRASAKI investigó el proceso de vapor con espuma.

En 1993 THOMPSON y GDANSKI realizaron un estudio a nivel de laboratorio para el desvío de tratamiento ácido con espuma. HOLT y VASSENDEN realizaron una selección (screening) de las implicaciones de los efectos de la presión en la estabilidad de la espuma.

HANSSEN (1993) llevó a cabo unos ensayos de campo para evaluar la eficacia de los surfactantes formadores de espuma en EOR preferentemente en la reducción de la producción de gas a través del tratamiento directo de pozos de alta RGA.

Datos de campo han demostrado que las espumas son más efectivas cuando el gas no condensable está presente incluso en pequeñas concentraciones. El mayor atractivo de la inyección de surfactantes sin un gas no condensable es el económico (ISAACS y colaboradores, 1994). Los surfactantes inyectados también pueden reducir la TIF agua-aceite para reducir la saturación de petróleo residual.

En 1994 hubo un auge en la aplicación de espumas en proyectos avanzados de EOR. TURTA y SINGHAL (1998) revisaron más de 40 publicaciones en proyectos de EOR y tratamientos de pozos productores para desarrollar criterios de investigación que nos permitan diseñar y aplicar las espumas de una forma eficiente.

Mediante la revisión de los proyectos realizados, (TURTA Y SINGHAL, 2002) llegaron a la conclusión de que la idea de colocar un tapón de solución de surfactante y la generación de espuma. Sin embargo, la inyección de espuma, preformada en superficie utilizando nitrógeno o vapor causó una reducción significativa de RGA que se tradujo en un aumento de la producción de aceite por un período de varias semanas.

Capítulo 4

(TURTA Y SINGHAL, 2002) compararon los surfactantes y nitrógeno de inyección en los proyectos de Venezuela y llegaron a la conclusión de que el modo de inyección cíclico tenía una mayor recuperación.

En el año 2006 YAN realizó una investigación de las espumas para control de movilidad y también estudió el flujo de la espuma en fracturas homogéneas, encontró los mecanismos que pueden afectar la viscosidad aparente de la espuma en las fracturas.

CAPÍTULO 5

DISEÑO EXPERIMENTAL

5.1. DISEÑO EXPERIMENTAL.

En un proceso termo-químico el Fr está en función de: calidad del vapor (X_v), , calidad de la espuma (X_c), concentración del surfactante (C_s), tiempo (t), mojabilidad, tensión interfacial (TIF), presión capilar (P_c), moles (M), y de las demás variables intrínsecas del medio poroso, del fluido y del tipo de desplazamiento.

A nivel de laboratorio, en los modelos físicos usados sólo fue factible observar y cuantificar variables macroscópicas que no son dependientes de la presión, que no dependan de la gravedad.

Variables Independientes.

Tiempo (t), Temperatura (T), Porosidad de la fractura (ϕ_f), porosidad de la matriz (ϕ_m), densidad (ρ), Vol.celda, saturación de agua (S_w), saturación de aceite (S_o), salinidad, pH, tipo de iones en el agua.

Variables Dependientes.

Tensión interfacial (TIF), viscosidad del aceite (μ_o), razón de movilidad, Mojabilidad, factor de recuperación (Fr), eficiencia de barrido ($E_v = E_a * E_h$)

Constantes.

Permeabilidad de la fractura (k_f), Permeabilidad de la matriz (k_m) gastos del vapor (g_v), inyección de surfactante, tipo de aceite.

5.1.1. NÚMERO DE EXPERIMENTOS.

Se realizaran 3 experimentos: el primero simula un yacimiento homogéneo, el segundo un yacimiento fracturado y el tercero a un yacimiento densamente fracturado, que se plantearán a detalle posteriormente.

Capítulo 5

Tipo de experimentos.

En los 3 experimentos se realizarán las inyecciones:

Experimento 1 y 2:

1. Inyección de agua caliente.
2. Inyección de vapor.
3. Inyección de vapor con espuma.

Experimento 3:

1. Inyección de agua caliente.
2. Inyección de vapor.
3. Inyección de espuma generada con nitrógeno.
4. Inyección de vapor.
5. Inyección de espuma generada con nitrógeno.

PROCESO SECUNDARIO.

	Inyección de agua caliente	Inyección de vapor	Inyección de espuma con vapor	Inyección de vapor→espuma→vapor→espuma
Sistema homogéneo (Caso base)	✓	✓	✓	
Sistema Fracturado	✓	✓	✓	
Sistema Densamente fracturado	✓			✓

Tabla 3. Etapas de los experimentos

5.2. MATERIAL.

Cristalería.

<p style="text-align: center;">Soxhlet.</p> <p>Material de vidrio que se utiliza para la extracción de compuestos contenidos en un sólido, a través de un solvente a fin.</p>	
<p style="text-align: center;">Picnómetro.</p> <p>Frasco con un cierre sellado de vidrio que dispone de un tapón equipado de un finísimo capilar, de tal manera que puede obtenerse un volumen con gran precisión. Esto permite medir la densidad de un fluido, en referencia a la de un fluido de densidad conocida como el agua.</p>	
<p style="text-align: center;">Tubos de ensayo</p>	
<p style="text-align: center;">Celda de saturación (de vidrio).</p> <p>Equipo que contiene la muestra de roca para que sea saturada de agua. Consta de tapa de vidrio, esta se sella con "pasta" especial; soporta bajas presiones y tiene conexiones para la entrada y salida del fluido así como para la extracción del aire.</p>	
<p style="text-align: center;">Vaso de precipitado</p>	

Capítulo 5

<p>Matraz</p>	
----------------------	---

Equipo.

<p>Bomba de inyección de agua. Equipo utilizado para el desplazamiento de agua destilada, cuenta con un medidor de presión de inyección además de saber el volumen de agua inyectada.</p>	
<p>Regulador de voltaje. Es un equipo eléctrico que acepta una tensión de voltaje variable a la entrada, dentro de un parámetro predeterminado y mantiene a la salida una tensión constante (regulada).</p>	
<p>Generador de vapor. Equipo diseñado para generar vapor debido a una transferencia de calor, proveniente de la transformación de la energía eléctrica de la resistencia, en energía utilizable (calor), y transferirla al fluido de trabajo (agua en estado líquido), la cual la absorbe y cambia de fase (se convierte en vapor que se utilizó para inyectar a las muestras de roca).</p>	
<p>Celda de acrílico. Celda sellada y aislada térmicamente donde van las muestras de roca simulando un yacimiento. Consta de dos tapas de aluminio y entradas de termopares para el registro de temperaturas.</p>	

<p>Líneas de acero</p>	
<p>Válvulas</p>	
<p>Tanque de nitrógeno</p>	
<p>Generador de espuma. Este equipo forma la espuma inyectando un gas (nitrógeno en nuestro caso) y una solución de agua y surfactante a través de su estructura metálica. Gas y líquido (solución) se mezclan generando así la espuma.</p>	
<p>Cilindro de transferencia. Cilindro por el cual pasan los fluidos inyectados a la celda (surfactante y agua destilada). Consta de un pistón, una entrada y una salida con tapas roscadas.</p>	
<p>Manómetros.</p>	

<p style="text-align: center;">Termopares.</p> <p>Son sensores de temperatura que consiste en dos conductores metálicos diferentes, unidos en un extremo, se utilizan para convertir la energía en voltaje. No mide temperaturas absolutas, sino la diferencia de temperatura entre el extremo caliente y el extremo frío.</p>	
<p style="text-align: center;">Horno al vacío.</p> <p>Comúnmente usado para deshidratar reactivos de laboratorio o secar instrumentos. El horno aumenta su temperatura uniformemente conforme pase el tiempo.</p>	
<p style="text-align: center;">Agitador</p>	
<p style="text-align: center;">Balanza.</p>	
<p style="text-align: center;">Celda de saturación (aluminio).</p> <p>Equipo que contiene la muestra de roca para que sea saturada de aceite o agua. Consta de tapa roscada que hace que soporte presiones relativamente altas y conexiones para la entrada y salida del fluido.</p>	

Capítulo 5

Rocas

<p>Muestras de roca caliza bedford (núcleos).</p>	
<p>Galleta de roca caliza. Roca cilíndrica diseñada para que genere espuma de mejor calidad. Esta roca va colocada en el generador de espuma.</p>	

Fluidos

<p>Agua destilada.</p>	
<p>Aceite de pozo Petronac 5 (Poza Rica).</p>	
<p>Surfactante IMP- 3100.</p>	
<p>Cloroformo.</p>	

Capítulo 5

El aceite del pozo PETRONAC 5 pertenece al campo Poza Rica de la región Norte y tiene las siguientes características:

$\gamma_o=0.87 \text{ gr/cm}^3$ a $30 \text{ }^\circ\text{C}$

$^\circ\text{API}=31$

$\text{pH}=7$

Salinidad=20.500 PPM

El surfactante utilizado en estas pruebas para generar la espuma es un complejo supramolecular y sus características son:

- Es altamente espumante.
- Modifica la mojabilidad.
- Impide incrustaciones.
- Impide corrosión.
- Dispersante de asfáltenos (ASF).
- Reduce la tensión interfacial.

5.3. DESARROLLO.

Trabajo preliminar.

Antes de empezar las pruebas se obtuvieron las dimensiones de los núcleos; en las siguientes imágenes se muestran las dimensiones:

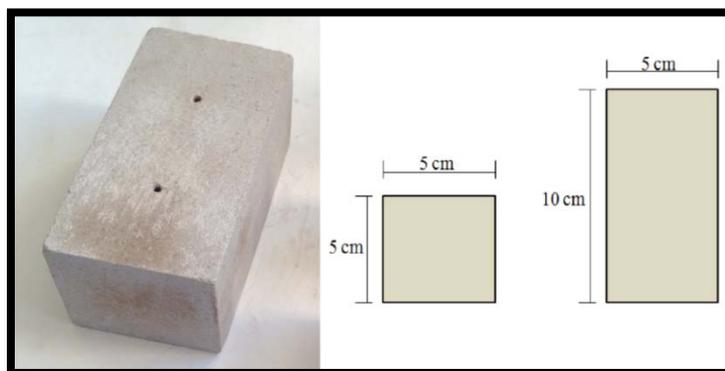


Foto 1. Dimensiones de la muestra de roca homogénea.

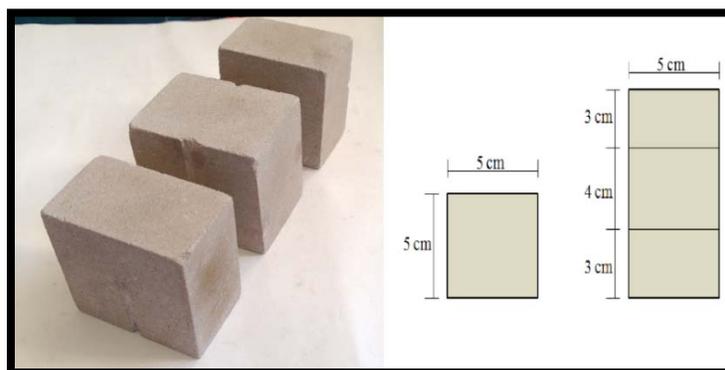


Foto 2. Dimensiones de la muestra de roca fracturada.

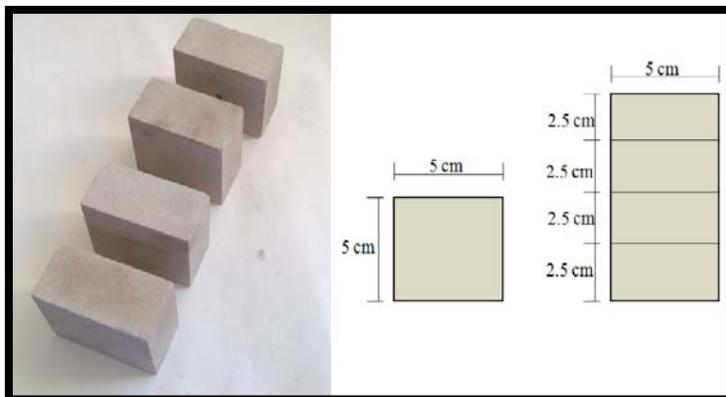


Foto 3. Dimensiones de la muestra de roca densamente fracturada.

Se analiza el funcionamiento de cada uno de los materiales para evitar errores de mal uso en los experimentos.

Caracterización y limpieza de muestras de roca.

Para empezar el experimento, se limpiaron las muestras de rocas (núcleos) utilizando el Soxhlet, cloroformo y teflón, este proceso duró aproximadamente 1 semana.

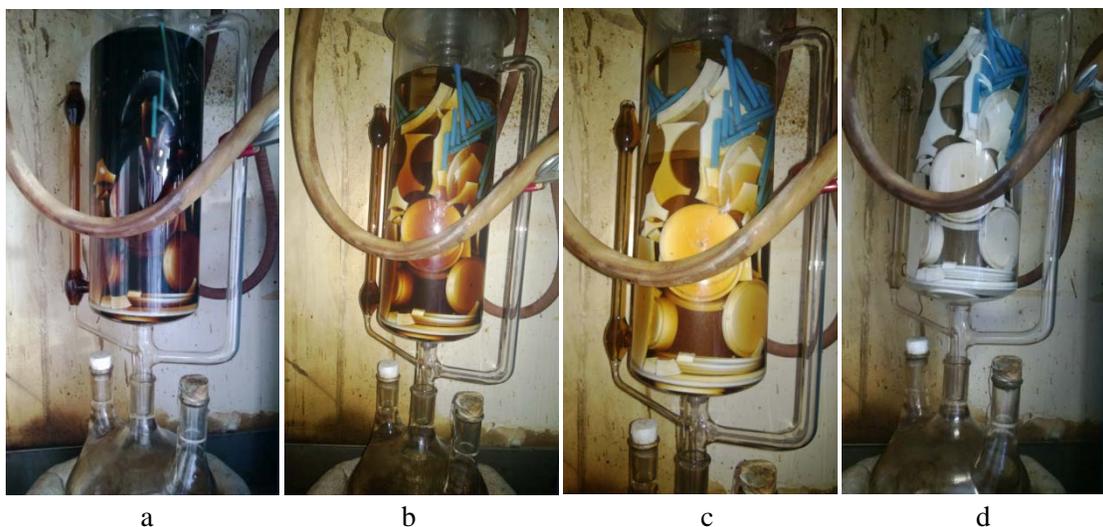


Foto 4. Proceso de limpieza de muestras de roca por medio del Soxhlet llenado con cloroformo y teflón. (a) Después de 4 días, (b) Limpieza después de 4 días y medio, (c) Después de 5 días, (d) Se observa el cloroformo totalmente limpio, finalizando el proceso después de 6 días.

Secado.

Posteriormente se metieron a un horno al vacío para extraer cualquier sustancia que estuviera dentro del espacio poroso de las muestras y quedarán los núcleos secos.



Foto 5. Proceso de secado en el horno al vacío.



Foto 6. Muestras de rocas secas.

Caracterización.

Se calculó el volumen poroso (porosidad) de las muestras de rocas (núcleos) de la siguiente manera:

Datos proporcionados:

Volumen de poros=Volumen de agua= 115.4 ml

Diámetro de la muestra de roca original= 8.799 cm

Longitud de la muestra de roca original= 9.987 cm

$$A = \pi r^2 = \pi \left(\frac{8.799}{2} \right)^2 = 60.81 \text{cm}^2$$

$$V_{\text{muestra}} = A * \text{longitud} = (60.81)(9.987) = 607.31 \text{cm}^3$$

$$\phi = \frac{V_p}{V_{\text{Troca}}} = \frac{115.4}{607.31} * 100 = 19.001\%$$

El volumen de poros total de la muestra de roca (núcleo) fue de 19 %.

Se calculó el volumen de agua con el que se puede saturar la muestra de la siguiente manera:

$$V_{\text{poros}} = \phi * V_{\text{Total_roca}} = (0.19)(250) = 47.5 \text{ml}_{\text{H}_2\text{O}}$$

Después se pesaron las muestras secas para usar ese peso de referencia y saber el volumen de agua y aceite que puede absorber el núcleo.

Saturación.

Posteriormente se saturaron las muestras de roca a un 15 % aproximadamente del volumen de poros con agua destilada en la celda de saturación de vidrio.



Foto 7. Proceso de saturación de las muestras de roca (núcleos) con agua destilada.

Capítulo 5

Finalmente se saturan los núcleos con aceite muerto a un 85 % aproximadamente del volumen de poros en la celda de saturación de aluminio.

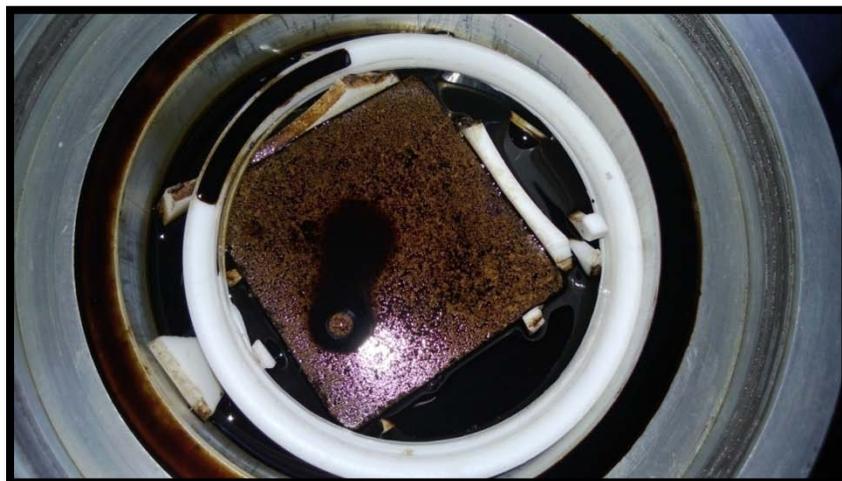


Foto 8. Proceso de saturación con aceite muerto.

Finalmente, las muestras de roca quedaron saturadas de la siguiente manera:

Muestra	Peso seco [gr]	Porcentaje de saturación con agua destilada [%]	Porcentaje de saturación con aceite muerto [%]	Porcentaje de saturación final [%]	Saturación final de aceite [ml]
Roca homogénea	530.8	17.47	71.2	88.67	33.82
Roca fracturada	522.5	19.16	74.7	93.86	35.5
Roca densamente fracturada	518.5	17.26	69.05	86.31	32.8

Tabla 4. Saturaciones con agua destilada y con aceite muerto de cada una de las muestras de roca.

Se hace el arreglo para cada uno de los experimentos con ayuda de diagramas para ver cuál va a ser el mejor en cuanto a pérdida de energía.

Montaje en la celda.

Se coloca el núcleo en la celda y se procede a empezar la prueba registrando temperaturas en el generador de vapor y en la celda de acrílico.



Foto 9. Montaje de la muestra de roca en la celda.

5.4. PRIMER EXPERIMENTO: INYECCIÓN DE VAPOR CON ESPUMA A UN NÚCLEO HOMOGÉNEO.

Descripción.

Se llevaron a cabo 3 etapas:

Etapa 1. Se inyectó agua caliente a la celda por un lapso de 2 horas 14 minutos.

Etapa 2. Se inyectó vapor a la celda por un lapso de 4 horas 15 minutos.

Etapa 3. Se inyectó un primer ciclo de vapor con surfactante por un lapso de 51 minutos. Después se inyectó un segundo ciclo de vapor con surfactante por un lapso de 2 horas 33 minutos.

El arreglo del primer experimento fue siguiente:

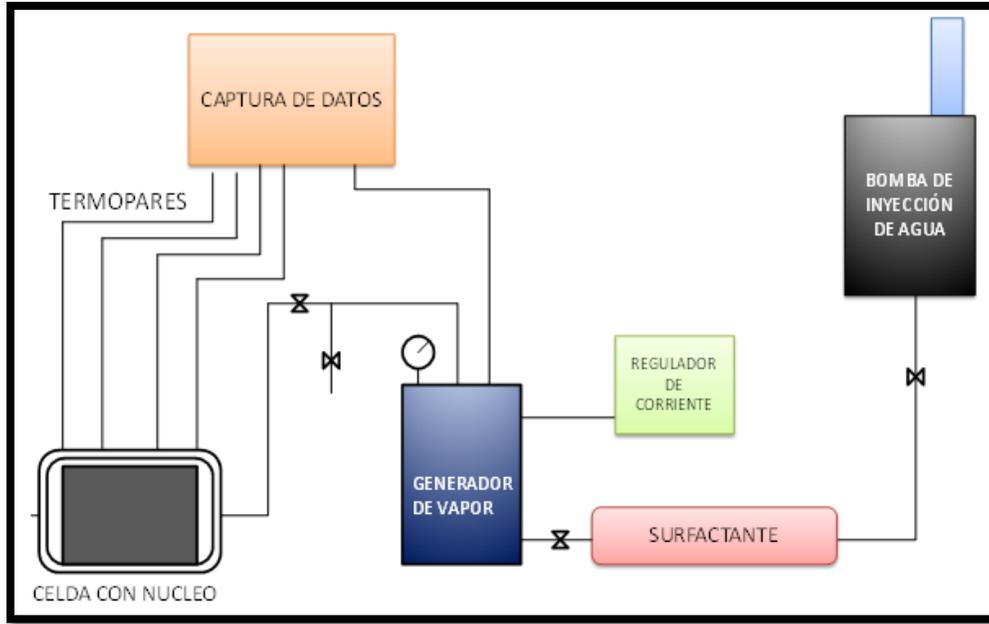


Diagrama 2. Esquema del primer experimento.

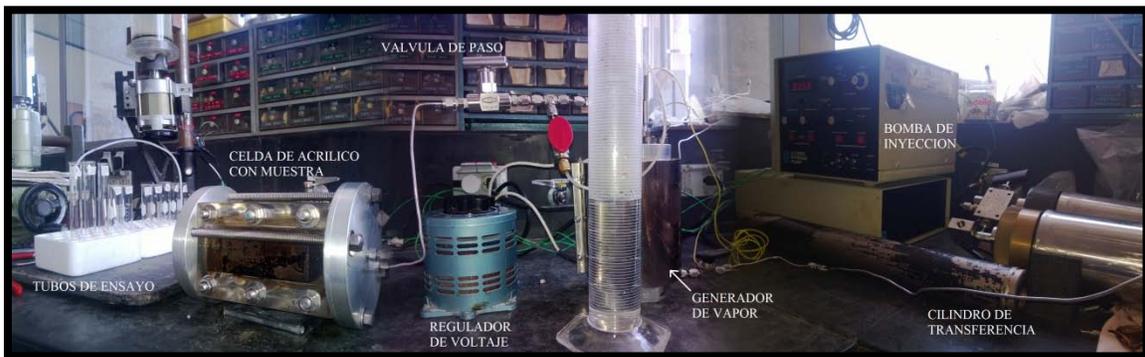


Foto 10. Diseño del primer experimento.

Procedimiento.

El proceso de las inyecciones del experimento fue el siguiente:

- Se comenzó inyectando agua caliente hasta que la temperatura en la entrada de la celda alcanzó entre 40 y 45 °C, se dejó durante tres días por imbibición.

A continuación se muestra el proceso de inyección de agua caliente:



Foto 11. En la imagen se observa la muestra de roca homogénea en la celda antes de empezar a inyectar agua caliente.

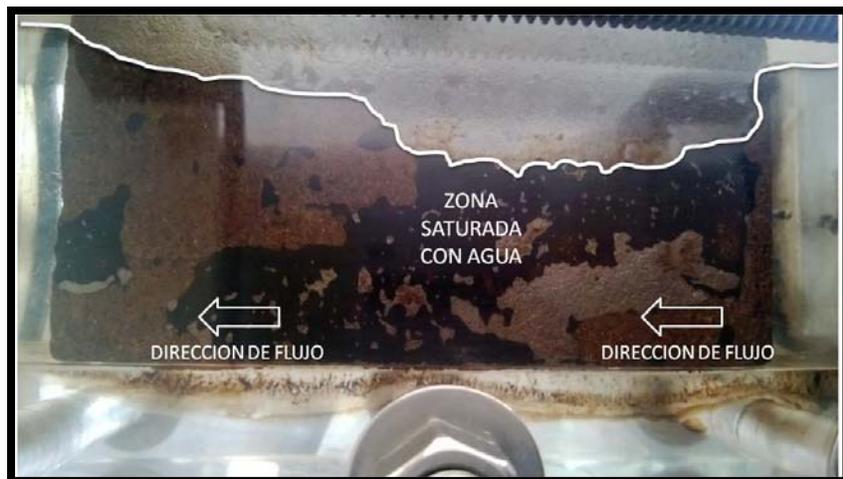


Foto 12. Se observa la zona saturada con agua en el momento en que se empieza a producir solo agua destilada.



Foto 13. Se deja de inyectar agua caliente y se observa que la celda está totalmente saturada. También se ve mayor presencia de aceite libre.

Capítulo 5

- Se observó la presencia de hidrocarburo libre en la celda, el cual no se produjo pero se estimó en 2.65 gr= 3ml de aceite muerto (8.87% de Fr). Posteriormente se inyectó de nuevo agua destilada caliente hasta que se alcanzó aproximadamente 40 °C en la entrada de la celda. A continuación se procedió a inyectar vapor a una temperatura en el generador de vapor de entre 110 a 115 °C a un gasto de 300 ml/h.

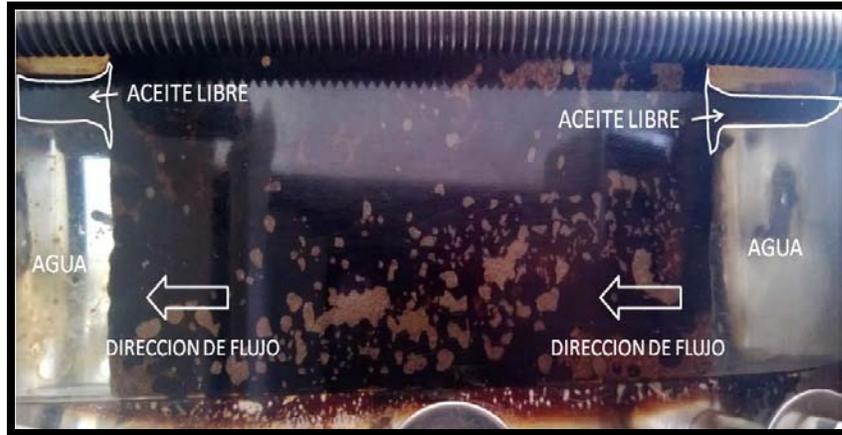


Foto 14. Después de los tres días de imbibición, se observa presencia de aceite libre en la celda.



Foto 15. Al inyectar vapor bajan los niveles de agua en la celda y ese espacio es ocupado por vapor.

Capítulo 5

- A los 4 minutos de haber empezado la inyección de vapor se observó que empezó a recuperarse hidrocarburo.



Foto 16. Recuperación de hidrocarburo en la inyección de vapor.

- Después de 4 horas 15 minutos y haber recuperado 15.22 gr = 17.22 ml de aceite muerto (50.91 % de Fr), se dejó de inyectar vapor observándose hidrocarburo libre.

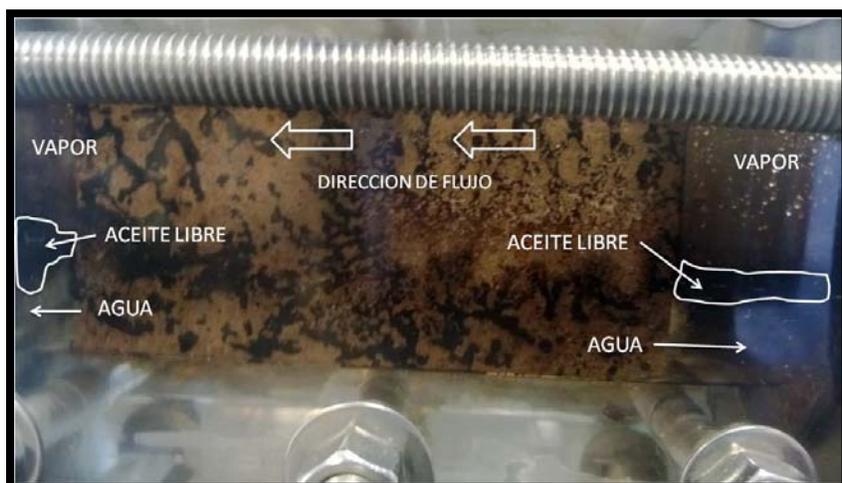


Foto 17. Se observa la roca en la celda al final de la inyección de vapor.

- Al día siguiente se preparó la solución de surfactante y agua destilada para proceder a la inyección de vapor con espuma.

Capítulo 5

Se hicieron los siguientes cálculos para obtener el valor de mililitros de surfactante que usaremos:

$$C_1V_1 = C_2V_2$$

$$C_1 = 30\%$$

$$V_1 = x$$

$$C_2 = 0.2\%$$

$$V_2 = 1000ml$$

Despejando V_1 :

$$V_1 = \frac{C_2V_2}{C_1} = \frac{(0.2\%)(1000ml)}{30\%} = 6.6ml_{\text{surfactante}}$$

Por lo tanto se utilizó 6.6 ml de surfactante para preparar un litro de solución.



Foto 18. Surfactante utilizado en las pruebas.



Foto 19. Mezcla del surfactante con agua destilada.



Foto 20. Surfactante en el cilindro de transferencia.

- Se empezó a inyectar agua destilada caliente con surfactante en la celda a un gasto de 300 ml/h hasta alcanzar aproximadamente de 40 a 45 °C y se deja así hasta el siguiente día.



Foto 21. Inyección de agua caliente con surfactante, se observó presencia de aceite libre.

- Posteriormente se inyectaron 50 ml de agua destilada caliente a la celda a un gasto de 300 ml/h. Después se empezó a inyectar vapor con espuma por un lapso de 51 minutos hasta que se terminó la solución de surfactante (esta fue la primer inyección de vapor con espuma), con un volumen recuperado de $0.2 \text{ gr} = 0.23 \text{ ml}$ de aceite (0.68 % de Fr).



Foto 22. Primera inyección de vapor con espuma, el aceite se liberó de mejor manera ya que la espuma con vapor se metía en la matriz aunque se produjo poco.

- Se preparó 1 litro de surfactante para seguir con la segunda inyección de vapor con espuma. Se observó que al empezar la inyección se recuperó más hidrocarburo que en el primer ciclo de inyección de vapor con espuma, también se observó que la espuma desplazó al hidrocarburo libre como se ve en las fotos:



Foto 23. Segunda inyección de vapor con espuma, se observa en la entrada y en la salida de la celda presencia de espuma y vapor.

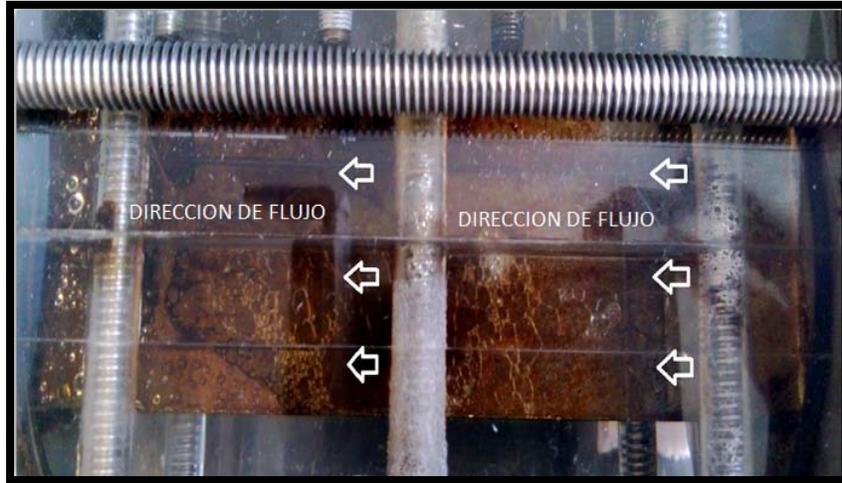


Foto 24. Al acabarse el surfactante y dejar de inyectar, se observó mejor barrido tanto de aceite libre como el que se encuentra en la matriz debido a la combinación de vapor con el agente espumante.

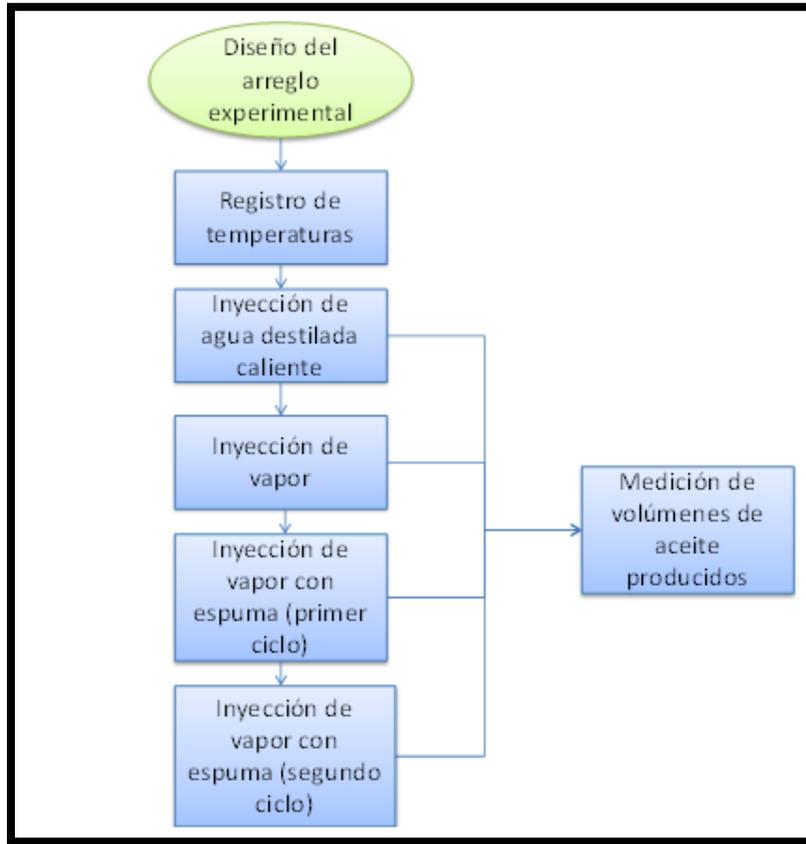
- Ésta segunda inyección duró 2 horas 33 minutos y se tuvo una recuperación de 6.6 gr = 7.4 ml de aceite.(21.88 % de Fr)



Foto 25. Celda con la muestra de roca al final de la prueba.

Diagrama de flujo.

A continuación se muestra el procedimiento que se llevó a cabo en el experimento:



Esquema 1. Diagrama de flujo del primer experimento

Evaluación.

Al final del experimento se evaluaron los porcentajes de recuperación de aceite muerto en cada una de las etapas, las cuales se muestran en la siguiente tabla:

Numero de etapa	Recuperación de aceite muerto (ml)	Factor de recuperación (%)
1. Inyección de agua caliente.	3	8.87
2. Inyección de vapor.	17.22	50.91
3. Inyección de vapor con espuma (primer ciclo)	0.23	0.68
4. Inyección de vapor con espuma (segundo ciclo)	7.4	21.88
Total	27.85	82.34

Tabla 5. Recuperación de aceite en cada etapa del primer experimento.

5.5. SEGUNDO EXPERIMENTO: INYECCIÓN DE VAPOR CON ESPUMA A UN NÚCLEO FRACTURADO.

Descripción.

Se llevaron a cabo 3 etapas:

Etapa 1. Se inyectó agua caliente a la celda por un lapso de 2 horas 14 minutos.

Etapa 2. Se inyectó vapor a la celda por un lapso de 4 horas 9 minutos.

Etapa 3. Se inyectó un primer ciclo de vapor con surfactante por un lapso de 2 horas 7 minutos.

Etapa 4. Después se inyectó un segundo ciclo de vapor con surfactante por un lapso de 2 horas 15 minutos.

El arreglo del segundo experimento es el siguiente:

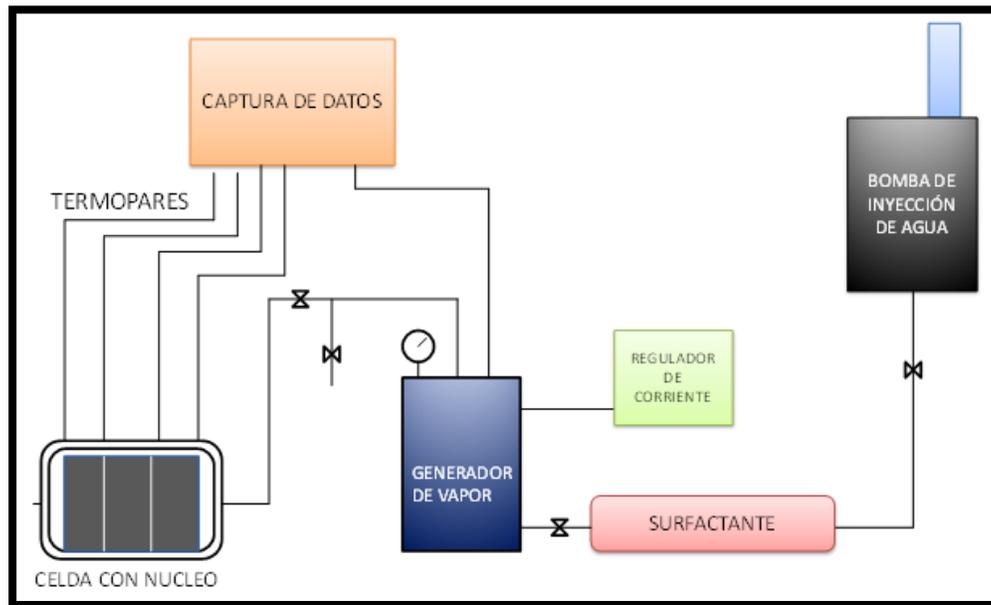


Diagrama 3. Esquema del segundo experimento.

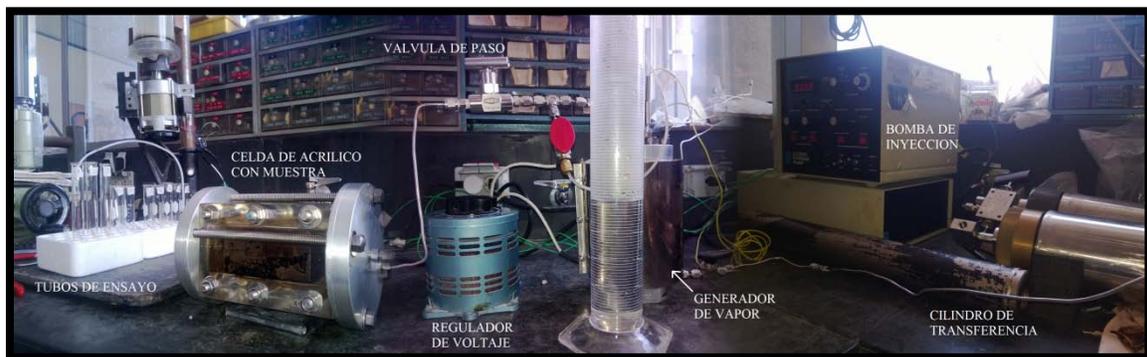


Foto 26. Diseño del segundo experimento.

Procedimiento.

- Se inyectó por 2 horas 14 minutos agua destilada caliente a un gasto de 300 ml/h hasta que alcanzó la temperatura de 40 a 45 °C aproximadamente en la entrada de la celda y se dejó en imbibición por 3 días.



Foto 27. En la imagen se observa la muestra de roca fracturada en la celda antes de empezar a inyectar agua caliente.

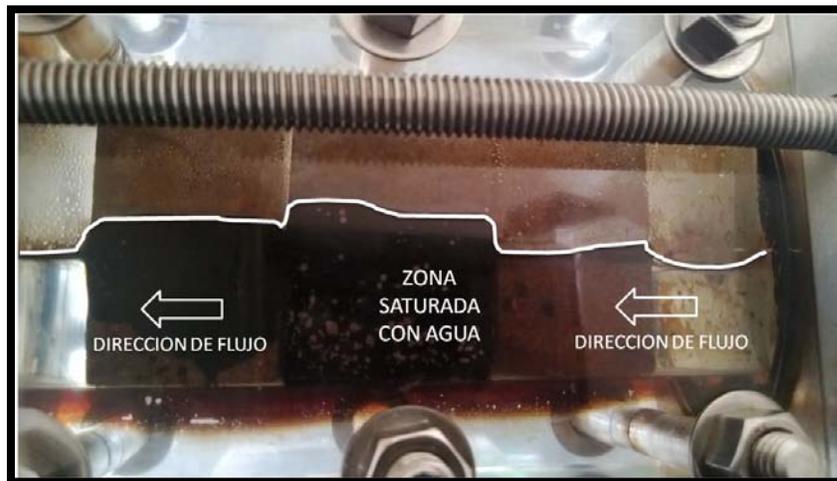


Foto 28. Se observa la zona saturada con agua en el momento en que se empieza a producir solo agua destilada.

- Después de 3 días de dejar en imbibición la muestra de roca en la celda, se volvió a calentar el generador de vapor y se inyectó de nuevo agua destilada caliente a 90 °C en el generador de vapor hasta que alcanzó de 40 a 45 °C en la entrada de la celda. Se inyectó agua caliente sin haber recuperado hidrocarburo en ese lapso, pero se estimó el volumen expulsado de aceite en 1.32 gr= 1.5 ml (4.22% de Fr).

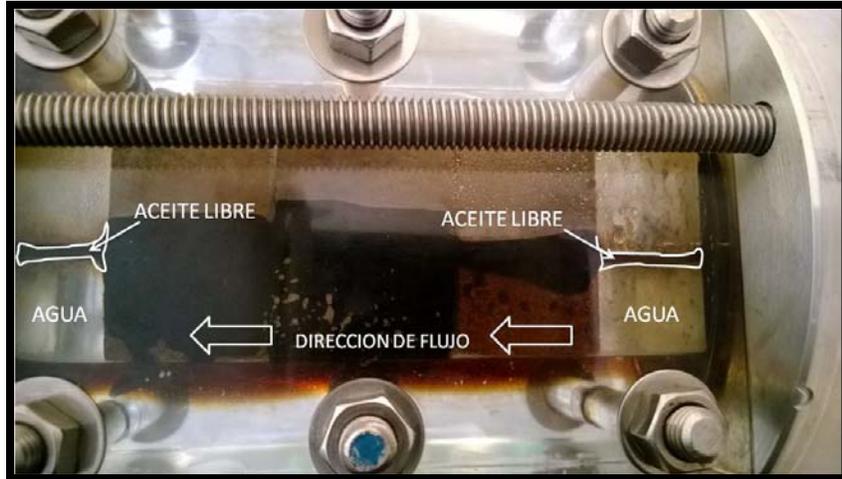


Foto 29. Muestra de roca después de los tres días de imbibición, se observa presencia de aceite libre en la celda.

- Posteriormente se inició con la inyección de vapor a un gasto de 300 ml/h a una temperatura entre 110 y 115 °C durante 4 horas 9 minutos. Se calculó una recuperación de hidrocarburo de 3.06 gr = 3.47 ml. (9.77 % de Fr).

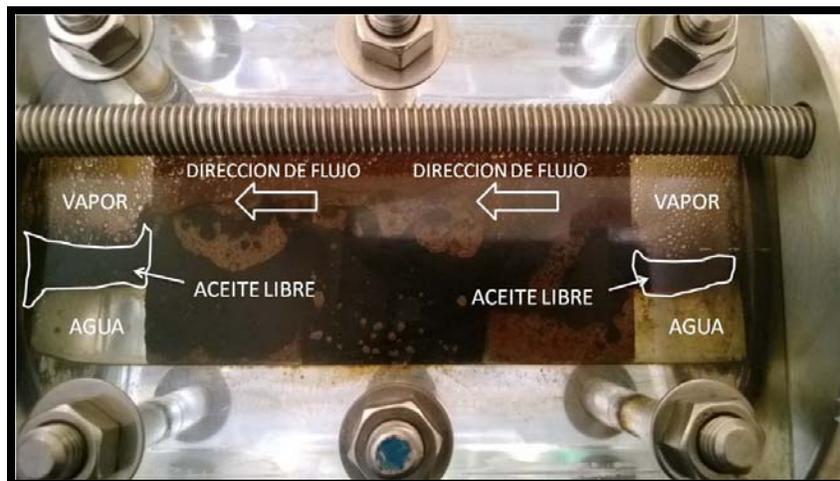


Foto 30. Se observa la canalización del vapor en las fracturas.



Foto 31. Recuperación de aceite en la inyección de vapor.

- Al día siguiente se continuó con la inyección de vapor con espuma, de igual manera se preparó solución de surfactante con agua destilada. Se colocó en el cilindro de transferencia para iniciar la inyección de agua caliente con surfactante hasta que la celda alcance 40-45 °C.



Foto 32. Inyección de agua con surfactante para calentar el sistema e iniciar con la inyección de vapor con espuma.

- Se inició con la primer inyección de vapor con espuma a un gasto de 300 ml/h hasta que se acabó el surfactante, esta inyección duró 2 horas 7 minutos y se recuperó 1.5 gr = 1.69 ml de aceite (4.76 % de Fr) y se dejó el fin de semana en imbibición.



Foto 33. Primera inyección de vapor con espuma a las condiciones de cierre.

- Después de 3 días se empezó con la segunda inyección de vapor con espuma; primero se inyectaron 50 ml de agua destilada caliente y posteriormente se dejó elevar la temperatura del generador de vapor para inyectar vapor con espuma durante 2 horas 15 minutos. Al dejar de inyectar se observó que la espuma se desplazó más rápido saliendo de la matriz de la roca quedando hidrocarburo libre en la celda, el volumen recuperado fue de $6.3 \text{ gr} = 7.12 \text{ ml}$ de aceite. (20.05 % de Fr).

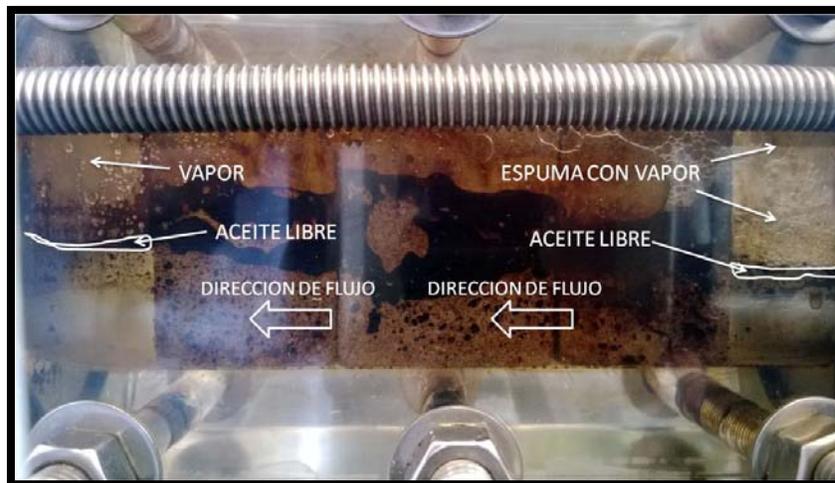


Foto 34. Segunda inyección de vapor con espuma. Se observa que la espuma está siendo desplazada hacia las fracturas provocando que la energía se disipe hacia la matriz.

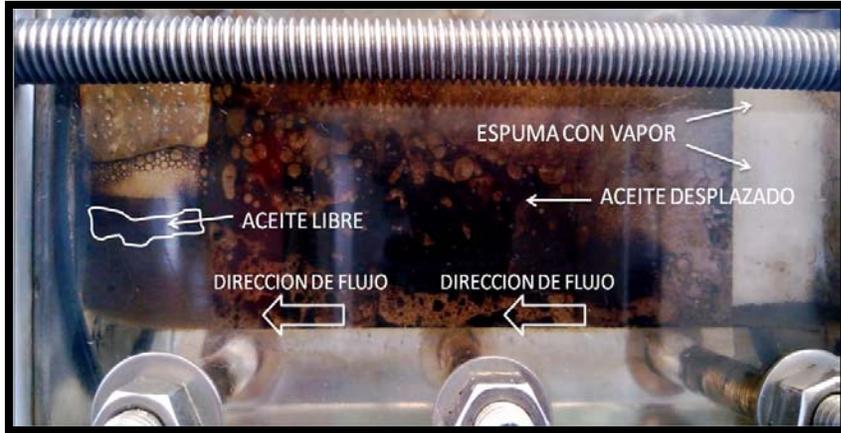


Foto 35. Al dejar de inyectar espuma con vapor, se observa un mayor barrido de aceite debido a que la espuma sale a causa de una diferencia de presión.

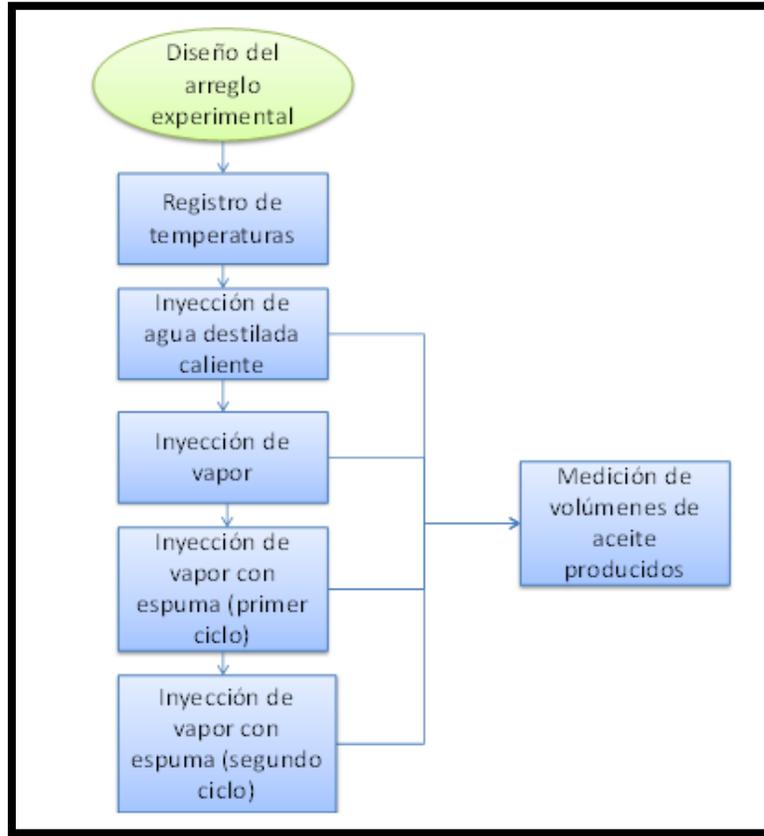


Foto 36. Condiciones al término del segundo ciclo de inyección de vapor con espuma. Se observa como la espuma se metió entre las fracturas mejorando el barrido tanto en las fracturas como en la matriz.

El aceite que quedo libre en la celda se midió junto con la última inyección de vapor con espuma.

Diagrama de flujo.

A continuación se muestra el procedimiento que se llevó a cabo en el experimento:



Esquema 2. Diagrama de flujo del segundo experimento

Evaluación.

Al final del experimento se evaluaron los porcentajes de recuperación de aceite muerto en cada una de las etapas, las cuales se muestran en la siguiente tabla:

Numero de etapa	Recuperación de aceite muerto (ml)	Factor de recuperación (%)
1. Inyección de agua caliente.	1.5	4.22
2. Inyección de vapor.	3.47	9.77
3. Inyección de vapor con espuma (primer ciclo)	1.69	4.76
4. Inyección de vapor con espuma (segundo ciclo)	7.12	20.05
Total	13.78	38.81

Tabla 6. Recuperación de aceite en cada etapa del segundo experimento.

5.6. TERCER EXPERIMENTO: INYECCIÓN DE VAPOR CON ESPUMA A UN NÚCLEO DENSAMENTE FRACTURADO.

Descripción.

Se llevaron a cabo 5 etapas:

Etapla 1. Se inyectó agua caliente a la celda por un lapso de de 23 minutos.

Etapla 2. Se inyectó un primer ciclo de vapor a la celda por un lapso de 2 horas.

Etapla 3. Se inyectó un primer ciclo de espuma generada con nitrógeno por un lapso de 11 minutos.

Etapla 4. Se inyectó un segundo ciclo de vapor a la celda por un lapso de 1 hora 55 minutos.

Etapla 5. Se inyectó un segundo ciclo de espuma generada con nitrógeno por un lapso de 12 minutos.

El arreglo del tercer experimento es el siguiente:

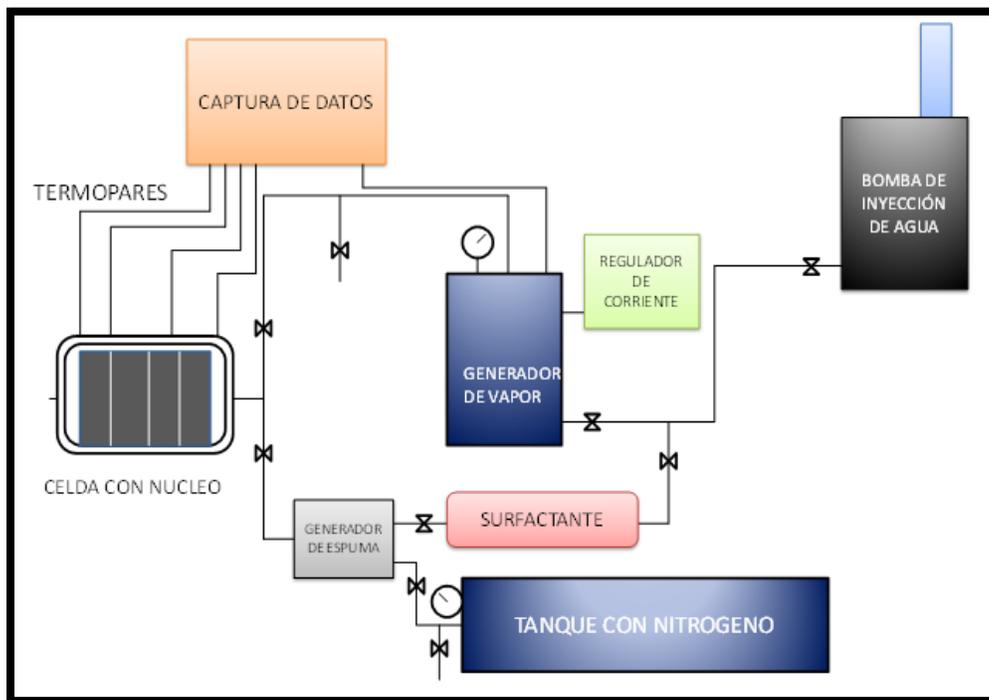


Diagrama 4. Esquema del tercer experimento.



Foto 37. Diseño del tercer experimento.

Como puede verse en la imagen, el arreglo de este tercer experimento se modificó ya que se inyectó por separado un ciclo de vapor, seguido de un ciclo de espuma generada con nitrógeno y surfactante y otro ciclo de vapor seguido de otro ciclo de espuma.

El nitrógeno es un gas que difícilmente reacciona a temperatura ambiente y generalmente son necesarias temperaturas altas, por lo que, según las condiciones, puede emplearse como gas inerte. Puede utilizarse para generar burbujas más pequeñas en aplicaciones donde sea necesario el uso de espumas.

Procedimiento.

- Se hicieron pruebas de estabilidad y calidad de la espuma generada con nitrógeno, tratando de que esta fuera lo más húmeda y viscosa posible (menor al 80% de calidad) ya que una espuma con estas características tarda más tiempo en romperse generando un mejor efecto de bloqueo sobre el vapor.



Foto 38. Pruebas de calidad de la espuma generada con nitrógeno.

El proceso de las inyecciones del experimento fue el siguiente:

- Se comenzó inyectando 50 ml de agua destilada caliente a una temperatura en el generador de 90 °C a un gasto de 300 ml/hr por un periodo de 23 minutos.



Foto 39. En la imagen se observa la muestra de roca fracturada en la celda antes de empezar la prueba.



Foto 40. Se observa la zona saturada con agua caliente.

-
- Después de esto se empezó a inyectar vapor a una temperatura entre 110 a 115 °C por un lapso de 2 horas, con una recuperación de aceite de 0.88 gr = 0.99 ml (3.01 % de Fr).

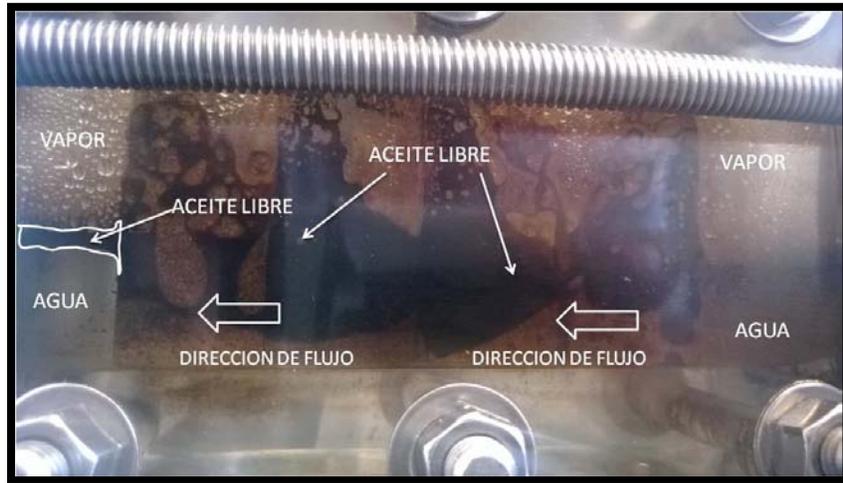


Foto 41. primer ciclo de inyección de vapor. Fue poco el aceite producido debido al mayor fracturamiento.

- Posteriormente se empezó a inyectar un primer ciclo de espuma generada con nitrógeno a temperatura ambiente por un lapso de 11 minutos hasta que se comenzó a producir hidrocarburo y espuma; se observó que barrió el aceite libre en la celda de una mejor manera comparada con la inyección de espuma generada con el vapor. Se produjo 2.46 gr = 2.78 ml de aceite que nos da un Fr de 8.47 %.

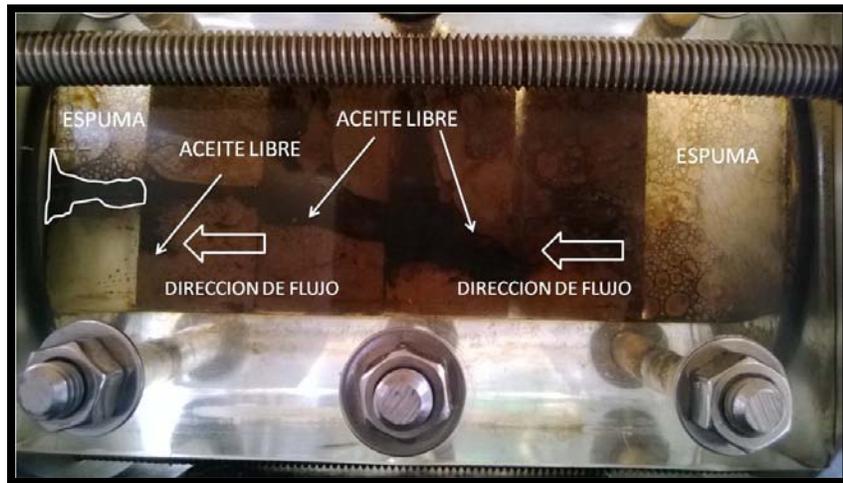


Foto 42. Al inyectar la espuma generada con nitrógeno, se observa un mejor y rápido barrido del aceite gracias al nitrógeno.

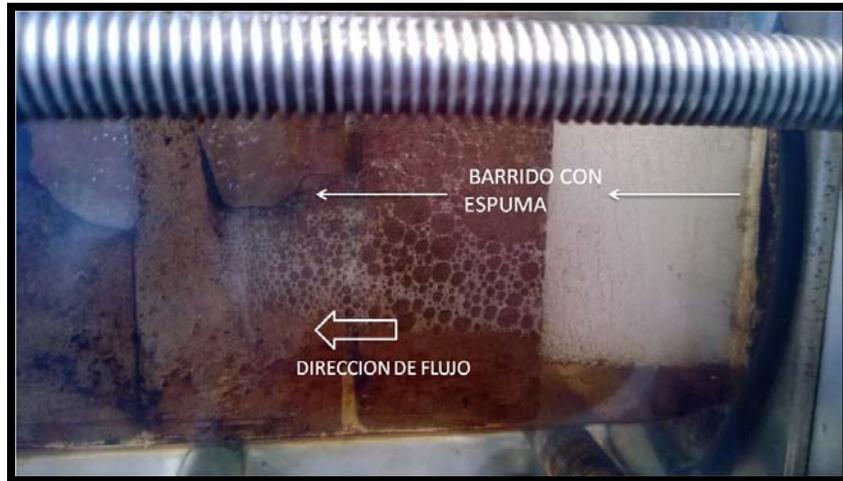


Foto 43. La espuma se posicionó a través de las fracturas y zonas libres desplazando al aceite.

- Se dejó en reposo la celda por un tiempo de 15 a 20 minutos para dejar que la espuma actuara y posteriormente se empezó a inyectar el segundo ciclo de vapor por un periodo de 1 hora 55 minutos, se obtuvo un volumen de aceite recuperado de 1.8 gr = 2.13 ml (6.49 % de Fr).



Foto 44. Se observa como la espuma bloquea el paso del vapor permitiendo que se meta a través de la matriz provocando una mayor expulsión de aceite debido a que la energía actúa directamente en la matriz, la roca y en los fluidos.



Foto 45. Se observa aceite libre debido a que la espuma bloqueo el paso del vapor actuando los dos en la matriz, la roca y en los fluidos.

- A continuación se comenzó a inyectar el segundo ciclo de espuma generada con nitrógeno por 12 minutos donde se recuperó 5.76 gr = 6.51 ml de aceite (19.84 % de Fr).



Foto 46. Al haber inyectado solo vapor en el ciclo anterior, la espuma del primer ciclo bloqueo de tal manera que actuaron en conjunto tanto el vapor como el surfactante en el sistema roca – fluidos. Esto se vio reflejado en el Fr de la última inyección de espuma con nitrógeno.

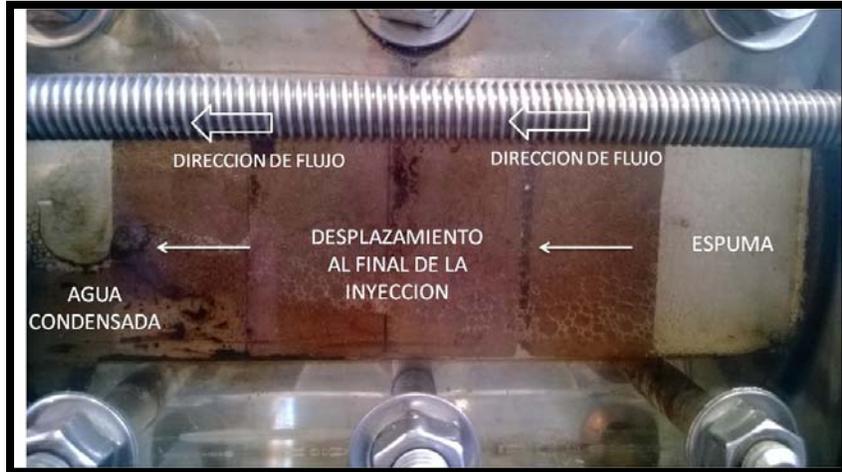


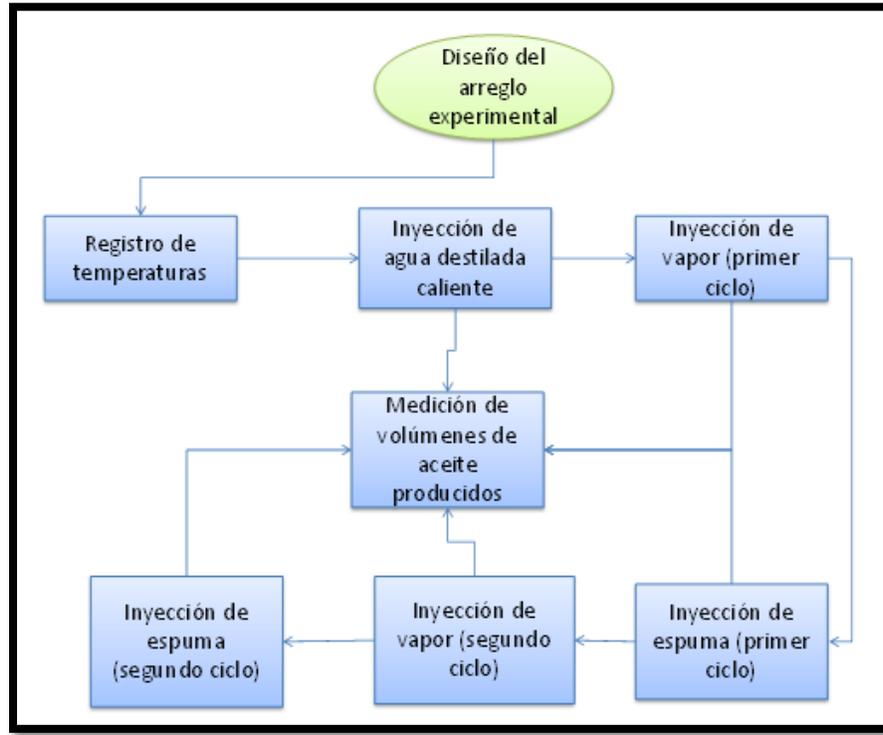
Foto 47 y 48. Se observa un mejor barrido del aceite libre con la espuma generada con nitrógeno a temperatura ambiente.



Foto 49. Al final de la prueba se observa la muestra más limpia en comparación con las otras pruebas.

Diagrama de flujo.

A continuación se muestra el procedimiento que se llevó a cabo en el experimento:



Esquema 3. Diagrama de flujo del tercer experimento.

Evaluación.

Al final del experimento se evaluaron los porcentajes de recuperación de aceite muerto en cada una de las etapas, las cuales se muestran en la siguiente tabla:

Numero de etapa	Recuperación de aceite muerto (ml)	Factor de recuperación (%)
1. Inyección de agua caliente.	0	0
2. Inyección de vapor (primer ciclo).	0.99	3.01
3. Inyección de espuma generada con nitrógeno (primer ciclo)	2.78	8.47
4. Inyección de vapor (segundo ciclo)	2.13	6.49
5. Inyección de espuma generada con nitrógeno (segundo ciclo)	6.51	19.84
Total	12.41	37.81

Tabla 7. Recuperación de aceite en cada etapa del tercer experimento.

Con esto se concluyeron las tres pruebas planeadas del experimento, y se analizaron resultados para ver cuáles de los objetivos se cumplieron.

5.7. RESULTADOS FINALES.

Con base a las etapas realizadas en cada uno de los experimentos, se obtuvieron los siguientes resultados:

EXPERIMENTO 1.

Como ya se sabe este experimento fue realizado con una muestra de roca homogénea, por lo que se tuvo menor pérdida de energía y fue el experimento en que mayor Fr se obtuvo.

Etapas 1 (Inyección de agua caliente). Solo se produjeron 527.5 ml de agua destilada y se recuperaron 2.65 gr equivalente a 3ml de aceite.

Inyeccion de agua caliente				
Tiempo (min)	tubo	vol. de aceite (gr)	vol. aceite (ml)	Fr
3.50	1	0.07	0.08	0.23
7.00	2	0.04	0.05	0.13
10.50	3	0	0.00	0.00
14.00	4	0.03	0.03	0.10
17.50	5	0.01	0.01	0.03
21.00	6	0	0.00	0.00
24.50	7	0.03	0.03	0.10
28.00	8	0.01	0.01	0.03
31.50	9	0.02	0.02	0.07
35.00	10	0.03	0.03	0.10
38.50	11	0.04	0.05	0.13
42.00	12	0.06	0.07	0.20
45.50	13	0.01	0.01	0.03
49.00	14	0.1	0.11	0.33
52.50	15	0.04	0.05	0.13
56.00	16	0.5	0.57	1.67
59.50	17	0.04	0.05	0.13
63.00	18	0.03	0.03	0.10
66.50	19	0.04	0.05	0.13
70.00	20	0.05	0.06	0.17
73.50	21	0.1	0.11	0.33
77.00	22	1	1.13	3.34
80.50	23	0	0.00	0.00
84.00	24	0	0.00	0.00
87.50	25	0	0	0.00
91.00	26	0	0	0.00
94.50	27	0	0	0.00
98.00	28	0	0	0.00
101.50	29	0	0	0.00
105.00	30	0	0	0.00
108.50	31	0	0	0.00
112.00	32	0	0	0.00
115.50	33	0	0.00	0.00
119.00	34	0.2	0.23	0.67
122.50	35	0.2	0.23	0.67
126.00	36	0	0	0.00
129.50	37	0	0	0.00
133.00	38	0	0	0.00
136.50	39	0	0	0.00
140.00	40	0	0	0.00
	Total	2.65	3.00	8.86
	volumen (ml)	2.997737557		

Tabla 8. Datos obtenidos de la inyección de agua caliente.

Etapas 2 (Inyección de vapor). Fue en el ciclo que mayor Fr se tuvo.

Inyeccion de vapor				
Tiempo (min)	tubo	vol. de aceite (gr)	vol. aceite (ml)	Fr
4.42	1	0.2	0.23	0.67
8.84	2	0.5	0.57	1.67
13.26	3	0.2	0.23	0.67
17.68	4	0	0.00	0.00
22.11	5	0	0.00	0.00
26.53	6	0.2	0.23	0.67
30.95	7	0.3	0.34	1.00
35.37	8	0.3	0.34	1.00
39.79	9	0	0.00	0.00
44.21	10	0	0.00	0.00
48.63	11	0	0.00	0.00
53.05	12	0.2	0.23	0.67
57.47	13	0.2	0.23	0.67
61.89	14	0.2	0.23	0.67
66.32	15	0.2	0.23	0.67
70.74	16	0.4	0.45	1.34
75.16	17	0.2	0.23	0.67
79.58	18	0.1	0.11	0.33
84.00	19	0.4	0.45	1.34
88.42	20	0.1	0.11	0.33
92.84	21	0.5	0.57	1.67
97.26	22	0.1	0.11	0.33
101.68	23	1	1.13	3.34
106.11	24	1	1.13	3.34
110.53	25	0.2	0.23	0.67
114.95	26	0.1	0.11	0.33
119.37	27	0.4	0.45	1.34
123.79	28	0.4	0.45	1.34
128.21	29	0.2	0.23	0.67
132.63	30	0	0.00	0.00
137.05	31	1	1.13	3.34
141.47	32	0.2	0.23	0.67
145.89	33	0.1	0.11	0.33
150.32	34	0.6	0.68	2.01
154.74	35	0.5	0.57	1.67
159.16	36	0.2	0.23	0.67
163.58	37	0.4	0.45	1.34
168.00	38	0.2	0.23	0.67
172.42	39	0.5	0.57	1.67
176.84	40	0.12	0.14	0.40
181.26	41	0.6	0.68	2.01
185.68	42	0.4	0.45	1.34
190.11	43	1	1.13	3.34
194.53	44	1	1.13	3.34
198.95	45	0.5	0.57	1.67
203.37	46	0.1	0.11	0.33
207.79	47	0.1	0.11	0.33
212.21	48	0.1	0.11	0.33
216.63	49	0	0.00	0.00
221.05	50	0	0.00	0.00
225.47	51	0	0.00	0.00
229.89	52	0	0.00	0.00
234.32	53	0	0.00	0.00
238.74	54	0	0.00	0.00
243.16	55	0	0.00	0.00
247.58	56	0	0.00	0.00
252.00	57	0	0.00	0.00
	Total	15.22	17.22	50.91
	volumen (ml)	17.21719457		

Tabla 9. Datos obtenidos en la inyección de vapor.

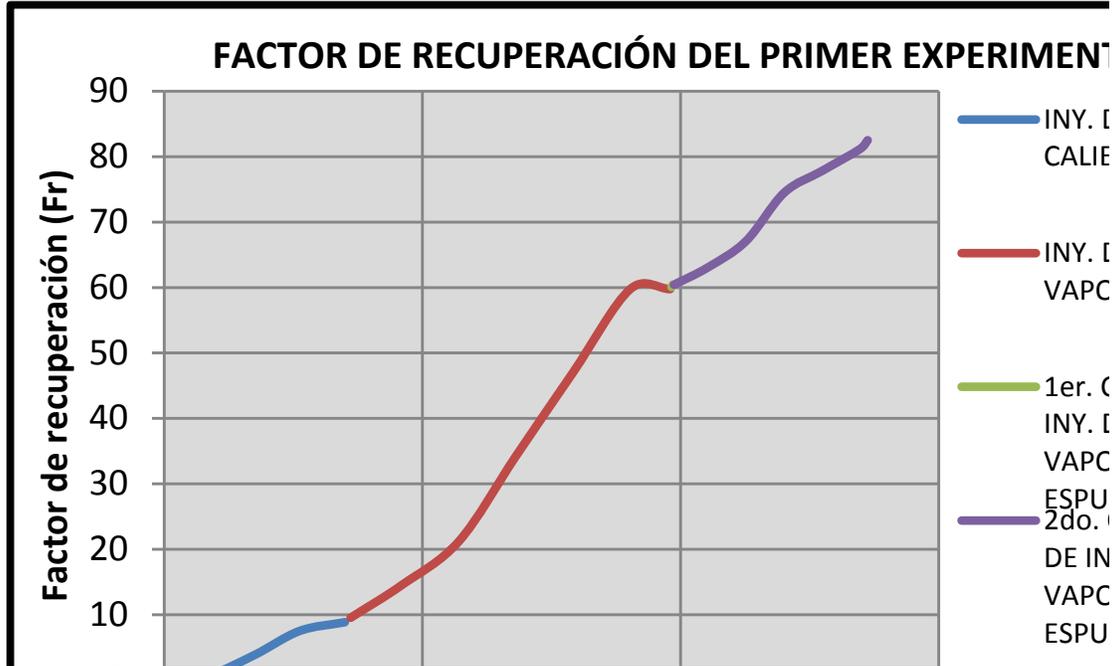
Etapa 3 (Inyección de primer y segundo ciclo de vapor con espuma). De acuerdo a la producción de los fluidos se recuperó más en el segundo que en el primer ciclo.

1a. Inyeccion de vapor-espuma				
tiempo (min)	tubo	volumen de aceite (gr)	vol aceite (ml)	Fr
1	1	0.09	0.10	0.30
2	2	0.11	0.12	0.37
Total		0.2		
volumen (ml)		0.23	0.23	0.67

2a. Inyeccion de vapor-espuma				
tiempo (min)	tubo	vol. de aceite (g)	vol aceite (ml)	Fr
2.94	1	0	0.00	0.00
5.88	2	0	0.00	0.00
8.83	3	0	0.00	0.00
11.77	4	0.1	0.11	0.33
14.71	5	0.2	0.23	0.67
17.65	6	0.2	0.23	0.67
20.60	7	0.1	0.11	0.33
23.54	8	0.1	0.11	0.33
26.48	9	0.1	0.11	0.33
29.42	10	0	0.00	0.00
32.37	11	0.2	0.23	0.67
35.31	12	0.1	0.11	0.33
38.25	13	0.2	0.23	0.67
41.19	14	0.1	0.11	0.33
44.13	15	0	0.00	0.00
47.08	16	0.2	0.23	0.67
50.02	17	0.1	0.11	0.33
52.96	18	0.1	0.11	0.33
55.90	19	0.1	0.11	0.33
58.85	20	0.1	0.11	0.33
61.79	21	0.1	0.11	0.33
64.73	22	0.1	0.11	0.33
67.67	23	0.2	0.23	0.67
70.62	24	0.1	0.11	0.33
73.56	25	0.2	0.23	0.67
76.50	26	0.6	0.68	2.01
79.44	27	0.4	0.45	1.34
82.38	28	0.1	0.11	0.33
85.33	29	0.3	0.34	1.00
88.27	30	0.1	0.11	0.33
91.21	31	0	0.00	0.00
94.15	32	0	0.00	0.00
97.10	33	0	0.00	0.00
100.04	34	0.1	0.11	0.33
102.98	35	0.1	0.11	0.33
105.92	36	0	0.00	0.00
108.87	37	0	0.00	0.00
111.81	38	0.2	0.23	0.67
114.75	39	0.4	0.45	1.34
117.69	40	0.2	0.23	0.67
120.63	41	0.1	0.11	0.33
123.58	42	0.2	0.23	0.67
126.52	43	0.1	0.11	0.33
129.46	44	0.2	0.23	0.67
132.40	45	0.1	0.11	0.33
135.35	46	0	0.00	0.00
138.29	47	0	0.00	0.00
141.23	48	0	0.00	0.00
144.17	49	0.1	0.11	0.33
147.12	50	0.2	0.23	0.67
150.06	51	0.3	0.34	1.00
153.00	52	0.1	0.11	0.33
Total		6.6		
volumen (ml)		7.47	7.47	22.08

Tablas 10 y 11. Datos obtenidos en la 1ª y 2ª inyección de vapor - espuma.

Finalmente los Factores de Recuperación de cada inyección se muestran en la siguiente gráfica:



Gráfica 4. Factores de recuperación del primer experimento.

EXPERIMENTO 2.

Este experimento fue realizado con una muestra de roca fracturada, se tuvo mayor pérdida de energía que en el primer experimento y fue el segundo en mayor Fr de obtuvo aunque muy similar al tercer experimento. Los resultados son los siguientes:

Etapas 1 (Inyección de agua caliente). Solo se produjeron 700 ml de agua destilada y se recuperaron 1.32 gr equivalente a 1.5 ml de aceite.

Inyección de agua caliente				
Tiempo (min)	tubo	vol. de aceite (gr)	vol. aceite (ml)	Fr
6.6	1	0.1	0.11	0.32
13.2	2	0.12	0.14	0.38
19.8	3	0	0.00	0.00
26.4	4	0.03	0.03	0.10
33.0	5	0	0.00	0.00
39.6	6	0.3	0.34	0.96
46.2	7	0	0.00	0.00
52.8	8	0	0.00	0.00
59.4	9	0	0.00	0.00
66.0	10	0	0.00	0.00
72.6	11	0	0.00	0.00
79.2	12	0.06	0.07	0.19
85.8	13	0	0.00	0.00
92.4	14	0.1	0.11	0.32
99.0	15	0	0.00	0.00
105.6	16	0.5	0.57	1.59
112.2	17	0.04	0.05	0.13
118.8	18	0	0.00	0.00
125.4	19	0.04	0.05	0.13
132.0	20	0.04	0.05	0.13
	Total	1.33	1.50	4.24
	volumen (ml)	1.50		

Tabla 12. Medición de volumen recuperado de aceite en la inyección de agua caliente.

Etapla 2 (Inyección de vapor). Se obtuvo una buena recuperación de aceite.

Inyeccion de vapor				
Tiempo (min)	tubo	vol. de aceite (gr)	vol aceite (ml)	Fr
4.22	1	0	0	0
8.44	2	0	0.000	0.00
12.66	3	0	0	0
16.88	4	0	0	0
21.10	5	0	0	0
25.32	6	0.1	0.113	0.32
29.54	7	0.1	0.113	0.32
33.76	8	0.2	0.226	0.64
37.98	9	0	0	0
42.20	10	0	0	0
46.42	11	0	0	0
50.64	12	0	0	0
54.86	13	0	0	0
59.08	14	0	0.000	0.00
63.31	15	0	0	0
67.53	16	0	0.000	0.00
71.75	17	0	0	0
75.97	18	0	0	0
80.19	19	0.1	0.113	0.32
84.41	20	0	0	0
88.63	21	0.1	0.113	0.32
92.85	22	0	0	0
97.07	23	0	0	0
101.29	24	0	0.000	0.00
105.51	25	0.1	0.113	0.32
109.73	26	0	0.000	0.00
113.95	27	0	0.000	0.00
118.17	28	0	0	0
122.39	29	0.1	0.113	0.32
126.61	30	0.1	0.113	0.32
130.83	31	0.2	0.226	0.64
135.05	32	0.1	0.113	0.32
139.27	33	0	0	0
143.49	34	0	0	0
147.71	35	0	0	0
151.93	36	0	0	0
156.15	37	0.2	0.226	0.64
160.37	38	0.1	0.113	0.32
164.59	39	0.1	0.113	0.32
168.81	40	0	0.000	0.00
173.03	41	0	0	0
177.25	42	0.1	0.113	0.32
181.47	43	0	0	0
185.69	44	0	0	0
189.92	45	0.6	0.679	1.91
194.14	46	0.37	0.419	1.18
198.36	47	0	0	0
202.58	48	0	0	0
206.80	49	0	0.000	0.00
211.02	50	0	0	0
215.24	51	0.1	0.113	0.32
219.46	52	0.1	0.113	0.32
223.68	53	0.1	0.113	0.32
227.90	54	0	0	0
232.12	55	0.1	0.113	0.32
236.34	56	0	0	0
240.56	57	0	0.000	0.00
244.78	58	0	0	0
249.00	59	0	0	0
	Total	3.07		
	volumen (ml)	3.47	3.47	9.78

Tabla 13. Datos obtenidos en la inyección de vapor.

Etapas 3 (Inyección de primer ciclo de vapor con espuma).

1a. Inyección de vapor-espuma				
Tiempo (min)	tubo	vol. de aceite (gr)	vol aceite (ml)	Fr
3.74	1	0.1	0.11	0.319
7.47	2	0	0	0
11.21	3	0	0	0
14.94	4	0	0	0
18.68	5	0	0	0
22.41	6	0.1	0.11	0.319
26.15	7	0	0	0
29.88	8	0	0	0
33.62	9	0	0	0
37.35	10	0	0	0
41.09	11	0.1	0.11	0.319
44.82	12	0	0	0
48.56	13	0	0	0
52.29	14	0.1	0.11	0.319
56.03	15	0.1	0.11	0.319
59.76	16	0.1	0.11	0.319
63.50	17	0	0	0
67.24	18	0	0	0
70.97	19	0.2	0.23	0.637
74.71	20	0.1	0.11	0.319
78.44	21	0	0	0
82.18	22	0	0	0
85.91	23	0	0	0
89.65	24	0.1	0.11	0.319
93.38	25	0.1	0.11	0.319
97.12	26	0	0	0
100.85	27	0	0	0
104.59	28	0.1	0.11	0.319
108.32	29	0.1	0.11	0.319
112.06	30	0.1	0.11	0.319
115.79	31	0.1	0.11	0.319
119.53	32	0	0	0
123.26	33	0	0	0
127.00	34	0	0	0
	Total	1.5		
	volumen (ml)	1.70	1.70	4.78

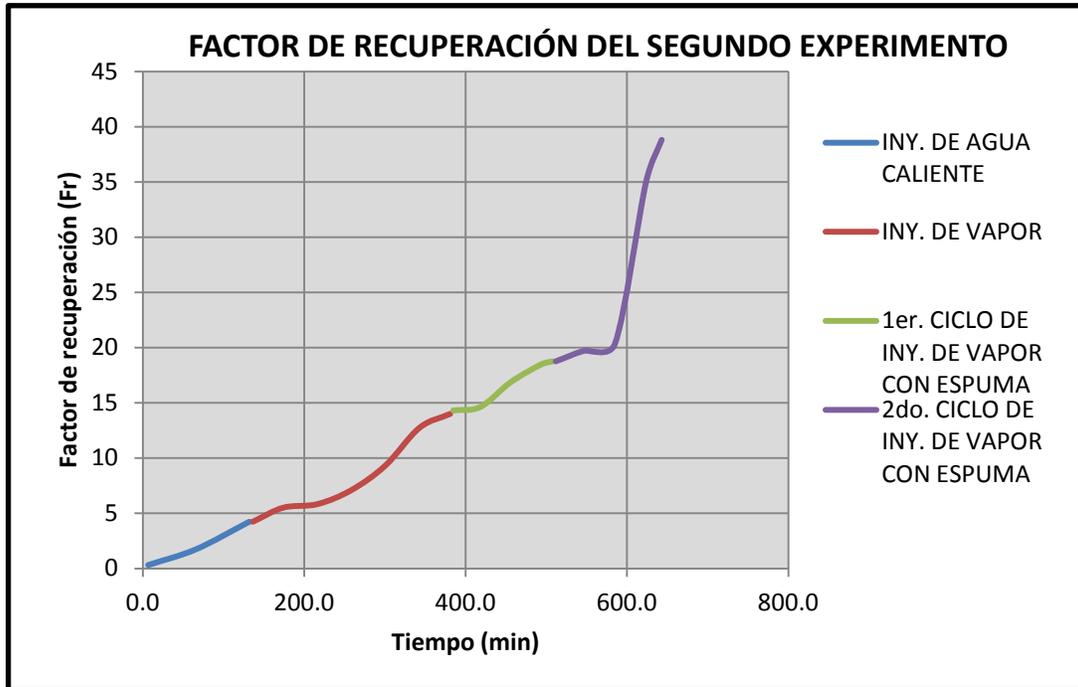
Tabla 14. Datos obtenidos en la 1ª. Inyección de vapor - espuma.

Etapa 4 (Inyección de segundo ciclo de vapor con espuma). De acuerdo a los datos obtenidos, fue en el ciclo donde mayor Fr se registro. Las graficas son las siguientes:

2a. Inyeccion de vapor-espuma				
tiempo (min)	tubo	vol. de aceite (gr)	vol aceite (ml)	Fr
3.86	1	0	0	0
7.71	2	0	0	0
11.57	3	0	0	0
15.43	4	0.1	0.113	0.32
19.29	5	0.1	0.113	0.32
23.14	6	0	0	0
27.00	7	0	0	0
30.86	8	0	0	0
34.71	9	0.1	0.113	0.32
38.57	10	0	0	0
42.43	11	0	0	0
46.29	12	0	0	0
50.14	13	0.1	0.113	0.32
54.00	14	0	0	0
57.86	15	0	0	0
61.71	16	0	0	0
65.57	17	0.1	0.113	0.32
69.43	18	0	0	0
73.29	19	0	0	0
77.14	20	0	0	0
81.00	21	0	0	0
84.86	22	1	1.131	3.19
88.71	23	0.8	0.905	2.55
92.57	24	0.4	0.452	1.27
96.43	25	0.3	0.339	0.96
100.29	26	0.2	0.226	0.64
104.14	27	0.2	0.226	0.64
108.00	28	0.2	0.226	0.64
111.86	29	0.5	0.566	1.59
115.71	30	1	1.131	3.19
119.57	31	0	0	0
123.43	32	0	0	0
127.29	33	0	0	0
131.14	34	0.6	0.679	1.91
135.00	35	0.6	0.679	1.91
	Total	6.3		
	volumen (ml)	7.13	7.13	20.08

Tabla 15. Datos obtenidos en la 2ª. Inyección de vapor - espuma.

En la siguiente imagen se muestra gráficamente el comportamiento de los factores de recuperación de cada una de las etapas del segundo experimento, como se puede observar, en el segundo ciclo de inyección de espuma el Fr se incrementa considerablemente y en un menor tiempo a causa del bloqueo de la espuma sobre el vapor.



Gráfica 5. Factores de recuperación del segundo experimento.

EXPERIMENTO 3.

Este experimento se realizó con una muestra de roca densamente fracturada pero el procedimiento y el arreglo fue diferente, se tuvo pérdida de energía similar a la del segundo experimento, el Fr también fue muy parecido. Los resultados obtenidos son los siguientes:

Etapa 1 (Inyección de agua caliente). Se inyectaron 50 ml de agua destilada y no se recupero nada.

Etapa 2 (Inyección de primer ciclo de vapor). Se obtuvo baja recuperación de aceite

Inyección de vapor (1er ciclo)				
tiempo (min)	tubo	vol. de aceite (gr)	vol. aceite (ml)	Fr
3.43	1	0	0	0
6.86	2	0	0	0
10.29	3	0	0	0
13.71	4	0	0	0
17.14	5	0	0	0
20.57	6	0	0	0
24.00	7	0	0	0
27.43	8	0	0	0
30.86	9	0	0	0
34.29	10	0	0	0
37.71	11	0	0	0
41.14	12	0	0	0
44.57	13	0	0	0
48.00	14	0.01	0.011	0.034
51.43	15	0.03	0.034	0.103
54.86	16	0.02	0.023	0.069
58.29	17	0.02	0.023	0.069
61.71	18	0.06	0.068	0.207
65.14	19	0.02	0.023	0.069
68.57	20	0.07	0.079	0.241
72.00	21	0.08	0.090	0.276
75.43	22	0.05	0.057	0.172
78.86	23	0.06	0.068	0.207
82.29	24	0.07	0.079	0.241
85.71	25	0.06	0.068	0.207
89.14	26	0.03	0.034	0.103
92.57	27	0.05	0.057	0.172
96.00	28	0.04	0.045	0.138
99.43	29	0.04	0.045	0.138
102.86	30	0.06	0.068	0.207
106.29	31	0.02	0.023	0.069
109.71	32	0.05	0.057	0.172
113.14	33	0.01	0.011	0.034
116.57	34	0.01	0.011	0.034
120.00	35	0.02	0.023	0.069
	Total	0.88		
	volumen (ml)	0.995	0.995	3.03

Tabla 16. Datos obtenidos en el 1er. Ciclo de inyección de vapor.

Etapas 3 (Inyección de primer ciclo de espuma generada con nitrógeno). De acuerdo a la información recabada, se recuperó más aceite que en el primer ciclo de vapor.

Inyección de espuma (1er. Ciclo)				
tiempo (min)	tubo	vol. de aceite (gr)	vol aceite (ml)	Fr
0	1	0.8	0.905	2.76
2.2	2	0	0	0
4.4	3	0	0	0
6.6	4	1.16	1.312	4
8.8	5	0.5	0.566	1.72
11	Total	2.46		
	volumen (ml)	2.78	2.78	8.48

Tabla 17. Datos obtenidos en el 1er. Ciclo de inyección de espuma.

Etapla 4 (Inyección de segundo ciclo de vapor). De acuerdo a los datos obtenidos, la recuperación de aceite fue poca como en el primer ciclo de vapor.

Inyección de vapor (2o. Ciclo)				
tiempo (min)	tubo	vol. de aceite (gr)	vol aceite (ml)	Fr
3.48	1	0.07	0.0792	0.24
6.96	2	0.04	0.0452	0.14
10.44	3	0	0	0
13.92	4	0.03	0.0339	0.10
17.4	5	0.01	0.0113	0.03
20.88	6	0	0	0
24.36	7	0.03	0.0339	0.10
27.84	8	0.01	0.0113	0.03
31.32	9	0.02	0.0226	0.07
34.8	10	0.03	0.0339	0.10
38.28	11	0.04	0.0452	0.14
41.76	12	0.06	0.0679	0.21
45.24	13	0.01	0.0113	0.03
48.72	14	0.11	0.1244	0.38
52.2	15	0.04	0.0452	0.14
55.68	16	0.06	0.0679	0.21
59.16	17	0.04	0.0452	0.14
62.64	18	0.03	0.0339	0.10
66.12	19	0.04	0.0452	0.14
69.6	20	0.04	0.0452	0.14
73.08	21	0.1	0.1131	0.34
76.56	22	1	1.1312	3.45
80.04	23	0.04	0.0452	0.14
83.52	24	0.04	0.0452	0.14
87	25	0	0	0
90.48	26	0	0	0
93.96	27	0	0	0
97.44	28	0	0	0
100.92	29	0	0	0
104.4	30	0	0	0
107.88	31	0	0	0
111.36	32	0	0	0
114.84	33	0	0	0
	Total	1.89		
	volumen (ml)	2.14	2.14	6.52

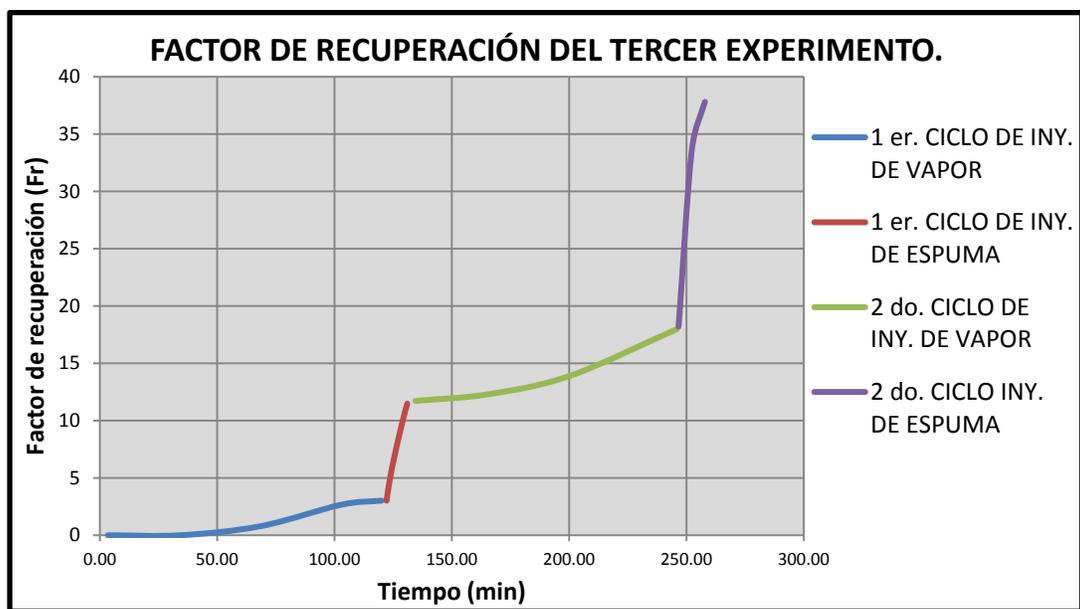
Tabla 18. Datos obtenidos en el 2o. Ciclo de inyección de vapor.

Etapla 5 (Inyección de segundo ciclo de espuma generada con nitrógeno). En este ciclo fue donde mayor Fr se registro en este experimento.

Inyección de espuma (2o. Ciclo)				
tiempo (min)	tubo	vol. de aceite (gr)	vol aceite (ml)	Fr
0.8	1	0.07	0.08	0.24
1.6	2	0.08	0.09	0.28
2.4	3	0.07	0.08	0.24
3.2	4	1	1.13	3.45
4	5	1.7	1.92	5.86
4.8	6	0.7	0.79	2.41
5.6	7	0.5	0.57	1.72
6.4	8	0.4	0.45	1.38
7.2	9	0.2	0.23	0.69
8	10	0.13	0.15	0.45
8.8	11	0.09	0.10	0.31
9.6	12	0.13	0.15	0.45
10.4	13	0.21	0.24	0.72
11.2	14	0.1	0.11	0.34
12	15	0.38	0.43	1.31
	Total	5.76		
	volumen (ml)	6.52	6.52	19.87

Tabla 19. Datos obtenidos en el 2o. Ciclo de inyección de espuma.

En la siguiente gráfica se observa que la inyección de espuma barre de forma más eficiente el aceite en un tiempo corto, esto hace que se incremente el Fr.

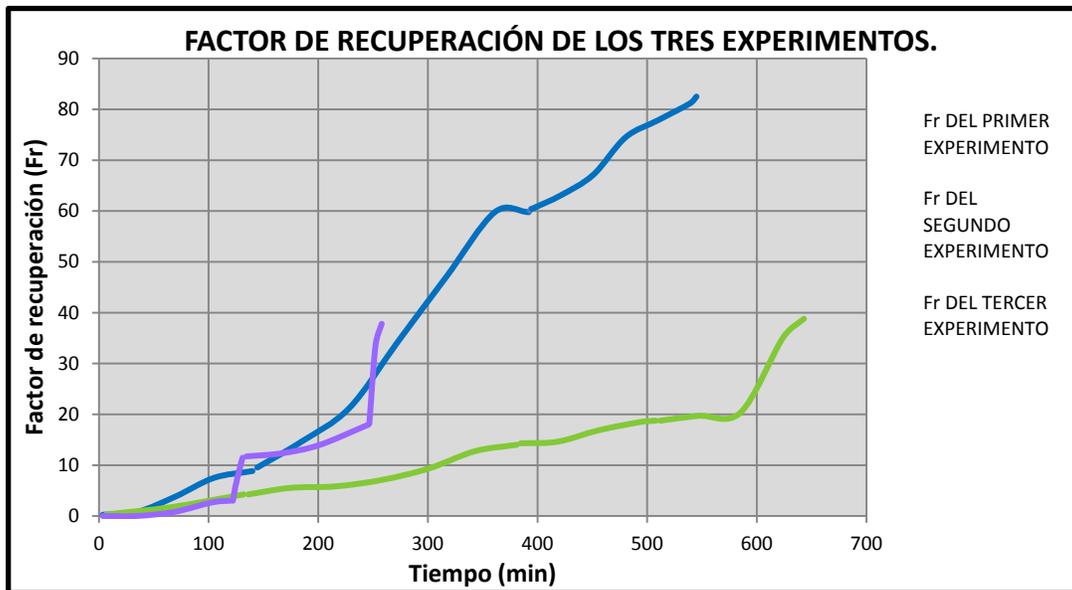


Gráfica 6. Factores de recuperación del tercer experimento.

En la siguiente tabla y gráfica se muestran los Factores de Recuperación total de cada uno de los experimentos:

No. De experimento	Fr total [%]	Recuperación total de aceite muerto (ml)	Saturación final de aceite [ml]
Roca homogénea	82.34	27.85	33.82
Roca fracturada	38.81	13.78	35.5
Roca densamente fracturada	37.81	12.41	32.8

Tabla 20. Factores de recuperación totales de cada uno de los experimentos.



Gráfica 7. Comparación de los factores de recuperación de los 3 experimentos.

DISCUSIÓN.

El desarrollo del experimento nos permitió analizar de forma práctica cómo se comporta la espuma y el vapor en distintas formas de inyección tanto al inyectarse la espuma con el vapor al mismo tiempo como por separado (ciclos o baches).

En cada una de las pruebas se obtuvieron diferentes resultados debido al cambio en las condiciones en la muestra de roca (núcleo) y las distintas formas de inyección permitiéndonos analizar el comportamiento del sistema roca-fluido y el factor de recuperación.

Se observó que al inyectar el vapor con la espuma juntos en el primer experimento había una mayor expulsión de aceite de la matriz ya que el vapor con espuma se metía en la matriz cambiando las propiedades de la roca y del aceite permitiendo que hubiera más aceite libre en la celda además de que el núcleo no estaba fracturado y se perdía menos calor, pero al final quedo aceite libre que no se pudo extraer de la celda de acrílico.

En el segundo experimento se recuperó una menor cantidad de hidrocarburo, aunque fue el mismo procedimiento, el núcleo estaba fracturado lo cual provoca mayor pérdida de calor haciendo que el aceite en la matriz no se extrajera de igual forma que en el experimento anterior.

Por otra parte, en el tercer experimento, al inyectar baches separados de vapor y espuma generada con nitrógeno se observo que la espuma barre con mayor eficiencia al hidrocarburo libre. El efecto de bloqueo del vapor debido a la espuma permitió que la temperatura en el interior de la celda durara un mayor tiempo permitiendo que las propiedades del aceite cambiaran (viscosidad) provocando que saliera de la matriz. Este comportamiento se reflejo en los factores de recuperación obtenidos que muestran una recuperación muy similar a la del segundo experimento que son las que más se asemejan debido a las fracturas (38.81% del total del Fr de aceite en cada ciclo del experimento de la segunda prueba contra 37.81 % del total del Fr de aceite en cada ciclo del experimento de la tercer prueba).

Aunque en el tercer experimento se recuperó menos, es mejor el procedimiento ya que aunque es casi el mismo % de recuperación que en el segundo experimento, se tiene una menor saturación de aceite además de un mayor fracturamiento en la muestra de roca y por consecuencia mayor pérdida de energía.

Este tipo de experimentos tiene sus limitantes ya que algunas condiciones no son las de un yacimiento, por lo que no son aplicables directamente a escala de campo. Sin embargo, muestran que el uso de un agente espumante optimiza el desplazamiento de vapor en un sistema matriz-fractura además permiten darnos una idea del comportamiento de este método aplicándolo en yacimientos maduros homogéneos, fracturados y densamente fracturados que actualmente están abandonados obteniendo mayor beneficio al ser puestos a recuperación aprovechando infraestructura ya instalada.

Los mecanismos de desplazamiento de los fluidos en este tipo de pruebas se deben a métodos térmicos, químicos y una combinación de éstos (termoquímicos). A continuación se muestran los mecanismos con un diagrama de Venn:

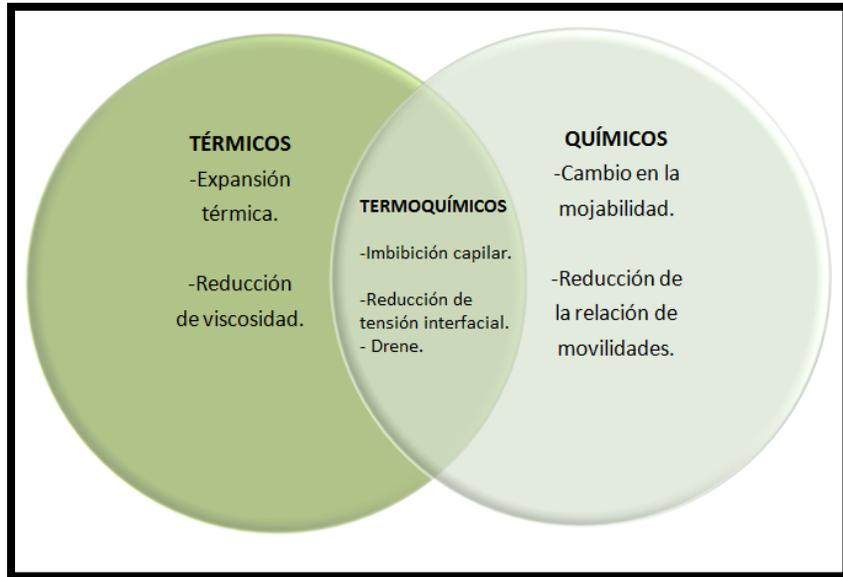


Diagrama 5. Mecanismos de desplazamiento que actuaron en los experimentos.

CONCLUSIONES.

Se diseñaron y desarrollaron experimentos (3) monitoreados a condiciones de laboratorio en modelos físicos homogéneos y fracturados que sirvieron para analizar la optimización del método de inyección de vapor mejorado con un agente espumante con lo cual se cumple uno de los objetivos de este trabajo de tesis.

Al analizar las gráficas en cada uno de los experimentos se concluye que:

1. El uso del agente espumante mejoró el desplazamiento de aceite, lo que provocó un aumento en el factor de recuperación (Fr). Este mismo comportamiento se obtuvo en cada uno de los experimentos haciéndose más eficiente que la inyección de vapor sin un agente espumante.
2. Debido al aumento que se tuvo en el Fr, la movilidad de los fluidos inyectados se redujo en las zonas de alta permeabilidad (fracturas) permitiendo que estos fluidos penetraran en la matriz de la roca cambiando así las propiedades fisicoquímicas de la roca y del aceite (mojabilidad, tensión interfacial, viscosidad).
3. Se estudió el efecto de las fracturas en los experimentos; se produjo mayor pérdida de energía cuando se tenía mayor fracturamiento y por consecuencia menor factor de recuperación de aceite. Sin embargo, el uso de agentes espumantes mejoró el barrido de aceite libre en las fracturas.
4. La mejor forma de incrementar el Fr en un sistema fracturado es reduciendo la tensión interfacial (TIF), cambiando la mojabilidad de la roca, lo cual se logra al utilizar métodos termoquímicos como el uso de agentes espumantes y vapor.
5. Una espuma con alta viscosidad (húmeda con una calidad menor al 80%), tarda más tiempo en romperse generando un mejor efecto de bloqueo sobre el vapor

BIBLIOGRAFÍA

- Bond, D.C. and Holbrook, C.C., 1958. "Gas Drive oil recovery process". U.S. Patent No. 2,866,507.
- Fried, A.N., 1961. "The Foam-Drive Process for increasing the recovery of oil". Report RI-5866. U.S. Bureau of mines.
- Beeson, D.M., 1963. "Recovery of Oil from Partially Depleted Reservoirs," US Patent No3, 100,524.
- Bernard, G.G. y Holm, L.W., 1964. "Effect of foam on permeability of porous media to gas". SPE 983-PA.
- Needham, J.P., 1968. "Pluggings of high permeability earth strata". U.S. patent No. 3,412,793.
- Smith, C.L., James, A.L., Roberts, P.G., 1969. "New diverting Techniques for Acidizing and fracturing". SPE 2751.
- Fitch, J.P. y Minter, R.B., 1976. "Chemical diversion of heat will improve thermal oil recovery". SPE 6172.
- Engle Charles J, Runnels John H, 1978. "United States Patent: Plugging earth strata".
- Bowman, R., 1983. "Field Demostration of the Conventional Steam Drive Process with Ancillary Materials," DOES/SF/10761-3,
- Blair, C.M., Jr., Scribner, R.E., Stout, C.A., Fredriksen, J.E., Octubre 1984. "Interfacial Spreading Agents Aid Cyclic Steam Production," Oil and Gas J. 90-94.
- Marsden, S.S., 1986. "Foams in porous media-SUPRI TR-49". DOE/SF/11564-15. US DOE.
- Brij, B., Maini and Vincent M.A., 1986. "Laboratory evaluation of foaming agents for high-temperature applications. Measurements of foam stability at elevated temperatures and pressures". Petroleum Recovery Institute. Calgary Alberta. SPE 86-06-05.
- S.S. Marsden, Julio de 1986. "Foams in porous media – SUPRI TR – 49", Standford University Petroleum Institute, California.
- Heller, J.P. y Kuntamukkula, M.S., 1987. "Critical review of the foam rheology literature".
- Isaacs, E.E., Mccarthy, F.C. y Maunder, J.D., 1988. "Investigation of Foam Stability in Porous Media at Elevated Temperatures". SPE 15647.

-
-
- Sulfridge, F.E., Raterman, K.Y. y Russell, G.C., 1989. "Foam Performance Under Reservoir Conditions". SPE 19691.
 - Hirasaki, G.J., 1989. "The steam-foam process". SPE 19505.
 - Thompson, K.E. y Gdanski, R.D., 1993. "Laboratory Study provides Guidelines for diverting acid with foam". SPE 23436.
 - Holt, T. y Vassenden, F., 1996. "Effects of pressure on foam stability; implications for foam screening". SPE 35398.
 - Turta, Alex y Singhal, Ashok, 1998. "Field Foam Application in Enhanced Oil Recovery Projects: Screening and Design Aspects". SPE 48895,
 - Nelson, Ronald, 2001. "Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs". Elsevier. pp. 3-4
 - Pacheco Hernández Gerardo, Contreras Ordaz Guadalupe, Márquez Miguel, Mayo 2001. "Apuntes del curso teórico de termodinámica material didáctico". Facultad de Ingeniería, División de ciencias Básicas, UNAM.
 - Alvarado Douglas, Banzér S. Carlos, 2002. "Recuperación Térmica de Petróleo", Caracas, Venezuela.
 - Prof. José Ángel Sorrentino, Dr. Enrique Campos, Marzo de 2004. "Estudio de las interacciones polímero/surfactante en el flujo de espumas mejoradas con polímeros en medios porosos ideales", Universidad central de Venezuela, Caracas.
 - S. Canbolata, S. Akina, A.R. Kavscek, November 30, 2004. "Noncondensable gas steam-assisted gravity drainage", Journal of Petroleum Science and Engineering Volume 45.
 - R. Penney, R. Moosa, 2005. Article "Steam Injection in Fractured Carbonate Reservoirs: Starting a New Trend in EOR", IPTC.
 - Jean-Louis Salager, 2005. "Recuperación Mejorada Del Petróleo", Universidad De Los Andes.
 - Yan Wei, 2006. "Foam for Mobility Control in Alkaline/Surfactant Enhanced Oil Recovery Process".
 - Lin, Yugiu y Yan, Guanglu, 2006. "A Successful Pilot Application for N2 Foam Flooding in Liaohe Oilfield". SPE 101188.
 - Schlumberger. "Oilfield Review", Otoño de 2006, pp. 44
 - Arriaga Balderas Erick, 2008. Córdova Zarate Rogelio. "Recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados". Tesis UNAM.

-
- Lopera Castro Sergio H., 2009. "Fluidos Divergentes Como Alternativa De Recobro Mejorado En Yacimientos Naturalmente Fracturados: Un Estudio Experimental", Boletín De Ciencias De La Tierra, Universidad Nacional De Colombia.
 - Oscar Emmanuel Arjona Gómez, 2010. "Mecanismos de recuperación en yacimientos naturalmente fracturados". Tesis UNAM.
 - Sandoval Meneses Yurley Marcela, Franco Aparicio Leandro Alfredo, 2010. "Análisis De La Implementación De La Tecnología De Espumas Como Método Para Aumentar El Factor De Recobro En Campos Petroleros", Tesis Universidad Industrial De Santander.
 - Akinboyewa John, Yu-Shu Wu, Kazemi Hossein, 2010. "Simulation of Expanding Solvent-Steam of a Bitumen Oil Reservoir", SPE Copyright.
 - Lugo Ruiz Miguel, 2010. "Discretización De La Porosidad De Los Yacimientos Naturalmente Fracturados". Tesis UNAM.
 - Cortes Rojas Juan Camilo, Fuentes Mejía Fernando Andres, 2011. "Metodología experimental para la utilización de espumas como agentes divergentes", Universidad Industrial de Santander.
 - Eshragh Ghoojani, SPE, Riyaz Kharrat, SPE, Manouchehr Vossoughi, Seyed Hamed Bolouri, SPE. Copyright 2012. "A review on thermal enhanced heavy oil recovery from fractured carbonate reservoirs". Society of Petroleum Engineers
 - Al-Muayri, Taha Mohammed, 2012. "Experimental Investigation of Expanding Solvent Steam Assisted Gravity Drainage using Multicomponent Solvents", University of Calgary.
 - Farid Abadli, Julio 2012. "Simulation Study of Enhanced Oil Recovery by ASP (Alkaline, Surfactant and Polymer) Flooding for Norne Field C-segment", Norwegian University of Science and Technology.
 - Dr. Edgar Rangel Germán, 2012. "El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada", Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).
 - Ashrafi Mohammad, Souraki Yaser, Torsaeter, 2013. "Numerical Simulation Study of Field Scale SAGD and ES-SAGD Processes Investigating the Effect of Relative Permeabilities", Norwegian University of Science and Technology.
 - James J. Sheng, Mayo 2013. "Enhanced Oil Recovery Field Case Studies" Ed. Gulf Professional Publishing.
 - Edward y Lake, Larry. "Petroleum Engineering" Handbook. Volume V.
 - Matthews C.S., Article "Thermal Recovery of Petroleum", Shell Oil Company.
 - Ing. Rubén Peláez Zapata, "Recuperación Mejorada", PetroQuiMex. Energía Global, pp. 56.

-
- Charles J. Engle y John H. Runnels. "Plugging earth strata". U.S. Patent No. 4,085,800
 - <http://oilextraction.wikispaces.com/VAPEX>