



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAestrÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES
(YACIMIENTOS)

GELES-EMULSIÓN PARA CONTROL DE AGUA EN YACIMIENTOS
NATURALMENTE FRACTURADOS

TESIS
QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRA EN INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE
RECURSOS NATURALES

PRESENTA:
ELIZABETH CERVANTES FLORES

DIRECTOR DE TESIS:
DR. ENRIQUE SERRANO SALDAÑA
INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO

CD. DE MÉXICO, NOVIEMBRE 2017

JURADO ASIGNADO

Presidente: ***Dr. Bashbush Bauza José Luis***

Secretario: ***Dr. Luna Rojero Erick Emanuel***

1er. Vocal: ***Dr. Serrano Saldaña Enrique***

2do. Vocal: ***Dr. Ramírez Jaramillo Edgar***

3er. Vocal: ***Dr. Berumen Campos Sergio***

Lugar donde se realizó la tesis: Instituto Mexicano del Petróleo, Ciudad de México.

Director de Tesis:

Dr. Enrique Serrano Saldaña

Firma

CONTENIDO

ÍNDICE DE FIGURAS.....	i
ÍNDICE DE TABLA.....	iii
RESUMEN.....	iv
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 2. ANTECEDENTES.....	4
CAPÍTULO 3. PLANTEAMIENTO DE LA PROBLEMÁTICA.....	7
CASO PRÁCTICO.....	7
JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	10
OBJETIVO.....	10
CAPÍTULO 4. ESTADO DEL ARTE.....	11
INCRUSTACIONES.....	11
NUCLEACIÓN.....	13
EMULSIONES.....	14
INVERSIÓN DE FASE.....	15
CAPÍTULO 5. METODOLOGÍA GENERAL DE TRABAJO.....	18
EQUIPO EXPERIMENTAL: CELDA VISUAL PARA SEGUIMIENTO INVERSIÓN DE FASE.....	19
EQUIPO EXPERIMENTAL: CELDA VISUAL ALTA TEMPERATURA Y PRESIÓN.....	19
EQUIPO EXPERIMENTAL PARA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO EN EMPACAMIENTO.....	20
EQUIPO EXPERIMENTAL DESPLAZAMIENTO EN NÚCLEO.....	21
CAPÍTULO 6. CARACTERIZACIÓN FLUIDOS Y ROCA.....	22
ROCA REPRESENTATIVA DEL CAMPO “T”.....	22
AGUAS CONGÉNITAS O DE FORMACIÓN (SALMUERAS) DEL CAMPO “T”.....	26
ACEITE MUERTO DEL CAMPO “T”.....	27
PRODUCTO QUÍMICO IMP-AMESUS-3100.....	28
CAPÍTULO 7. DESARROLLO EXPERIMENTAL.....	30
TRABAJO INICIAL.....	30
ESPUMAS.....	30
DESARROLLO EXPERIMENTAL DE ESPUMAS.....	31
GEL-EMULSIÓN.....	39
FORMULACIÓN DE LA EMULSIÓN O/W.....	39

EVALUACIÓN SELECTIVA DEL GEL-EMULSIÓN	44
GEL-EMULSIÓN AL 5%.....	49
GEL-EMULSIÓN AL 10%.....	52
GEL-EMULSIÓN AL 15%.....	54
PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN EMPACAMIENTO CON ROCA REPRESENTATIVA DEL CAMPO “T”	57
DESPLAZAMIENTO EN NÚCLEO NATURALMENTE FRACTURADO CON GEL-EMULSIÓN AL 10% @ CONDICIONES DE ALTA PRESIÓN Y ALTA TEMPERATURA	67
CARACTERIZACIÓN DEL NÚCLEO NATURALMENTE FRACTURADO REPRESENTATIVO DEL CAMPO “T”.	68
CAPÍTULO 8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	72
CONCLUSIONES.....	72
RECOMENDACIONES.....	73
BIBLIOGRAFÍA.....	74

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Producción y costos por producción de agua ³	1
Figura 2. Ubicación del Campo “T”	4
Figura 3. Litología del Campo “T”	5
Figura 4. Columna geológica referida a profundidades	5
Figura 5. Plano estructural del Campo “T”	7
Figura 6. Comportamiento de producción.....	8
Figura 7. Datos en la tubería de producción del Pozo T-1	9
Figura 8. Datos en la tubería de producción del Pozo T-1001	9
Figura 9. Incrustación en tuberías	10
Figura 10. Solubilidades de minerales respecto a la temperatura	13
Figura 11. Configuración de emulsiones.....	15
Figura 12. Cambio afinidad del surfactante en el proceso de formación de gel-emulsión.....	16
Figura 13. Transición geométrica durante la inversión de fase ⁹	17
Figura 14. Metodología de experimental para la evaluación de los geles-emulsión.....	18
Figura 15. Metodología general de experimentación	19
Figura 16. Diagrama celda visual evaluación para evaluación geles-emulsión	19
Figura 17. Diagrama equipo experimental evaluación gel-emulsión a alta temperatura y alta presión	20
Figura 18. Diagrama equipo evaluación gel-emulsión en empacamiento	21
Figura 19. Diagrama desplazamiento en núcleo a alta presión y alta temperatura	21
Figura 20. Microscopia muestra de roca	23
Figura 21. Núcleo naturalmente fracturado representativo del Campo “T”: T-13-F22	23
Figura 22. Tomografía Núcleo del Campo “T”: T-13-F22.....	24
Figura 23. No. CT máximo, mínimo y promedio del núcleo en estudio.....	24
Figura 24. Imagen digitalizada del núcleo.....	25
Figura 25. Cortes digitalizados del núcleo según los ejes	25
Figura 26. Diagramas Stiff & Davis.....	27
Figura 27. Estudio composicional aceite representativo del Campo “T”, T-16.....	28
Figura 28. Estructura química complejo supramolecular IMP-AMESUS-3100	29
Figura 29. Diagrama experimental para la generación de espumas.....	31
Figura 30. Espuma generada con calidad del 75%	32
Figura 31. Espuma generada con calidad del 80%	33
Figura 32. Espuma generada con calidad del 85%	33
Figura 33. Espuma generada con calidad del 90%	34
Figura 34. Espuma generada con calidad del 95%	34
Figura 35. Estabilidad física-química de la emulsión al 5%	36
Figura 36. Microscopia fluidos a 10X de aumento. Muestras tomadas en dos tiempos	37
Figura 37. Muestra de salmuera observada a través del microscopio @ 10X de aumento	37
Figura 38. Muestra de aceite observaba a través del microscopio @ 10X de aumento.....	38
Figura 39. Muestra de gel observada a través del microscopio @ 10X de aumento	38
Figura 40. Inversión de fase de la emulsión O/W para generar el Gel-Emulsión W/O.....	41
Figura 41. Comparativo físico de la emulsión y el gel-emulsión.....	42

<i>Figura 42. Arreglo estructural del gel-emulsión</i>	<i>43</i>
<i>Figura 43. Proceso de inversión de fase, generación de gel-emulsión</i>	<i>44</i>
<i>Figura 44. Flujo de Aceite y Salmuera en gel-emulsión</i>	<i>46</i>
<i>Figura 45. Datos de presión y movilidad durante la inyección de fluidos.....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 46. Inyección de fluidos (continuación)</i>	<i>48</i>
<i>Figura 47. Gel-emulsión al 5% efecto de la temperatura en la emulsión respecto al tiempo</i>	<i>49</i>
<i>Figura 48. Evolución del gel-emulsión en el tiempo @ 152°C y 2700 psi.....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 49. Flujo de aceite al sistema gel-emulsión/salmuera</i>	<i>51</i>
<i>Figura 50. Inyección de aceite al sistema gel-emulsión al 5%.....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 51. Desplazamiento del gel-emulsión por inyección de salmuera.....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 52. Gel-emulsión al 10%.....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 53. Gel-Emulsión a 10%.....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 54. Gel-emulsión @ 15% añejado 24 horas.....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 55. Repetición Gel-emulsión @ 15%.....</i>	<i>56</i>
<i>Figura 56. Empacamiento con roca del Campo "T": T-27.....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 57. Sistema saturado con Salmuera</i>	<i>59</i>
<i>Figura 58. Sistema con emulsión en proceso de inversión de fase</i>	<i>59</i>
<i>Figura 59. Flujo de aceite a través del medio poroso impregnado con gel-emulsión.....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 60. Flujo de salmuera a través del medio poroso impregnado con gel-emulsión.</i>	<i>63</i>
<i>Figura 61. Re-inyección de aceite al sistema en presencia de gel-emulsión y salmuera del Campo "T"</i>	<i>63</i>
<i>Figura 62. Presión y diferencial de presión generado por el desplazamiento de fluidos en el medio poroso ..</i>	<i>64</i>
<i>Figura 63. Comparativo de movilidades durante el desplazamiento de fluidos en empacamiento</i>	<i>65</i>
<i>Figura 64. Núcleo Naturalmente Fracturado acondicionado para prueba de desplazamiento</i>	<i>67</i>
<i>Figura 65. Inyección y desplazamiento de fluidos al núcleo naturalmente fracturado impregnado con gel-emulsión</i>	<i>70</i>
<i>Figura 66. Recuperado por desplazamiento de aceite</i>	<i>70</i>
<i>Figura 67. Recuperado por desplazamiento de salmuera</i>	<i>70</i>
<i>Figura 68. Comparativo de movilidades en núcleo naturalmente fracturado.....</i>	<i>71</i>

ÍNDICE DE TABLA

<i>Tabla 1. Características del Campo "T" (datos al 2012)</i>	6
<i>Tabla 2. Análisis Stiff & Davis Salmueras del Campo "T"</i>	26
<i>Tabla 3. Propiedades del aceite</i>	27
Tabla 4. Propiedades Aceite del Campo "T" 16	28
<i>Tabla 5. Emulsiones en estudio</i>	40
<i>Tabla 6. Granulometría para empacamiento</i>	57
<i>Tabla 7. Dimensiones empacamiento</i>	58
<i>Tabla 8. Caracterización empacamiento</i>	58
<i>Tabla 9. Caracterización núcleo</i>	68
<i>Tabla 10. Volúmenes y condiciones de saturación núcleo</i>	68

RESUMEN

Gran parte de la producción de petróleo en el mundo proviene de campos maduros que enfrentan día con día grandes retos para mantener los niveles de producción para atender la creciente demanda de recursos energéticos. Problemas como son el abatimiento de presión, excesiva producción de agua, producción de aceite emulsionado, depositación de sales tanto en sistemas de producción así como en la formación, disminuyen la vida productiva de los pozos al mismo tiempo que incrementan los costos operativos y de mantenimiento. Alrededor del mundo se han probado diversas técnicas para contrarrestar dichos problemas, entre ellas se puede mencionar: aplicación de espumas y geles así como geles preformados (PPG's), entre otros métodos, en zonas de alta conductividad para bloquear la canalización de agua. Estos métodos han sido aplicados, varios de ellos con éxito; sin embargo estas técnicas no siempre son funcionales y/o estables a condiciones extremas de salinidad y temperatura aunado a que se requieren de varias aplicaciones en campo. En México la canalización y producción de agua se presenta de forma recurrente, sus campos poseen características extremas: alta salinidad, alta temperatura, así como zonas con alto grado de fracturamiento y canalización lo que dificulta que técnicas, procesos, métodos así como productos químicos, etc. que han sido probados de forma exitosa en otros países no sean efectivos en campos mexicanos.

En este proyecto de tesis se presenta una nueva propuesta para el control de la movilidad de agua a partir de geles-emulsión que forman una barrera permeable selectiva, es decir, un gel-emulsión que permite el libre flujo del petróleo (aceite) al mismo tiempo bloquea la movilidad y canalización del agua, también evita la depositación de sales en el medio poroso. Dicho gel-emulsión es estable y funcional a altas concentraciones de cationes divalentes: Calcio (Ca^{2+}), Magnesio (Mg^{2+}) entre otros; salinidades de hasta 400,000 ppm STD; temperaturas de hasta 150°C y presiones de hasta 3000psi.

La evaluación y estudio del gel-emulsión consistió, en primera instancia, en corroborar la estabilidad a condiciones de 152°C y 2700 psi, simultáneamente se comprobó su capacidad como barrera selectiva en presencia de roca representativa del Campo en estudio. El gel-emulsión mostró disminuir la movilidad del agua en tanto que incrementa favorablemente la movilidad del petróleo en el medio. La producción de agua durante las pruebas realizadas fue prácticamente nula, con lo cual se corroboró la efectividad del Gel-Emulsión como agente bloqueante al agua y permeable al aceite.

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

La industria petrolera, a nivel mundial, enfrenta grandes retos para atender la creciente demanda energética. Se estima que alrededor del 70% de los hidrocarburos que se producen actualmente provienen de campos maduros algunos con más de 30 años de producción^{1,2}. En su gran mayoría se requiere de la aplicación de tecnologías y/o métodos EOR, por sus siglas en inglés (Enhanced Oil Recovery); para extender la vida productiva de los campos así como para combatir los diversos problemas que presentan, por mencionar algunos: abatimiento de presión, depositación de sales así como excesiva producción de agua.

La excesiva producción de agua, es una problemática que va en aumento. Esta ocasiona disminución en la producción de petróleo y gas al mismo tiempo que incrementa drásticamente costos tanto operativos como de mantenimiento, entre muchos otros. En casos severos propicia, de forma prematura, el cierre, abandono y pérdida de pozos productores. Se estima que la industria petrolera gasta más de \$50 mil millones de dólares en el manejo y disposición del agua producida³. En la Figura 1 se muestra cómo los costos derivados de la producción de agua: descarga, transporte, tratamiento, re-inyección; se incrementan año con año mientras que la producción de petróleo se mantiene en los mismos niveles. En ese dato aún falta considerar el incremento de costos debido a efectos como son: factores hidrostáticos, flujos preferenciales, migración de finos, capacidad de manejo y disposición, pérdidas debido al entrapamiento de hidrocarburos, daño a la formación, cierre, abandono, corrosión en tuberías, formación de emulsiones, taponamientos debido a incrustaciones⁴.

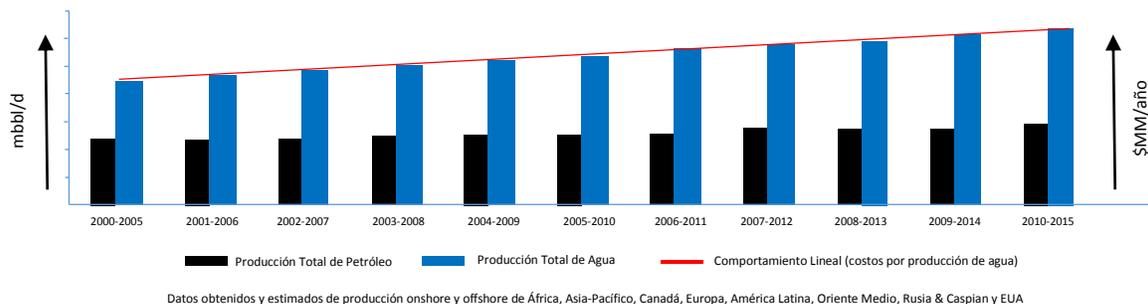


Figura 1. Producción y costos por producción de agua³

Para contrarrestar dicha situación, se han desarrollado y aplicado diversos métodos, tanto mecánicos como químicos, con el objetivo de disminuir, controlar y/o erradicar los altos cortes de agua y los problemas que de ésta se derivan. Entre estos métodos se pueden mencionar: cementos, geles poliméricos, geles base silicato, geles entrecruzados, modificadores de permeabilidad relativa (RPM), geles particulados (PPG's), microgeles, resinas, elastómeros, biopolímeros, geles espumados, expandibles, aisladores en el estrangulador, separadores de agua en fondo de pozo, sellos mecánicos, etc.

En numerosos países se han aplicado en conjunto dichas técnicas con resultados favorables, controlando la canalización de agua, diversificando su flujo hacia zonas no contactadas lo que repercutió favorablemente en el incremento, en la mayoría de los casos, de la producción de petróleo. Por mencionar algunos ejemplos:

En el campo fracturado Huoshaoshan, en China. En el año 2005 se aplicó un tratamiento de gel-espumado disminuyendo el corte de agua en un 70% e incrementando la producción de petróleo de 1.5m³/día a 5.8 m³/día. Después de varias aplicaciones de gel-espumado en el pozo, en el año 2006 el corte de agua disminuyó y la producción de petróleo incrementó a 11.8 m³/día, con lo cual se pudo considerar como una intervención y tratamiento para control de agua favorable. Anteriormente se habían realizado tratamientos químicos. En Febrero de 1996 alcanzó un corte de agua del 94%, después de un tratamiento para control de agua, esta se redujo al 9%. Sin embargo el corte incrementó rápidamente a 50%. Para septiembre de 1999 el corte de agua se elevó a 90%. Se aplicaron de nueva cuenta tratamientos en Octubre de 1999, Mayo del 2000 y Septiembre de 2002 sin embargo dichos tratamientos no tuvieron ningún efecto favorable, la producción de petróleo disminuyó ligeramente ya que el tratamiento causó daño en la zona productora de petróleo. Posteriormente se realizó un tratamiento ácido para contrarrestar los daños que causó dicho tratamiento, sin embargo no funcionó. La producción de agua de nueva cuenta incrementó a más del 80%⁵.

El campo Zhongyuan, en China, se aplicó el tratamiento de PPG (geles particulados). El agua producida provenía del agua de inyección (método de recuperación secundaria) debido a que los pozos tanto productores como inyectoros estaban conectados (por extrema heterogeneidad vertical y areal) lo que generó un corte de agua de más del 85%. Después de la aplicación de tratamiento de PPG el corte de agua disminuyó sólo a 70% pero se incrementó la producción de petróleo pasando de 40 ton/día a 439.8 ton/día. Otra aplicación de PPG se realizó en el campo Daqing, cuatro pozos productores estaban conectados a un pozo inyector (heterogeneidad areal), el corte de agua era superior al 90%. Después de la aplicación del tratamiento de PPG el corte de agua disminuyó en 8% pero incrementó la producción de petróleo en alrededor de 17,592 barriles⁵.

En Arabia Saudita, se han empleado geles rígidos, geles con entrecruzante inorgánico para el bloqueo de zonas de alta conductividad (súper-K), matriz/fractura; así como aisladores inflables en pozos tanto verticales como horizontales, así mismo se han realizado investigaciones en laboratorio de sellantes-inteligentes (Smart-Sealant) para zonas súper-K y fracturas. Reduciendo el corte de agua e incrementando la producción de petróleo.^{6,7,8}

En México, también se han realizado varios tratamientos para control de agua. En el campo carbonatado y naturalmente fracturado Cantarell se aplicaron, en conjunto, un polímero entrecruzado OCP por sus siglas en inglés Organically Crosslinked Polymer; y el sistema RMS Rigid-Setting-Material. El sistema OCP formado por Acrilamida-Ter-butil-acrilato (PATBA) entrecruzado con Polietilenamina (PEI) penetra en la matriz o en las fracturas. En tanto el sistema RSM es un sistema rígido tipo cemento, este se coloca posterior al OCP para evitar su desplazamiento y daño a la formación. El tratamiento se aplicó en 4 pozos, uno de ellos con más cerca de 20% de corte de agua, en todos estos disminuyó a menos del 1%.⁹

Otra prueba que se realizó en Cantarell fue empleando microcemento con un acelerador en solvente miscible. En presencia de agua de formación se hidrata y fragua, pero en contacto con petróleo éste permanece en estado líquido, fluye después del tratamiento sin causar daño a la formación. Antes del

tratamiento el pozo en estudio producía 710 BWPD con un corte de agua del 71% y una producción de petróleo de 290 BOPD. Después del tratamiento la producción de petróleo se elevó 260% alcanzando una producción de 1054 BOPD, el corte de agua disminuyó a 5%.¹⁰

Estos son solo algunos ejemplos de la aplicación de técnicas y métodos para el control de agua. Como se mencionó anteriormente, en México se han realizado algunas pruebas con resultados satisfactorios, sin embargo aún existen muchos campos con altos cortes de agua en los cuales aún no se ha aplicado ningún tratamiento. Los métodos que sean propuestos, para controlar el flujo excesivo de agua, deben tolerar y funcionar con forme a las características de estos: alta temperatura, alta salinidad, carbonatados, naturalmente fracturados, alta canalización, acuíferos activos, etc.

Dada esta situación, se desarrolló el presente trabajo de tesis. Este está enfocado en una nueva propuesta para el control de la movilidad del agua a partir de emulsiones altamente concentradas o también llamadas geles-emulsión, al mismo tiempo que se busca inhibir la formación de depósitos o incrustaciones tanto en el medio poroso así como también en las tuberías de producción.

Es importante mencionar que el tema desarrollado y presentado en este proyecto de tesis se derivó de la investigación de espumas. Durante la experimentación de estas, la solución de la cual se generaban las espumas (una emulsión o/w) formó un sub-producto que comúnmente se le conoce como: **“Gel-Emulsión”**, mismo que presentó características y propiedades totalmente diferentes a las espumas. Presentaba comportamiento viscoelástico, absorbía-desorbía la fase oleosa y podía, a su vez, repeler la fase agua (fase inorgánica). Debido a ese “fortuito” suceso que se presentó, se enfocó la investigación, desarrollo y experimentación de “Geles-Emulsión” para el control de la movilidad del agua.

En los capítulos siguientes se indica y detalla el campo o zona de interés, así como el desarrollo experimental.

Nota:

El campo en estudio mencionado y descrito en el presente escrito se denominará como: Campo “T”.

CAPÍTULO 2. ANTECEDENTES

El Campo "T" se ubica en la planicie costera del Golfo de México, Figura 2. Este campo incorpora reservas de hidrocarburos a partir del 2005 de rocas del Cretácico Superior Inferior, así como del Jurásico Superior Kimmeridgiano, en formaciones productoras en el área. El pozo-1 (T-1) del Campo "T" se terminó como productor de aceite ligero en rocas del Cretácico en el Albiano-Cenomaniano y alcanzó una profundidad desarrollada de 5,810 metros.

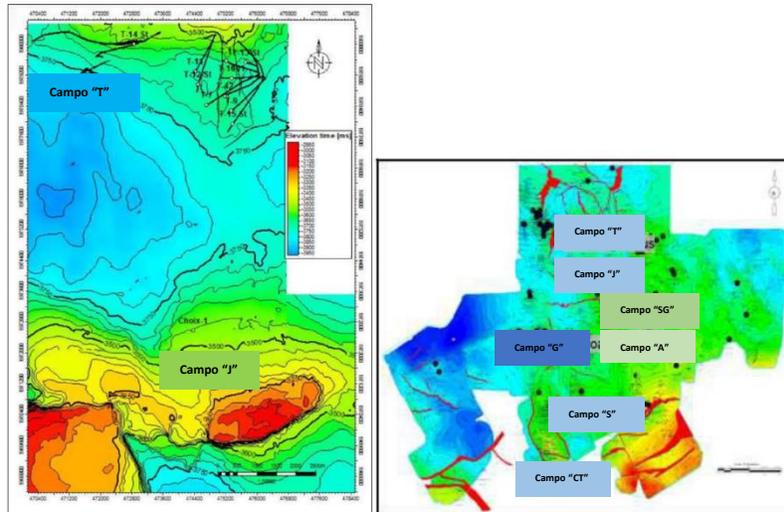


Figura 2. Ubicación del Campo "T"

La estructura que conforma el yacimiento corresponde a un anticlinal orientado en dirección oeste a este. El anticlinal presenta cierre por buzamiento de las capas al sur y al este, en donde una falla inversa lo separa de un campo aledaño, mientras que al Noreste está limitado por una falla inversa y al noroeste por una falla normal. La columna geológica comprende rocas que corresponden a edades que van desde el Cretácico (Albiano-Cenomaniano) hasta el Plioceno-Pleistoceno; la secuencia productora se encuentra en el cretácico superior en dolomías intercaladas con calizas sobreyacidas por rocas cenozoicas formadas de lutitas y arenisca. La presencia de un cuerpo de sal a nivel Cenozoico obligó a perforar en forma direccional este campo encontrando la secuencia sedimentaria normal, Figura 3 y Figura 4.

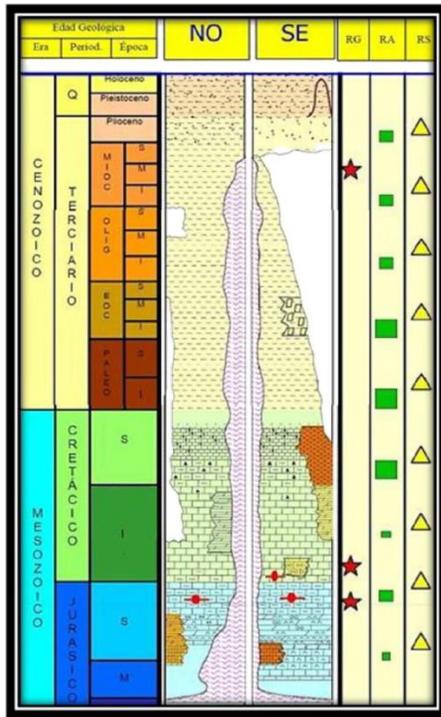


Figura 3. Litología del Campo "T"

Campo "T" Columna Geológica								
Edad	Formación o Yacimiento	Programa			Real			Observaciones
		TVDSS (mvsnm)	MD (mdbmr)	ESPESOR	TVDSS (mvsnm)	MD (mdbmr)	ESPESOR	
Plio-Pleistoceno	---	Aflora	Aflora	2799	Aflora	Aflora	2830	
Mioceno	---	2799	2840	662	2830	2877	235	
Mioceno Inferior	---	---	---	---	3065	3150	305	Por Paleontología
Oligoceno	---	3461	3650	256	3370	3545	579	Por paleontología
Eoceno	---	3717	3980	119	3949	4290	972	Por paleontología
Paleoceno	---	4916	5455	212	4921	5425	135	Por correlación
Cretácico Superior	Méndez	5128	5680	216	5056	5600	252	
	San Felipe	5344	5910	80	5308	5864	100	Por correlación
	Agua Nueva	5424	5995	65	5408	5970	86	
Cretácico Medio	---	5489	6065	---	5494	6060	75	
Prof. Programada		5580	6162	---	5569	6140	---	

Figura 4. Columna geológica referida a profundidades

En el área de este yacimiento, la roca generadora de hidrocarburos corresponde a sedimentos arcillo-calcáreos de edad Jurásico Superior Titoniano, la roca almacén está constituida por rocas carbonatadas del Cretácico (Albiano-Cenomaniano) consisten principalmente de dolomías fracturadas de color gris oscuro. La trampa es de tipo estructural y corresponde al bloque adyacente, separada de éste por una falla inversa combinada con la presencia de intrusiones salinas en el área. La trampa está dividida internamente en dos bloques por el efecto de una falla normal que presenta una orientación de suroeste a noreste, con caída hacia el norte, la roca sello está constituida por margas de edad Cretácico Superior y lutitas calcáreas del Cenozoico, principalmente las correspondientes al Mioceno, que se encuentran intercaladas dentro de esta secuencia.

El yacimiento lo constituyen dolomías fracturadas del Cretácico (Albiano-Cenomaniano). La porosidad promedio es de 5.0% y la saturación de agua es del orden de 8.0%. La producción inicial medida fue de 3,559 barriles por día de aceite volátil de 42 grados API y 9.9 millones de pies cúbicos de gas por día. El volumen original 3P es de 195.60 millones de barriles de aceite y de 524.30 miles de millones de pies cúbicos de gas. Las reservas probadas ascienden a 3.70 millones de barriles de aceite y 9.90 miles de millones de pies cúbicos de gas, mientras que las reservas 2P alcanzan 34.40 millones de barriles de aceite y 92.50 miles de millones de pies cúbicos de gas. Las reservas totales ascienden a 47.20 millones de barriles de aceite y 126.30 miles de millones¹¹ de pies cúbicos de gas, que en conjunto equivalen a 77.60 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En la *Tabla 1* se muestra un resumen de las características del Campo "T".

Tabla 1. Características del Campo "T" (datos al 2012)

Particularidad	Dato
Inicio de producción	2008
Pozo (s) exploratorios	1 (T-101)
Pozos perforados	10
Pozos productores	8
Pozos cerrados	2
Máxima producción de aceite	18.7 mbpd (2012)
Máxima producción de gas	5 mmpcd (2012)
Producción acumulada de aceite	15.5 mmbbl
Producción acumulada de gas	46.2 mmmpc
Factor de recuperación Aceite	6.1%
Factor de recuperación Gas	6.9%
Volumen original aceite 3P	195.6 mmb
Volumen original gas 3P	524.30 mmmpc
Producción de actual aceite	18.7 bpd
Producción actual gas	61.5 mmpcd
Tipo de fluido	Aceite volátil de alto encogimiento
Densidad del aceite	42 °API
RGAI	520 m ³ /m ³
Presión inicial	536 kg/cm ²
Presión de saturación	364 kg/cm ²
Presión actual	498 kg/cm ²
Temperatura	152°C
Formaciones productoras	KS-AN; KS y KM
Tipo de yacimiento	Naturalmente fracturado
Roca	Calcitas y Dolomías
Porosidad	5%
Permeabilidad	22-650 mD
Espesor neto	70-100 m
Profundidad	5,600 m

CAPÍTULO 3. PLANTEAMIENTO DE LA PROBLEMÁTICA

CASO PRÁCTICO

Dadas las características del Campo “T” y debido a su alto fracturamiento se conecta a las zonas salinas que lo rodean, como se muestra en la Figura 5, bajo esta circunstancia se presenta alta canalización de agua congénita (formación) altamente salina con valores cercanos a los 400,000ppm STD, esta posee tendencia a la precipitación de sales tales como Calcio (Ca^{+2}), Magnesio (Mg^{+2}) entre otras, provocando daño no sólo a la formación sino también a las tuberías de producción lo que a corto y largo plazo incrementa los costos de mantenimiento y operación de los pozos y en algunos casos propicia el cierre y pérdida de pozos productores.

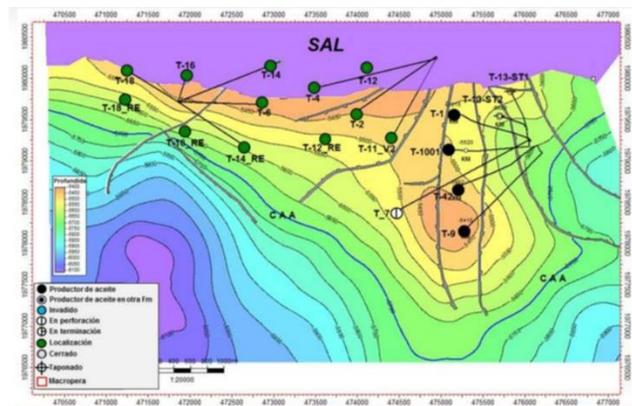


Figura 5. Plano estructural del Campo “T”

En el año de 2009 el corte de agua era aproximadamente de 2% en los 8 pozos productores en ese entonces, conforme pasó el tiempo se incrementó tanto la producción de gas así como de petróleo alcanzado para el año 2012 un acumulado de 46.2 mmmpc y 15.5 mmb respectivamente, así también se incrementó el corte de agua alcanzando para el año 2012 el 30%, alrededor de 800bpd¹², como puede apreciarse en la Figura 6.

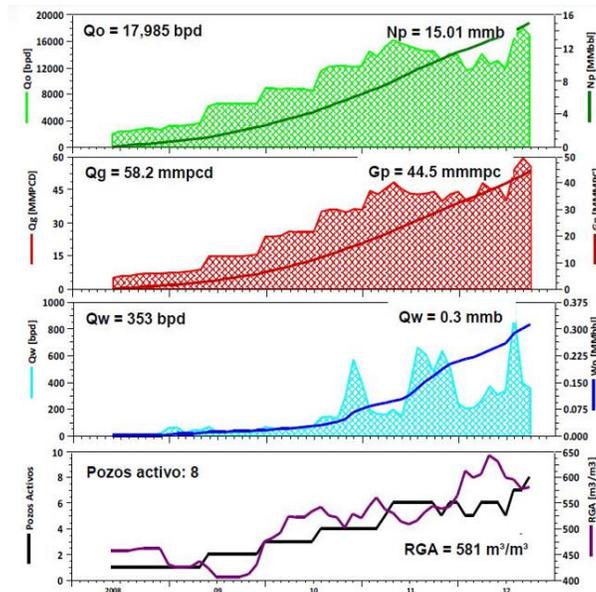


Figura 6. Comportamiento de producción

Un ejemplo de las afectaciones que se presentaron en los pozos del campo “T” debido al incremento del corte de agua es el de los pozos que se definirán para este escrito de tesis como: “T-1” y “T-1001”. En el primero, como se muestra en la Figura 7, al comienzo de producción el corte de agua era menor al 2% bajo esta condición no se afectó ni alteró el diámetro del estrangulador* ni la tubería de producción, este conservó sus dimensiones ($1\frac{1}{16}$ pulg aproximadamente). Fue hasta mediados del 2011 que se incrementó drásticamente la producción de agua alcanzado un corte del 20% misma que presentó una salinidad cercana a los 340,000 ppm STD; en este punto el diámetro del estrangulador disminuyó a $\frac{5}{8}$ pulg y fue decreciendo gradualmente hasta que alcanzó un valor mínimo de $\frac{3}{8}$ pulg para abril del 2012; en ese mismo lapso de tiempo la presión en la tubería de producción pasó de 170 a 240 kg/cm² aproximadamente; el corte de agua se mantuvo oscilando entre 20% hasta más del 40%, la salinidad de las muestras de agua indicaron que éstas de igual forma oscilaron entre rangos de 200,000 ppm hasta 350,000ppm STD. Dicha problemática llevó a que el pozo fuera intervenido para remoción de incrustaciones por métodos mecánicos para posteriormente abrirlo a producción, sin embargo el problema persistió debido a las características del campo (al ser naturalmente fracturado) la alta canalización de agua de alta salinidad a través de las fracturas así como alta temperatura (152°C) y alta presión¹².

(* Los datos relacionados a la reducción del diámetro del estrangulador fueron proporcionados por personal técnico del Campo “T” para el proyecto de investigación H.61001 desarrollado en el IMP).

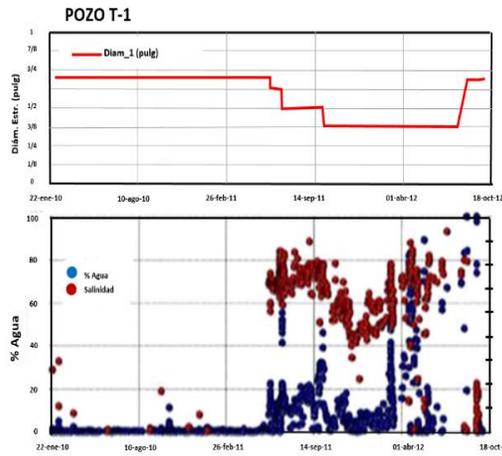


Figura 7. Datos en la tubería de producción del Pozo T-1

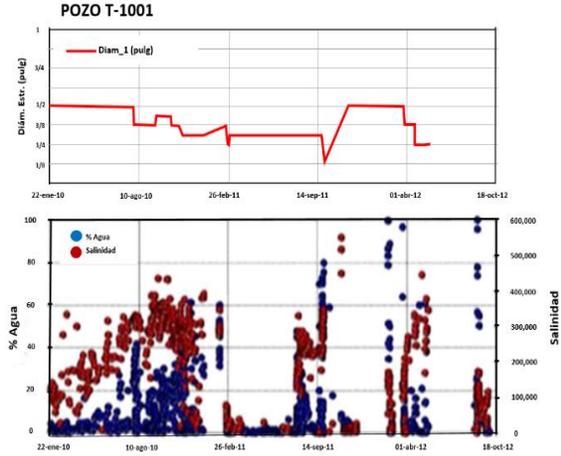


Figura 8. Datos en la tubería de producción del Pozo T-1001

Lo mismo ocurrió en el pozo “T-1001”, Figura 8. Inició operaciones en el año 2010 con un corte de agua aproximadamente de 5% y salinidad mayor a las 100,000ppm STD, para agosto de ese mismo año el corte de agua incrementó hasta más del 40% con una salinidad entre rangos de 250,000 a 360,000 ppm STD aproximadamente, para ese entonces el diámetro del estrangulador pasó de $\frac{1}{2}$ pulg a $\frac{3}{8}$ pulg, hasta caer a un valor mínimo de $\frac{1}{4}$ pulg; por varios meses el problema de incrustaciones en tubería persistió. El pozo fue cerrado para retiro de las mismas y fue reabierto hacia febrero del 2011. Para esa fecha el diámetro del estrangulador era ligeramente mayor a $\frac{1}{4}$ pulg mismo que se mantuvo por varios meses en los cuales también el corte de agua se mantuvo en valores menores al 5%, para septiembre de ese mismo año de nueva cuenta aumentó drásticamente el corte de agua hasta alcanzar el 80% con salinidades de hasta 350,000ppm STD para ese entonces el diámetro del estrangulador alcanzó su medida más baja: $\frac{1}{8}$ pulg. El pozo fue cerrado para, de nueva cuenta, realizar limpieza al sistema de producción y restaurar el diámetro del estrangulador ($\frac{1}{2}$ pulg). El pozo se reabrió a producción para abril del 2012 sin embargo el problema permaneció debido a la constante canalización y producción de agua de alta salinidad, formación de incrustaciones inorgánicas en el estrangulador y tubería de producción. En ambos casos tanto el pozo T-1 y T-1001 fueron cerrados y abandonados.

El tipo de incrustaciones que se generan en la tubería de producción y estrangulador son principalmente de CaCO_3 , en la Figura 9 se muestra un ejemplo de los depósitos que se formaron en las tuberías y en el estrangulador. Se han llevado a cabo varios proyectos para disminuir y/o erradicar el problema de incrustaciones en las tuberías, entre ellos se pueden mencionar una prueba tecnológica, desarrollada en conjunto por las empresas Pemex (PEP)-Weatherford-APMM, en la cual a través de la inducción de un campo magnético sobre la tubería misma que actúa a nivel molecular inhibiendo la depositación de sales en las superficies metálicas. Esta frecuencia electromagnética hace que los cationes y aniones estén separados en vibraciones suspendidas homogéneamente lo que con lleva a que dichos sólidos sean arrastrados durante la producción¹².



Figura 9. Incrustación en tuberías

JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

El problema de canalización de agua y depositación de sales en el campo del Campo “T” es recurrente ocasionando a corto y largo plazo no solo la disminución y retraso de producción sino también grandes costos operativos. Aunque, como se ha comentado anteriormente, se han propuesto y en algunos casos probado varias tecnologías para disminuir y/o erradicar dicha situación, a la fecha no se ha podido contrarrestar la misma.

El presente trabajo de tesis se enfoca en proponer el análisis y beneficios de un nuevo tratamiento químico, que actúe no sólo como una barrera selectiva que permita el flujo libre del aceite e impida la canalización de agua principalmente hacia las tuberías de producción sino también impidiendo la interacción y formación de cristales que generan incrustaciones en la misma. El producto químico: IMP-AMESUS-3100 actúa, entre muchos otros beneficios, evitando la interacción entre cationes y aniones impidiendo la nucleación, crecimiento y formación de cristales.

OBJETIVO

Controlar la canalización y movilidad del agua de alta salinidad (agua congénita o de formación) a través de un sistema químico denominado: **Gel-Emulsión**, con lo cual se pretende evitar el flujo de dicha agua hacia las tuberías de producción impidiendo a su vez la formación de incrustaciones inorgánicas.

CAPÍTULO 4. ESTADO DEL ARTE

INCRUSTACIONES¹³

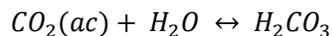
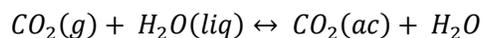
Las incrustaciones pueden presentarse como una capa espesa adherida a las paredes interiores de las tuberías. Con frecuencia tiene varios centímetros de espesor y presenta cristales de hasta 1cm o más. Uno de los efectos inmediatos debido a la formación de incrustaciones es la reducción de la tasa de producción, ya que aumenta la rugosidad de la superficie del tubo y reduce el área de flujo. Por lo general las incrustaciones incluyen capas de asfaltenos o de cera; las capas de incrustaciones que se encuentran más cercanas a la tubería pueden contener sulfuros de hierro, carbonatados o productos corrosivos.

El agua por naturaleza puede disolver distintos componentes cuando contactan fases minerales en su estado natural. Esto da lugar a fluidos complejos, ricos en iones, algunos de los cuales se encuentran en su límite de saturación para ciertas fases minerales. El agua que se encuentra en zonas profundas se enriquece con iones mediante la alteración de los minerales sedimentarios. El agua que se encuentra en los yacimientos carbonatados y areniscas cementadas con calcita por lo general contiene una gran cantidad de cationes divalentes de Calcio (Ca^{+2}) y Magnesio (Mg^{+2}). Con frecuencia los fluidos que se encuentran en una formación de areniscas contienen cationes de bario (Ba^{+2}) y Estroncio (Sr^{+2}). En las aguas congénitas o de formación el total de sólidos disueltos puede alcanzar, y en algunos casos superar, los 400,000 ppm de STD. La composición exacta tiene una compleja dependencia de la diagénesis de los minerales y de otros tipos de alteraciones que se producen a medida que los fluidos de la formación fluyen y se mezclan en el transcurso del tiempo geológico.

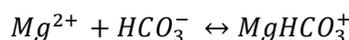
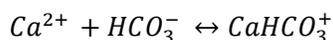
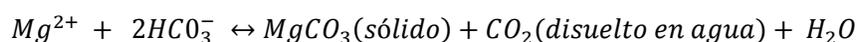
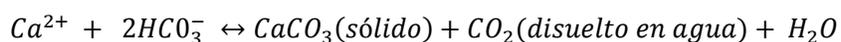
La mayor parte de las incrustaciones que se encuentran en los campos petroleros se forman por precipitación de minerales presentes en el agua de formación, o bien como resultado de que el agua producida se sobresatura de componentes minerales cuando dos aguas incompatibles se encuentran en el fondo de pozo. La formación de las incrustaciones comienza cuando se perturba el estado de cualquier fluido natural de tal forma que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes. Esta a su vez se ve influenciada por factores como son: temperatura, presión, presencia y liberación de gases tales como el CO_2 y H_2S , cambios en el pH, composición iónica del agua de formación, mezcla de corrientes de aguas incompatibles, etc.

Dados estos factores, y los cambios que se derivan de ellos, se establece un nuevo equilibrio químico con el cual se genera la precipitación de componentes. A continuación se muestra brevemente las reacciones químicas que se presentan para la formación y depositación de carbonatos^{14,15,16}:

Un cambio en la presión (disminución de la presión) libera el CO_2 presente en el medio, provocando a su vez un incremento en el pH¹⁷. El CO_2 puede permanecer disuelto en el agua y/o en forma de gas. En contacto con agua (H_2O) genera bicarbonato HCO_3^- así como un ion hidrógeno H^+ . El CO_2 disuelto en el agua genera el ácido carbónico H_2CO_3 .



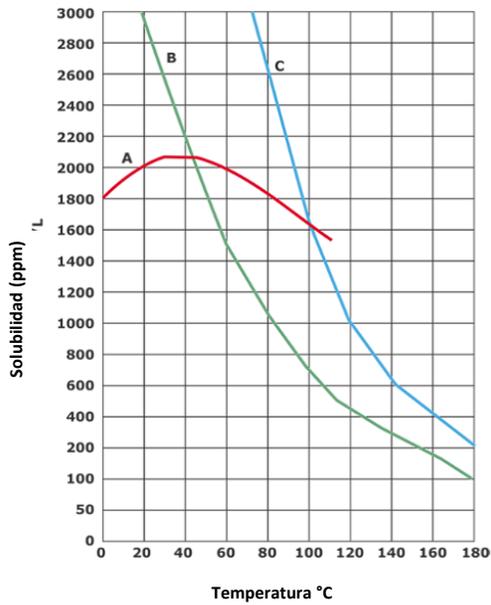
El ácido carbónico, al ser un ácido débil, se disocia en el agua, formando iones hidrógeno (H^+) cargados positivamente, así como Bicarbonato HCO_3^- de carga negativa. Este último interacciona con el Ca^{+2} y el Mg^{+2} presentes en el medio, propiciando así la precipitación del carbonato de calcio y/o carbonato de magnesio, entre otros subproductos.



La formación y crecimiento de los cristales formados a partir de dichas reacciones químicas se debe a un proceso llamado nucleación, mismo que se detallará más adelante.

Algunos de los principales depósitos (incrustaciones) que se forman en el yacimiento así como en los sistemas de producción son: Carbonato de Calcio $CaCO_3$; Carbonato de Magnesio $MgCO_3$; Sulfatos de Bario, Estroncio y/o Calcio $BaSO_4$, $SrSO_4$; $CaSO_4$, Halita $NaCl$, entre otros. La solubilidad de los depósitos formados, al igual que cuando se generaron, se ven influenciados por la temperatura, presión, acidez. Por lo general, el incremento de la temperatura provoca el aumento de la solubilidad de la mayoría de los minerales en el agua: más iones se disuelven a temperaturas elevadas. De forma similar al descender la presión, la solubilidad tiende a disminuir.

Para algunos minerales como el $CaCO_3$, $CaSO_4 \cdot 2H_2O$ (Yeso), $CaSO_4$ (Anhidrita), etc., el efecto es inverso, al incrementar la temperatura la solubilidad de dichos minerales disminuye, en la Figura 10 se muestra la solubilidad de algunos minerales con la temperatura. La solubilidad de los carbonatos aumenta a medida que disminuye la acidez del fluido, el CO_2 como el H_2S a altos niveles de presión generan suficiente acidez pueden evitar y/o solubilizar las incrustaciones. Por lo tanto el agua de formación al estar en contacto con la roca carbónica y los gases ácidos, puede ser rica en carbonatos disueltos.



- A) $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$
- B) CaSO_4
- C) $\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$

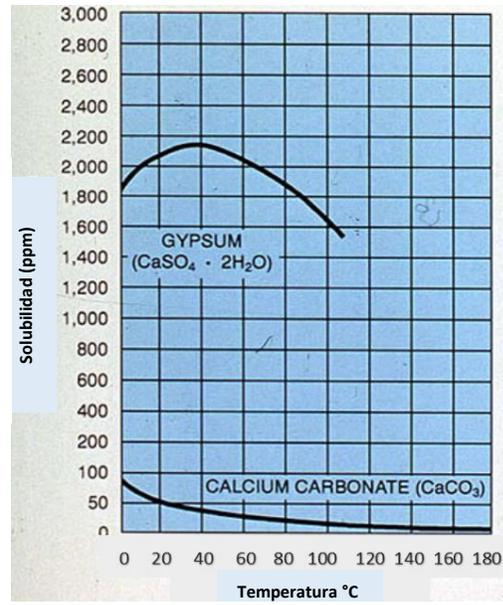


Figura 10. Solubilidades de minerales respecto a la temperatura^{18,19}

NUCLEACIÓN¹³

El primer desarrollo dentro de un fluido saturado es la formación de grupos de átomos inestables, proceso denominado nucleación homogénea. Los grupos de átomos que forman pequeños cristales, se les conoce también como semilleros de cristales, son provocados por fluctuaciones locales en el equilibrio de la concentración de iones en las soluciones sobresaturadas, por ejemplo las aguas congénitas o de formación. Los cristales crecen por adsorción de iones sobre las imperfecciones de las superficies de los cristales con lo cual aumenta el tamaño del cristal. La energía necesaria para que el cristal crezca proviene de una reducción de la energía libre superficial del cristal, que disminuye rápidamente a medida que aumenta el radio, una vez que ha superado un cierto radio crítico. Esto implica que los cristales grandes tienden al continuo crecimiento los cristales pequeños pueden redisolverse. Por lo tanto, dado un cierto grado de sobresaturación, la formación de cualquier semillero de cristales va a favorecer el aumento del crecimiento de incrustaciones minerales. El semillero de cristales, actúa como un catalizador de la formación de incrustaciones.

En la nucleación heterogénea, el crecimiento de cristales tiende a iniciarse sobre una superficie preexistente que se encuentre en contacto con los fluidos, esta puede tener defectos en la superficie, rugosidad, asperezas, juntas y/o costuras en las tuberías, la turbulencia también puede ser un catalizador para el depósito de sedimentos.

EMULSIONES

Las emulsiones son sistemas dispersos conformados por dos líquidos inmiscibles. Gotas de líquido, que constituyen la fase dispersa, se encuentran difundidas en un medio líquido denominado fase continua. Existen varios tipos de emulsiones: aceite en agua (O/W), agua en aceite (W/O), aceite en aceite (O/O). Para dispersar dos líquidos inmiscibles entre sí, se requiere de un tercer componente denominado emulsificante²⁰ o surfactante. Los surfactantes se caracterizan por tener en la misma estructura molecular un grupo polar o hidrofílico así como una cola o parte hidrofóbica. Pueden clasificarse de acuerdo a la naturaleza del grupo polar en la cabeza: No-iónicos (neutros, sin carga); Catiónicos (carga positiva), Aniónicos (carga negativa), Anfotéricos o Zwitterionicos (carga positiva y negativa).²¹

Existen varios tipos de clasificación para las emulsiones, por mencionar algunas: por tamaño, por tipo de surfactante, por tipo de emulsión, etc. El diagrama de Winsor es uno de los métodos que se emplean determinar y clasificar el tipo de emulsión^{22, 23} :

Winsor-I: A bajas temperatura el surfactante es preferencialmente soluble en agua, en una mezcla ternaria: entre la fase oleosa u orgánica (aceite) la fase inorgánica (agua) y el surfactante se genera una emulsión O/W (aceite en agua). Bajo esta condición la curvatura espontánea, arreglo y posición de la estructura del surfactante, es positiva; como se muestra en la Figura 11. El grupo químico en la cabeza del surfactante se une o contacta a la fase inorgánica (fase agua), mientras que las colas del mismo se orientan a la fase oleosa. Este tipo de emulsión se encuentra en equilibrio con la fase inorgánica (agua) en exceso.

Winsor-II: En una mezcla ternaria: fase oleosa (aceite), fase inorgánica (agua) y surfactante que es soluble en agua, genera una emulsión O/W, al someterla a un incremento súbito y brusco de temperatura, la cabeza polar del surfactante se “deshidrata” con lo cual ahora se vuelve soluble en aceite. La temperatura a la cual ocurre este proceso, se denomina Temperatura de Inversión de Fase o por sus siglas en inglés PIT (Phase Inversion Temperature).

La curvatura de la estructura del surfactante cambia a negativa, se “autoarregla” generando micelas inversas. Ahora la fase continua es el aceite y la fase dispersa es el agua. La mezcla ternaria generada forma una emulsión W/O misma que se encuentra en equilibrio con la fase acuosa en exceso, Figura 11.

Winsor-III: En una mezcla ternaria, a la temperatura PIT, el surfactante está “equilibrado” en el medio. El arreglo o curvatura que presenta su estructura química es cercana a cero. En este tipo de emulsión se tienen 3 fases: una fase bicontinua o líquido cristalino en equilibrio con la fase aceite y la fase agua. A esta temperatura se generan ambos tipos de emulsión O/W y W/O mismas que coalescen rápidamente, Figura 11.

El método PIT explica el hecho de que la afinidad del surfactante, y de ahí el tipo de emulsión, puede ser cambiado por la temperatura. Una emulsión W/O es primero preparado a alta temperatura y cuando es rápidamente enfriado por debajo de la temperatura PIT obtiene una emulsión O/W sin necesidad de agitación. Cerca del PIT, la tensión interfacial disminuye drásticamente promoviendo la fragmentación o coalescencia de las gotas. De ahí, las emulsiones resultantes frecuentemente presentan tamaños de

gotas pequeñas en el orden de menos de 1micrometro. El proceso de cambio de la PIT debe ser lo suficientemente rápido para evitar la desestabilización y así lograr una buena estabilidad cinética.

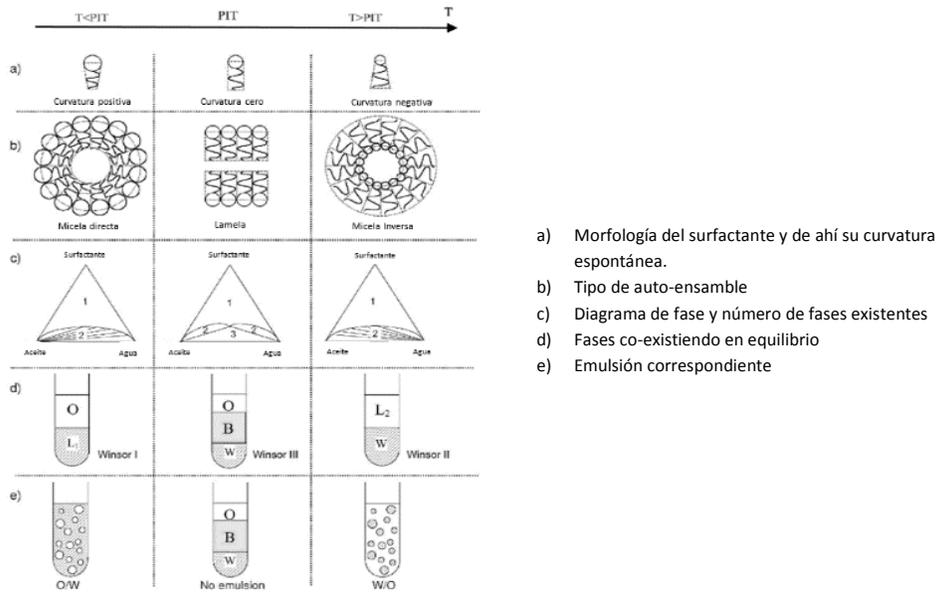


Figura 11. Configuración de emulsiones²²

Las emulsiones y microemulsiones han sido empleadas en procesos de recuperación mejorada EOR. Las microemulsiones, por ejemplo, han sido utilizadas como una eficiente técnica para reducir la tensión interfacial del aceite-agua.²⁴ Así también se han desarrollado emulsiones estabilizadas en partículas de Dióxido de Carbono en agua y agua en Dióxido de Carbono para tratamientos EOR, con el fin de que esta emulsión libere el aceite pesado, entrampado en el medio poroso reduciendo su viscosidad e incrementando la movilidad.²⁵

INVERSIÓN DE FASE

Los surfactantes son comúnmente empleados para formular-estabilizar emulsiones de alta concentración de fase interna por sus siglas en inglés HIPREs (High Internal Phase Ratio Emulsions) también conocidas como emulsiones altamente concentradas. Se realiza a través del método conocido como *inversión de fase*. Las HIPREs están conformadas por dispersiones de al menos dos líquidos inmiscibles en los cuales la fracción volumen de la fase dispersa es mayor al 74% (0.74). Las propiedades de estas soluciones residen en que las gotas que las conforman pueden deformarse, presentan altas viscosidades, tienen estructura poliédrica; microscópicamente son similares a las espumas. Bajo condiciones particulares muestran propiedades viscoelásticas y plásticas mismas que son características de los geles por lo que también se les conoce como: gel-emulsión²⁶.

La inversión de fase puede ser suscitada por cambios de temperatura en el sistema, por el cambio de la fracción volumen de las fases, por la adición de sales o por determinados rangos de flujo. Este proceso

es definido, en ocasiones, como un evento catastrófico debido a que la solución sufre cambios súbitos y dramáticos en la morfología causada por un cambio gradual en las condiciones experimentales²⁷. En el proceso de transición, para lograr la inversión de fase, diferentes sistemas son formados: microemulsiones, micelas, fases bicontínuas, multiemulsiones, fases líquidas lamelares, geles; esto ocurre dependiendo de la relación entre los componentes (agua/surfactante/aceite)²⁸. Algunos investigadores señalan que al incrementar la temperatura, algunos surfactantes no-iónicos, principalmente, se vuelven más hidrofílicos permitiendo así un cambio en la configuración y arreglo estructural promoviendo la inversión de fase²⁹. Como se mencionó anteriormente, la cabeza polar del surfactante se deshidrata, con lo cual el surfactante se vuelve más soluble en aceite.

Las propiedades hidrofílicas-lipofílicas de los surfactantes no-iónicos son ampliamente influenciadas por la temperatura debido a cambios en la configuración. La cadena etoxilada de este tipo de surfactantes cambia de hidrofílico a lipofílico con el incremento de la temperatura. A bajas temperaturas dichos surfactantes se disuelven en agua como micelas y el aceite es solubilizado en ellas. Con el incremento de la temperatura la solubilización de aceite en las micelas se ve incrementada y, eventualmente, las micelas repletas de aceite se invierten y se separan del agua. En este proceso de transición, se forman dos fases: i) fase oleosa continúa formada por micelas inversas o microemulsión y ii) exceso de la fase agua³⁰.

Para formar el gel-emulsión W/O se parte de una emulsión O/W; es decir pasa de una emulsión Winsor-I a una Winsor-II. La emulsión O/W se forma y coexiste, a baja temperatura, con un exceso de aceite. Al incrementar rápidamente la temperatura y debido a las propiedades del surfactante, se inicia el proceso de inversión de fase, la solubilización del surfactante aumenta lo que conlleva a la separación de la emulsión generando así nuevas fases e interfases: agua/surfactante/aceite. En esta transición, debida al incremento súbito y brusco de temperatura, el surfactante coexiste con un exceso de agua y de aceite a su vez se encuentra cambiando su afinidad continuamente para formar micelas hasta formar micelas inversas, cambia la afinidad o curvatura del surfactante: pasa de convexa hacia cóncava hacia el agua, generando así una solución muy estable²⁷. En la Figura 12, se muestra el proceso de cambio que sufre el sistema para generar así un gel-emulsión.

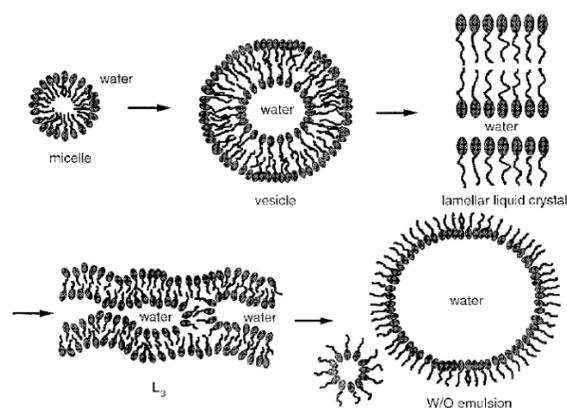


Figura 12. Cambio afinidad del surfactante en el proceso de formación de gel-emulsión²⁷

Una vez que la inversión de fase comienza y conforme se va incrementado el volumen de la fase dispersa en el gel emulsión, la estructura que este toma va de arreglos esféricos, de forma inicial, hasta alcanzar formas poliédricas donde se considera que el gel-formado es estable. El arreglo o estructura que

presenta el gel-emulsión, cuando el contenido de la fase interna o dispersa es menor al 68-70% (0.68-0.70), es esférica lo cual permite cierto movimiento entre las gotas, sin embargo en valores de 68-74% (0.68-0.74) el arreglo de la fase interna o dispersa puede tomar formas poliédricas. Sin embargo éste sistema es poco estable y sufre re-arreglos hasta generar de nueva cuenta esferas. En la región de 74-94% (0.74-0.94) de la fase interna, en la cual se considera que el gel-emulsión formado es estable, adquiere formas poliédricas-RDH (RDH: dodecaedros romboides), en regiones mayores al 94% de la fase interna la estructura que toma es de forma poliédrica-TDK (TDK: tetra-decaédrica^{31,32}). En la Figura 13, se muestra la transición geométrica que sufren las gotas de emulsión durante la inversión de fase para generar el gel-emulsión.

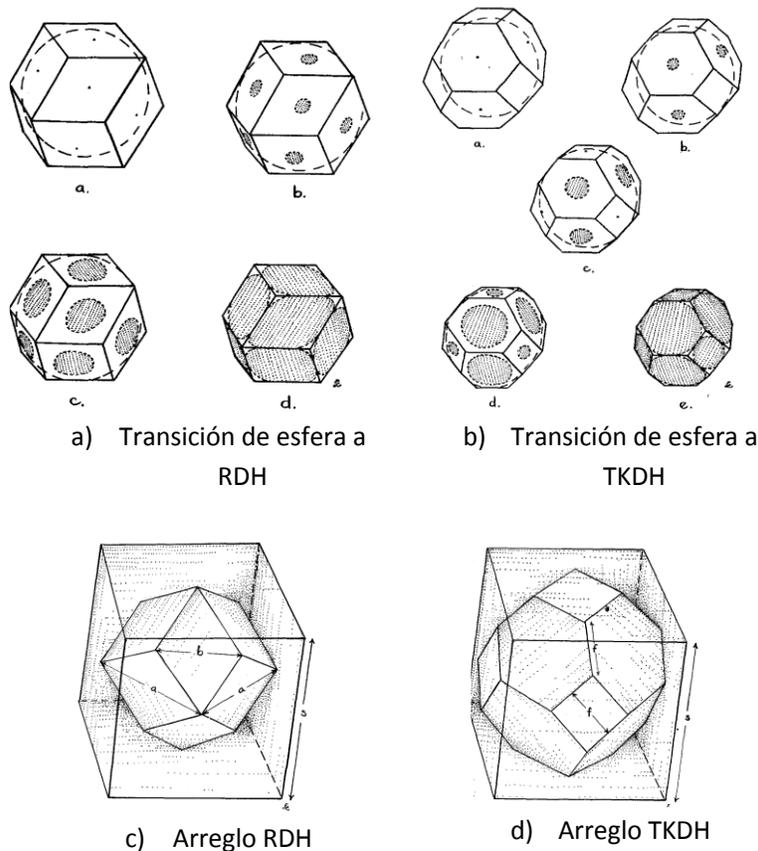


Figura 13. Transición geométrica durante la inversión de fase⁹

CAPÍTULO 5. METODOLOGÍA GENERAL DE TRABAJO

En los capítulos anteriores se detalló la problemática que presenta el campo “T”: Excesiva canalización y producción de agua de alta salinidad (congénita o de formación) que genera incrustaciones tanto en la tubería como en el estrangulador de los pozos productores, afectando sus dimensiones (disminuyendo los diámetros) lo cual impacta negativamente en la tasa de producción de petróleo.

A continuación se plantea la metodología, Figura 14, de trabajo en la cual a partir de emulsiones altamente concentradas o también llamadas **geles-emulsión**. A partir de estas se analizó su comportamiento a diferentes condiciones de presión y temperatura con la finalidad de determinar su estabilidad y funcionalidad para el control de la movilidad del agua a través de un proceso selectivo de fluidos, con y sin presencia de roca representativa del campo “T”.

Para llevar a cabo las pruebas experimentales se diseñaron y acondicionaron equipos experimentales capaces de soportar condiciones extremas de alta temperatura, alta presión y alta salinidad, mostrados en las Figura 16, Figura 17, Figura 18 y Figura 19.

La metodología para el desarrollo experimental se muestra a continuación:



Figura 14. Metodología de experimental para la evaluación de los geles-emulsión

EQUIPO EXPERIMENTAL: CELDA VISUAL PARA SEGUIMIENTO INVERSIÓN DE FASE

1. Bombas de desplazamiento
2. Cilindros de desplazamiento
3. Celda visual
4. Sensor de presión
5. Sensor de temperatura
6. Colector de fluidos

Condiciones de prueba: 70°C y presión atmosférica.

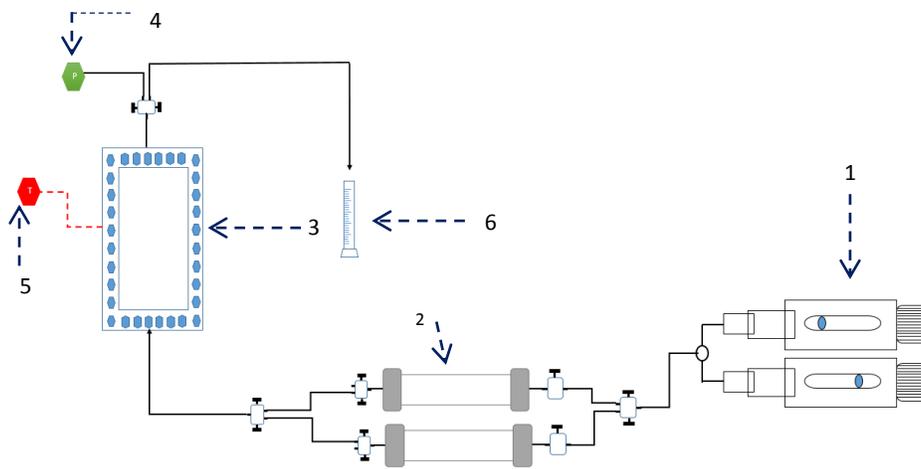


Figura 16. Diagrama celda visual evaluación para evaluación geles-emulsión

EQUIPO EXPERIMENTAL: CELDA VISUAL ALTA TEMPERATURA Y PRESIÓN

El equipo consta de los siguientes elementos, Figura 17:

1. Mirilla o celda visual para alta presión y alta temperatura
2. Cilindros de transferencia
3. Bomba de inyección
4. Válvula reguladora de presión (RPI)
5. Termostato
6. Colector de líquidos
7. Equipo digital de captura de imagen y video

Condiciones de prueba: 152°C y 2700psi.

Figura 15. Metodología general de experimentación

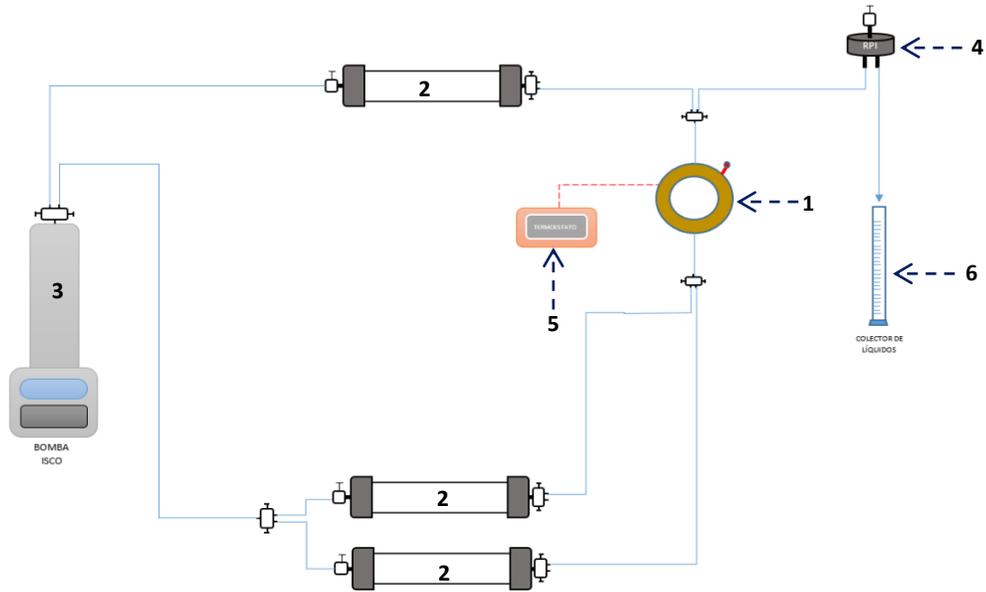


Figura 17. Diagrama equipo experimental evaluación gel-emulsión a alta temperatura y alta presión

EQUIPO EXPERIMENTAL PARA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO EN EMPACAMIENTO

Para realizar esta prueba se diseñó el equipo experimental mostrado en la Figura 18. El equipo está conformado de los siguientes componentes:

1. Bomba de desplazamiento
2. Cilindros de transferencia
3. Contenedor de muestra rocosa
4. Diferencial de presión
5. Baño de calentamiento
6. Colector de líquidos

Condiciones de prueba: 90°C y 120psi.

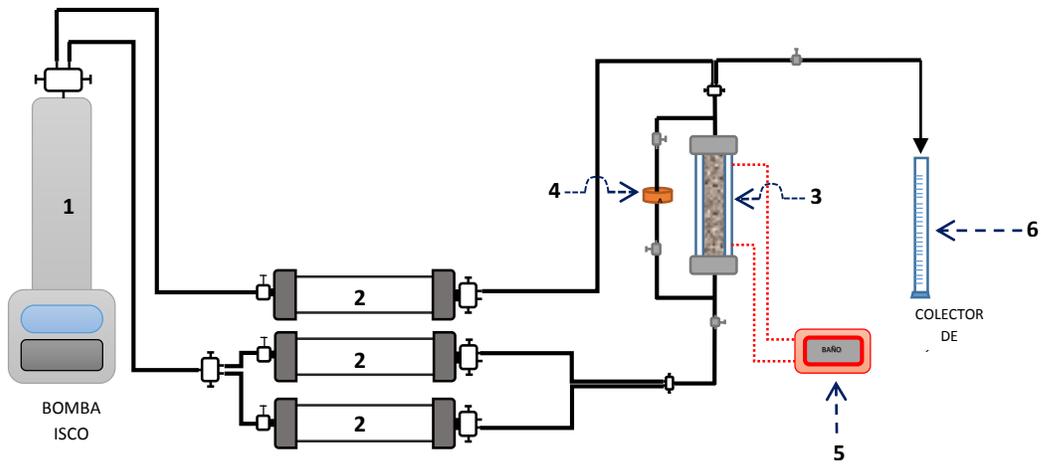


Figura 18. Diagrama equipo evaluación gel-emulsión en empacamiento

EQUIPO EXPERIMENTAL DESPLAZAMIENTO EN NÚCLEO

1. Bombas de desplazamiento
2. Cilindros de transferencia
3. Celda de alta presión y alta temperatura
4. Diferencial de presión
5. Válvula reguladora de presión
6. Termostato
7. Sensor de presión
8. Colector de fluidos

Condiciones de prueba: 120°C y 2500psi.

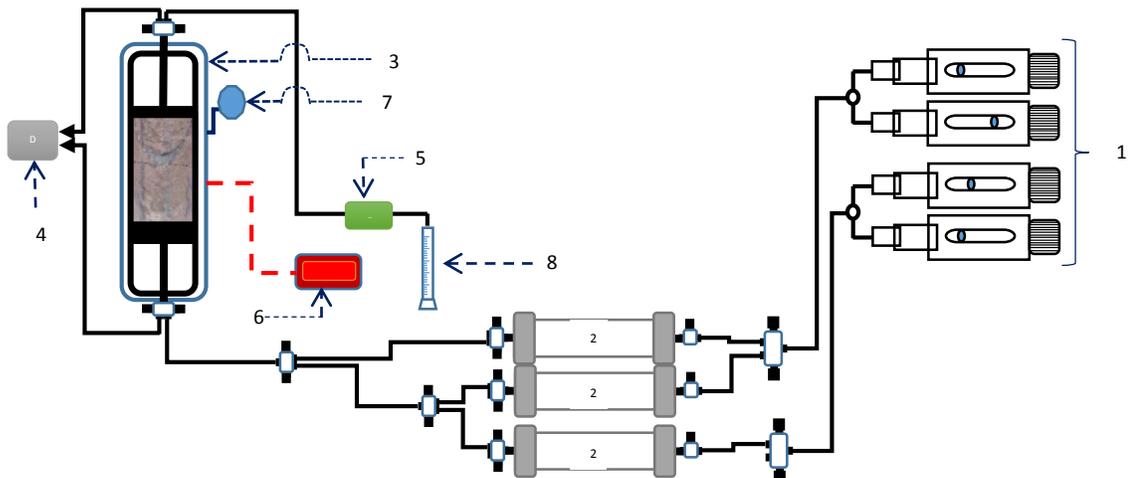


Figura 19. Diagrama desplazamiento en núcleo a alta presión y alta temperatura

CAPÍTULO 6. CARACTERIZACIÓN FLUIDOS Y ROCA

Las muestras de roca y fluidos empleados se detallan a continuación, fueron caracterizados para realizar las siguientes labores experimentales:

- Roca representativa del campo: del Campo “T”: T-13-F22 (núcleo fracturado para prueba de desplazamiento) y del Campo “T”: T-13-F27 (cribado y tamizado para prueba de empacamiento)
 - Difracción de RX
 - Fluorescencia
 - Tomografía exploratoria
- Salmueras del pozo del Campo “T” (T4, T7 y T11)
 - Análisis Stiff & Davis
- Aceite muerto del pozo del Campo “T”: T-16
 - Densidad y viscosidad
 - Análisis composicional
- Producto químico IMP-AMESUS-3100

ROCA REPRESENTATIVA DEL CAMPO “T”

Como primer análisis de la muestra de roca representativa del campo del Campo “T”, se realizó el estudio de Difracción de RX así como fluorescencia para así determinar la mineralogía presente y dominante en dicha muestra, los resultados se muestran a continuación:

Formula	Fase	% peso
CaCO ₃	Calcita (Carbonato de Calcio)	75.20
CaMg(CO ₃) ²	Dolomita (Carbonato de calcio-magnesio)	15.20
SiO ₂	Cuarzo (Oxido de silicio)	6.20

En la Figura 21 se muestran las imágenes del núcleo naturalmente fracturado del Campo “T”-13-F22, este presenta una tonalidad pardo claro en la superficie producto de la presencia de hidrocarburo, no obstante en la parte interna, la tonalidad es más clara el hidrocarburo está ausente. El núcleo presenta fracturamiento abierto, es decir, una fractura en toda la longitud, dos fracturas transversales así como una fractura de 45° aproximadamente. La roca se trata de una caliza tipo packestone-grainstone de porosidad primaria intergranular e intragranular, porosidad secundaria debida a fracturamiento. Presenta estructuras debidas a ausencia de material que funcionan como almacén de fluidos. La composición de la matriz es muy homogénea de granos de carbonato de calcio con tamaño de grano mucho menor a 1mm, como se muestra en la Figura 20.

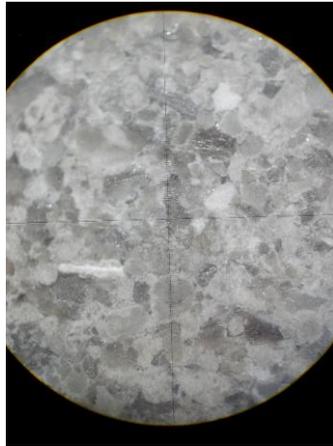


Figura 20. Microscopia muestra de roca

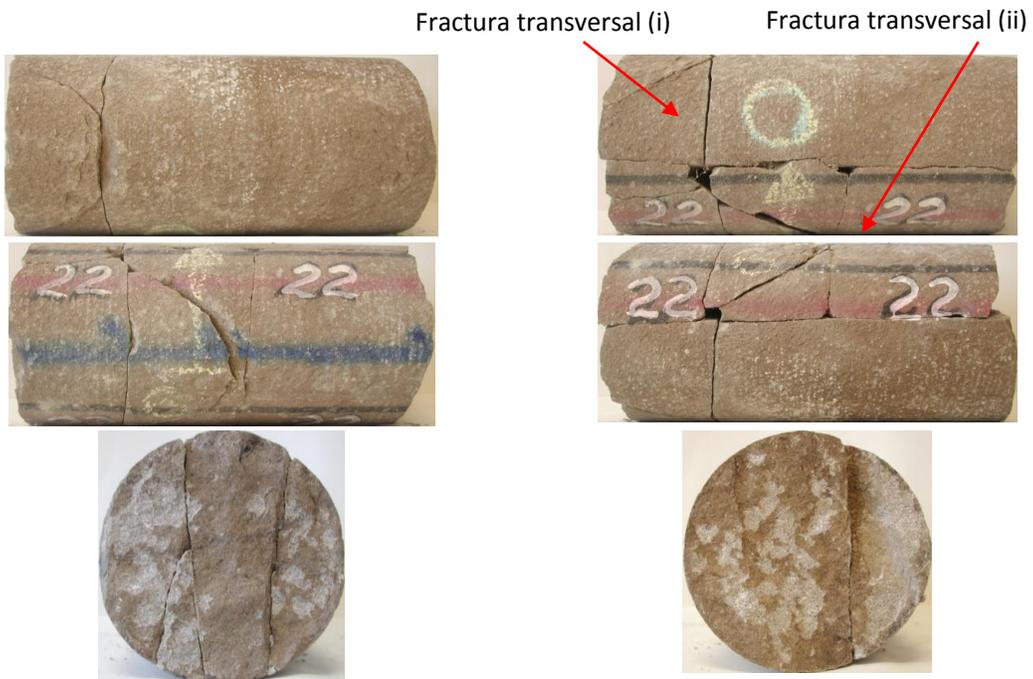


Figura 21. Núcleo naturalmente fracturado representativo del Campo "T": T-13-F22

A dicha muestra de roca se le realizó tomografía exploratoria (66 exposiciones a lo largo de la muestra cada una con una separación de 3mm). Como referencia de los valores del No. CT se menciona lo siguiente: -1000CT está asociado a mediciones de aire; valores CT 0 (cero) está asociado a mediciones de agua. En la Figura 22 se muestran los resultados de tomografía a partir de la cual se detalla lo siguiente: La matriz es homogénea los valores de atenuación están en el rango de 2200 a 2300 No. CT. De las imágenes tomográficas 16, 17 y 18 de la Figura 22 se muestran áreas en las cuales el rango No. CT oscila entre 1250 a 1500 las cuales se definen la presencia de la fractura transversal (i).

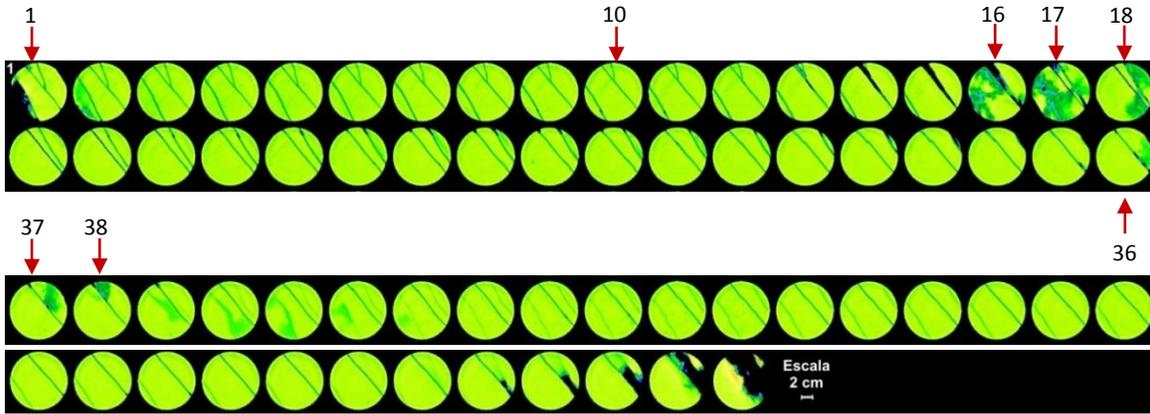


Figura 22. Tomografía Núcleo del Campo "T": T-13-F22

El equipo de tomografía cuando de manera paralela atraviesa una fractura evalúa datos entre los valores de la roca y los valores de la fractura transversal que atraviesa es como una "sombra de fractura". En las imágenes de tomografía 36, 37 y 38 de la Figura 22 se muestra algo similar por la presencia de la fractura transversal (ii). Las zonas oscuras representan principalmente ausencia de material e internamente representa a una fractura. Finalmente se definen estructuras alineadas que representan las fracturas abiertas presentes en el fragmento. Con esta información es posible medir la inclinación y longitud de las fracturas.

En la Figura 23 se presentan los datos del No. CT, con esta información se puede estimar la homogeneidad/heterogeneidad que presenta el fragmento. Los valores máximos refieren propiamente a la matriz que está constituida por material calcáreo de densidad entre 2.20 y 2.60 (dependiendo de su porosidad) indicándose así una matriz homogénea a lo largo de la roca. Por otra parte los valores mínimos establecen zonas en las cuales se puede hacer referencia a las fracturas abiertas.

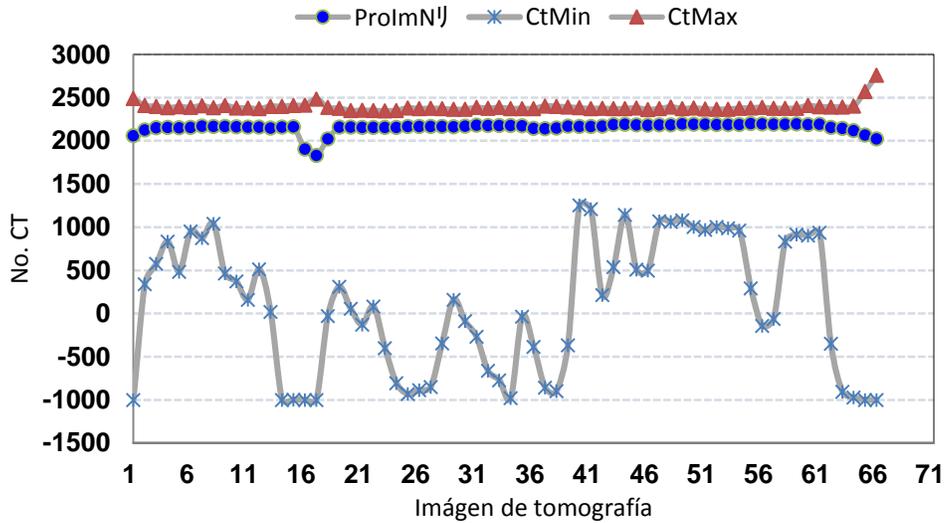


Figura 23. No. CT máximo, mínimo y promedio del núcleo en estudio

Con las imágenes de tomografía anteriormente mostradas así como los valores de atenuación se generó una imagen digital, Figura 24 y Figura 25, con la cual se visualizó e interpretó las estructuras internas que se encontraron en los fragmentos.

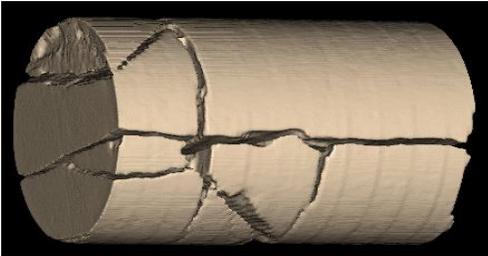


Figura 24. Imagen digitalizada del núcleo

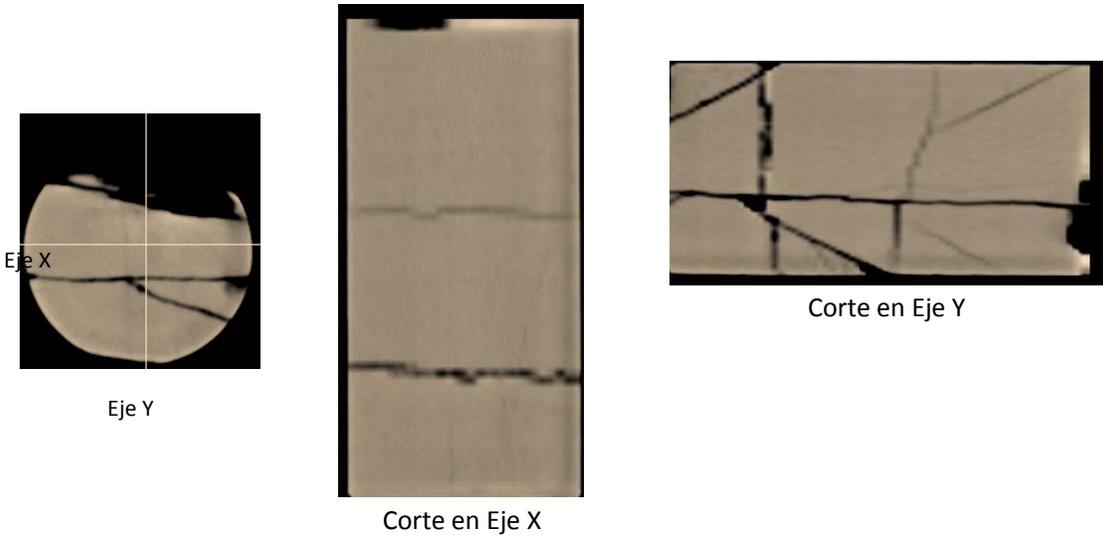


Figura 25. Cortes digitalizados del núcleo según los ejes

AGUAS CONGÉNITAS O DE FORMACIÓN (SALMUERAS) DEL CAMPO "T"

Se muestrearon aguas de formación o salmueras producidas de varios pozos del Campo "T": T-4, T-7 y T-11; dado que el volumen de muestra era muy pequeño se optó por realizar una mezcla de dichas aguas, a todas ellas se les realizó el análisis Stiff & Davis que se muestra en la Tabla 2 y Figura 26. La muestra de salmuera que se utilizó para realizar el presente trabajo experimental es la mezcla del Campo "T"-4-7-11. Con los datos obtenidos se determinó que son salmueras del tipo hipersalino. La presencia de sólidos totales disueltos (STD) es superior a los 270,000 mg/L o ppm. La cantidad presente de calcio (Ca^{+2}) es superior a los 40,000mg/L o ppm; la tendencia de las aguas es incrustante, excepto la salmuera del pozo del Campo "T"-7 la cual presentó tendencia corrosiva. Por las características de dichas aguas estas pueden, por cambios de presión y temperatura, generar complejos cristalinos e incrustaciones. La conductividad de dichas muestras también es alta, superior a los 200,000 $\mu\text{S}/\text{cm}$ indicando así el alto contenido de sales. Aunque el pH de las aguas es ácido, estas por el alto contenido de cationes muestran tendencia a generar incrustaciones lo cual se corrobora por el índice de estabilidad siendo un valor positivo y mayor a uno.

Tabla 2. Análisis Stiff & Davis Salmueras del Campo "T"

	T-4		T-7		T-11		Mezcla T-4-7-11	
Temperatura (°C)	20.0		20.0		20.0		20.0	
pH	6.0		4.24		4.53		5.13	
Densidad (g/cm^3)	1.1835		1.196		1.2476		1.2042	
Conductividad ($\mu\text{S}/\text{cm}$)	218,200		219,000		218,000		205,100	
Turbidez (FTU)	2.0		273		139		198	
Color (Pt-Co)	10.0		≥ 500		≥ 500		≥ 500	
CATIONES	(mg/L)	(meq/L)	(mg/L)	(meq/L)	(mg/L)	(meq/L)	(mg/L)	(meq/L)
Sodio (Na^+)	56,937	2,477	50,462	2,203	59,941	2,607	57,223	2,489
Calcio (Ca^{++})	42,080	2,100	44,680	2,230	66,320	3,309	50,280	2,509
Magnesio (Mg^{++})	2,358	194	4,546	374	1,556	128	2,625	216
Hierro (Fe^{++})	0.77	0.03	0.75	0.03	1.30	0.05	40.75	1.46
ANIONES	(mg/L)	(meq/L)	(mg/L)	(meq/L)	(mg/L)	(meq/L)	(mg/L)	(meq/L)
Cloruros (Cl^-)	169,100	4,770	170,400	4,806	214,300	4,806	184,900	5,215
Sulfatos (SO_4^{--})	-	-	-	-	-	-	-	-
Carbonatos (CO_3^{--})	-	-	-	-	-	-	-	-
Bicarbonatos (HCO_3^-)	51	84	2.44	0.04	12	0.04	12	0.2
Sólidos Totales	(mg/L)		(mg/L)		(mg/L)		(mg/L)	
Sólidos Disueltos Totales (SDT)	270,527		270,271		342,130		295,081	
Sólidos Suspendidos Totales (SST)	---		---		---		---	
Dureza Total como CaCO_3	114,900		130,400		172,200		136,500	
Dureza de Calcio como CaCO_3	105,200		111,700		165,800		125,700	
Dureza de Magnesio como CaCO_3	9,700		18,700		6,400		10,800	
Alcalinidad a la "F" como CaCO_3	-		-		-		-	
Alcalinidad a la "M" como CaCO_3	42		2		10		10	
Salinidad como NaCl	278,751		280,893		353,260		304,796	
Índice de Estabilidad	2		0.5		4		2	
Tendencia	INCRUSTANTE		CORROSIVA		INCRUSTANTE		INCRUSTANTE	

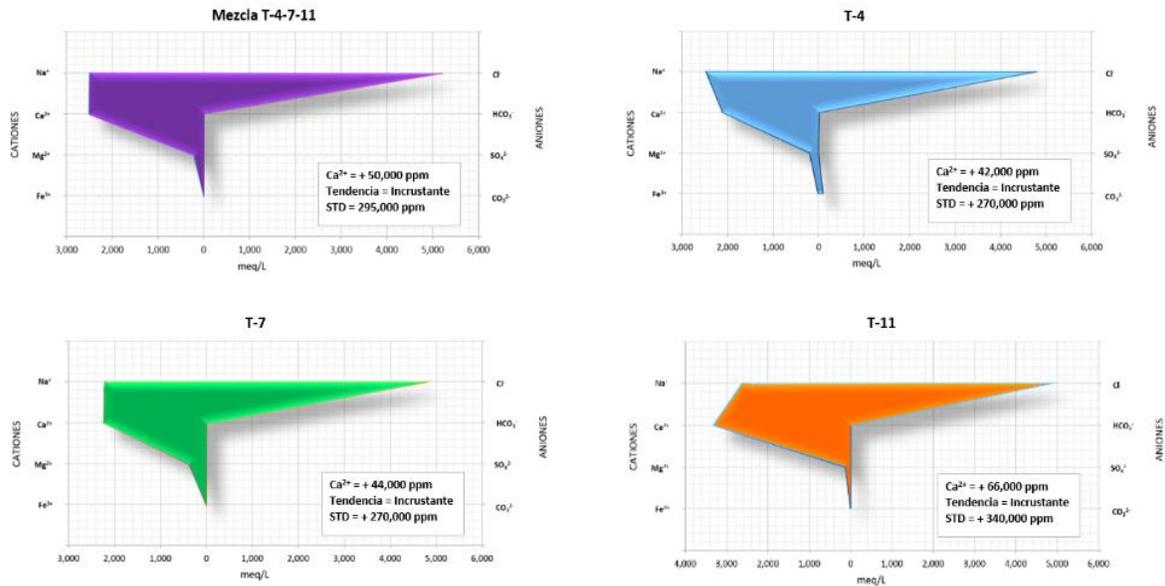


Figura 26. Diagramas Stiff & Davis

ACEITE MUERTO DEL CAMPO “T”

El aceite fue captado del pozo del Campo “T”, T-16, mismo que fue preservado en bidones de plástico con sello hermético. El aceite presenta las siguientes características:

Tabla 3. Propiedades del aceite¹²

Tipo de fluido:	Aceite volátil de alto encogimiento
Densidad del aceite	42° API
RGAi	520 m ³ /m ³
Presión Inicial	536 kg/cm ² (7624 psi)
Presión de Saturación	364 kg/cm ² (5177 psi)
Presión Actual	498 kg/cm ² (7083 psi)

De esta muestra se realizaron los siguientes análisis:

- Densidad y Viscosidad. Estas mediciones se realizaron en el equipo Densímetro Anton-Paar y Viscosímetro Brookfield a condiciones estándar. A condiciones de alta presión y temperatura se realizaron en el equipo viscosímetro de tubo vibratorio, los resultados se muestran a continuación:

Tabla 4. Propiedades Aceite del Campo "T" 16

Propiedad	Condiciones de yacimiento T=160°C, P=450 kg/cm ²	Condiciones de laboratorio T=25°C, P= atmosférica	Medición con Picnómetro T=23.5°C, P=atmosférica
Viscosidad (cP)	0.67	4.1	----
Densidad (g/cm³)	0.78	0.83	0.89

Dentro de la caracterización del aceite se realizó el análisis composicional, mismo que arrojó el siguiente resultado, Figura 27. El porcentaje peso del C6, C7 así como de C17 a C30+ es menor o igual al 3% peso. Predomina del componente C8 a C19 con una presencia superior al 3% y en algunos casos es de más del 10% como es el caso del C8, C10 y C11. No se registraron componentes ligeros (C1 a C5) por ser una muestra no preservada a condiciones de yacimiento, así también por ser aceite volátil.

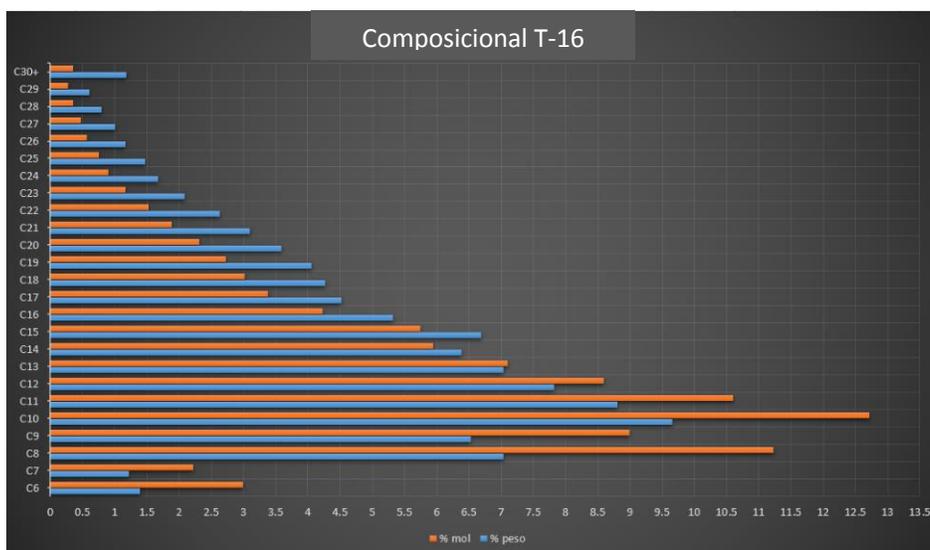


Figura 27. Estudio composicional aceite representativo del Campo "T", T-16

PRODUCTO QUÍMICO IMP-AMESUS-3100

El producto químico IMP-AMESUS-3100 formulado, desarrollado, evaluado y patentado por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), tiene propiedades espumantes, modificadoras de mojabilidad y viscosidad así como inhibición/dispersión de incrustaciones minerales, por lo cual es funcional a altas concentraciones de iones divalentes: Calcio (Ca⁺²), Magnesio (Mg⁺²), Estroncio (Sr⁺²) y Bario (Ba⁺²). Dicho producto químico es considerado parte de "la nueva generación de surfactantes" conocidos como complejos supramoleculares, es estable y funcional a temperaturas de hasta 200°C, presión de hasta

5500 psi, salinidad referida a NaCl de 400,000ppm y hasta 250,000ppm en iones divalentes, en la Figura 28 se muestra la estructura química que conforma el compuesto supramolecular IMP-AMESUS-3100³³.

Su estructura está constituida por dos cadenas de carbono, grupos polares del tipo zwitterionico (anfotérico) mismos que contienen un catión y un anión en diferentes átomos de la misma molécula haciéndolos eléctricamente neutros, se pueden comportar como ácidos o bases (donadores o aceptores) según las características ambientales donde se encuentren³⁴.

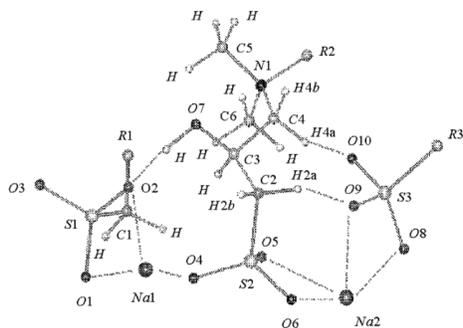


Figura 28. Estructura química complejo supramolecular IMP-AMESUS-3100

CAPÍTULO 7. DESARROLLO EXPERIMENTAL

TRABAJO INICIAL

Originalmente el tema de tesis propuesto fue concebido para la generación e implementación de espumas en las fracturas con el objetivo de bloquear el flujo de agua (en zonas de alta canalización) hacia las tuberías de producción. Sin embargo durante la experimentación y análisis de las mismas se observó un comportamiento inesperado de la solución (la fase líquida: una emulsión o/w) con la cual se generaba la espuma. A continuación se describe brevemente el proceso de análisis.

ESPUMAS

La espuma está compuesta de una fase líquida continua que envuelve a la fase gaseosa, pueden ser referidas como un fluido homogéneo, compresible y por lo general un fluido No-Newtoniano. Sus principales características son su relativa baja densidad y su alta viscosidad. Las espumas pueden presentar altas viscosidades, mucho más que sus constituyentes, también presenta una menor densidad que la fase líquida. Puede ser generada con un surfactante y por medio de un generador de espuma o por algún otro proceso mecánico, por cambios de presión y/o temperatura. El comportamiento reológico de esta así como sus propiedades dependen del tipo de surfactante que se emplea, la calidad, tamaño y textura de la espuma, así como del gas inyectado entre otros factores. El drene de la espuma puede conllevar a una inestabilidad y/o variaciones de las propiedades físicas y químicas: altura, densidad, viscosidad, etc., hasta finalmente la coalescencia de la misma.

La morfología de la espuma, especialmente la fracción del gas y tamaño de la burbuja, influyen en la movilidad de la misma. La fracción gas en la espuma se describe como calidad, esta varía con la formulación y concentración del surfactante, con la permeabilidad y heterogeneidad del medio así como con las velocidades de inyección del gas con las cuales se generan. Una espuma de calidad del 90% es referida a una espuma en la que el 90% del constituyente es gas y el restante 10% es líquido. La espuma, dependiendo de su aplicación en la industria petrolera, oscila en un rango de calidad del 52% al 96%. La textura de la espuma, también conocida como densidad de burbuja, está definida como el número de lamelas por unidad de volumen de la fase gas, la cual es inversamente proporcional al tamaño de burbuja. Algunos autores la describen como el tamaño y distribución de las burbujas. Una espuma fina presenta pequeñas y finas burbujas esféricas y una espuma “gruesa” presenta burbujas poliédricas (de hasta 12 lados), estas últimas son las más deseadas en los procesos de extracción y estimulación.

La espuma formada por burbujas esféricas se rompe más lentamente que la formada por burbujas poliédricas. Esto puede deberse al adelgazamiento de la lamela, rompimiento de la misma y la generación de burbujas de mayor tamaño (Maduración de Ostwald). La tensión interfacial del líquido en una burbuja tiende a colapsarla, la presión del gas dentro de la misma es la que genera y controla el balance para la estabilidad. La presión del gas contenido en una burbuja es inversamente proporcional

al tamaño de la burbuja. El efecto gravitacional es otra de las razones que causan la disrupción o ruptura, el líquido contenido por dicho efecto tiende a ir al fondo mientras que el gas tiene a subir.

Existen mecanismos en el medio poroso que influyen en la generación in-situ de la espuma, por mencionar algunos: rompimiento, división de la lamela. La generación de la espuma también es influenciada por el cambio en la transición de una zona de baja a alta permeabilidad. El rompimiento depende de la heterogeneidad así como de la presión capilar dinámica entre el líquido y el espacio poroso donde se encuentran las burbujas. El movimiento de la espuma, y por consecuencia en flujo en la lamela, puede provocar una división de la misma, mismo que también puede ser generado por un diferencial de presión.

DESARROLLO EXPERIMENTAL DE ESPUMAS

La espumas fueron generadas a partir de una emulsión O/W, iniciando con la serie experimental a la concentración de 10%w de AMESUS-3100. Se empleó el equipo experimental mostrado y detallado en la Figura 29 con la finalidad de generar espumas con calidades de: 75%, 80%, 85%, 90% y 95% respectivamente para así determinar la espuma de calidad óptima capaz de bloquear y resistir el flujo excesivo de agua en zonas de alta conductividad.

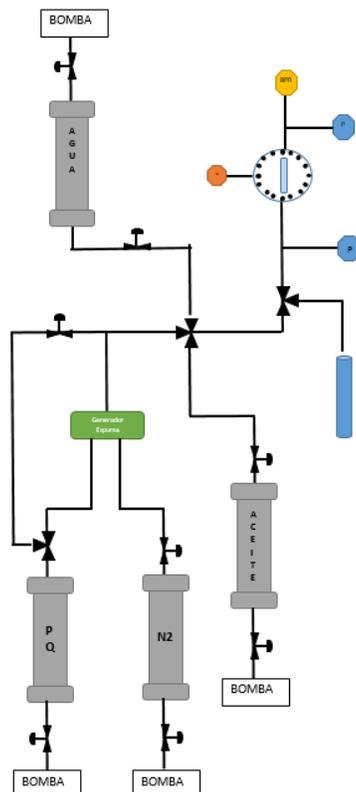


Figura 29. Diagrama experimental para la generación de espumas

La solución espumante se colocó en un cilindro de desplazamiento, e inyectada a la par con gas Nitrógeno para generar espuma con diferentes calidades. La celda visual fue saturada con la espuma en estudio y confinada a condiciones de 2700 psi y 152°C.

Después de que la espuma fue colocada en la celda, el siguiente paso consistió en fluir a diferentes gastos y por separado, salmuera y aceite del pozo T-16, midiendo los diferenciales de presión que se generaron con cada fluido.

Al principio de la experimentación, la espuma se mostraba uniforme, esférica con tamaños similares entre sí. Después de algún tiempo de que la espuma fuera confinada en la celda visual a condiciones de

prueba, ésta comenzó a mostrar comportamientos variantes en la textura, apariencia y drene, puede decirse que mostraba un comportamiento normal. Después de algunos minutos, la espuma que originalmente tenía apariencia blanca se tornó amarilla-café en algunas secciones, principalmente en interfase. Debido al drene y maduración de la misma el tamaño de burbuja cambió, así mismo se apreciaba una especie de grumos dispersos a lo largo de la columna de espuma. Después del proceso de generación, maduración y drene de la espuma, el líquido remanente mostró separación de fases, así también como grumos de tonalidad amarilla de apariencia viscosa tipo gel.

En la Figura 30 se muestra la espuma que se generó con una calidad del 75%, se consideró como una espuma húmeda dado que contenía mayor presencia de solución líquida en su estructura. La columna generada fue homogénea, de geometría hexagonal principalmente.

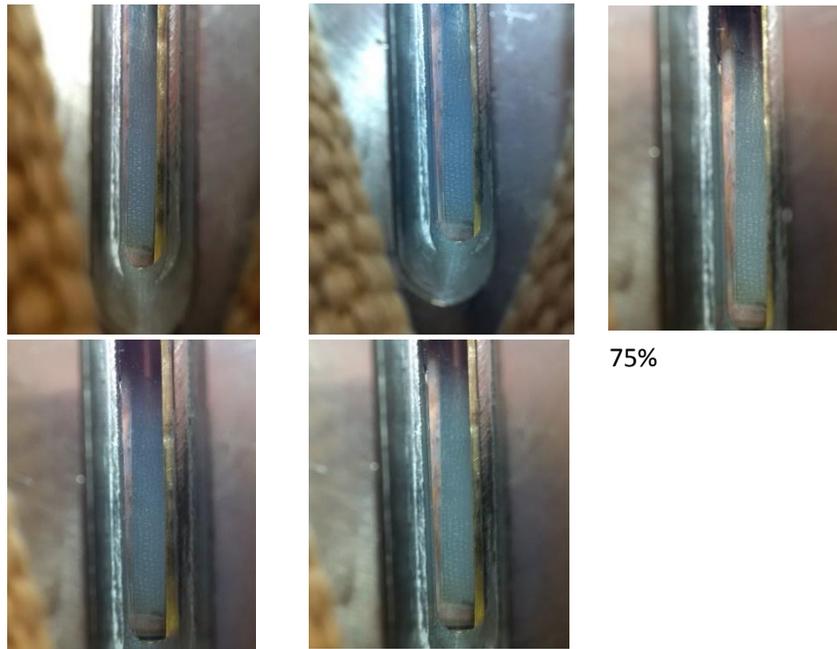
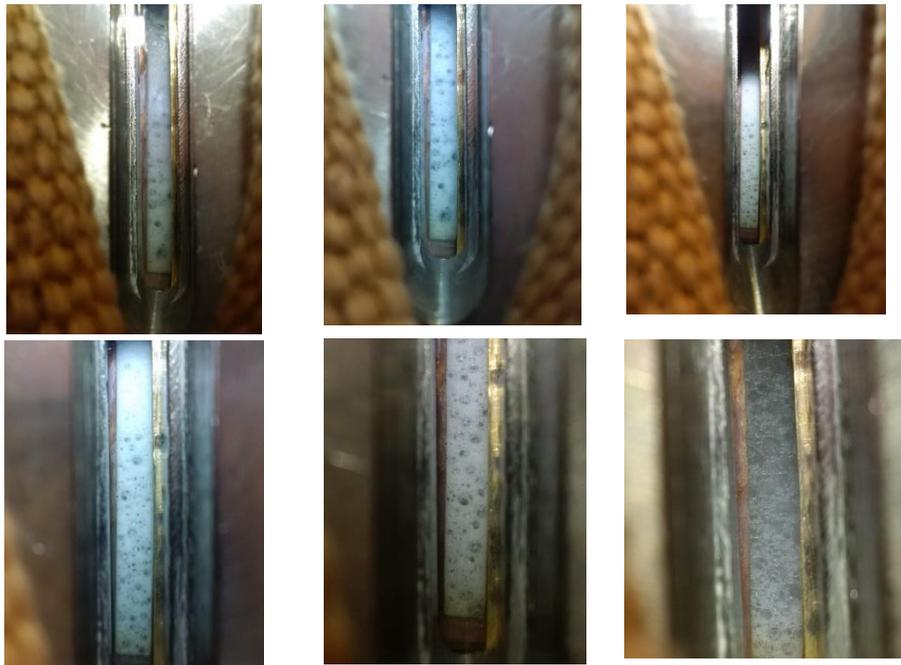


Figura 30. Espuma generada con calidad del 75%

En la Figura 31, se muestra la espuma generada con una calidad del 80%. En esa ocasión las lamelas tomaron, mayormente, forma poliédrica. En la parte superior de la misma las lamelas eran esféricas y muy finas. En el proceso de maduración parte de la espuma mostró secciones de coloración amarilla-café en la interfase líquido espuma, después de un tiempo la espuma coalesció. El líquido remanente de igual forma mostraba 2 fases una de las cuales tenía secciones o grumos de coloración amarilla. La otra fase era totalmente líquida con algunas trazas de aceite. Las experimentaciones con espumas de diferentes calidades continuaron con la finalidad de determinar la concentración idónea de la solución espumante que generara una espuma capaz de bloquear la canalización de agua. En la Figura 32, Figura 33 y Figura 34. Se muestran las espumas generadas a calidades del 85%, 90% y 95% respectivamente. Los análisis se realizaron por triplicado obteniéndose resultados similares en cada prueba.

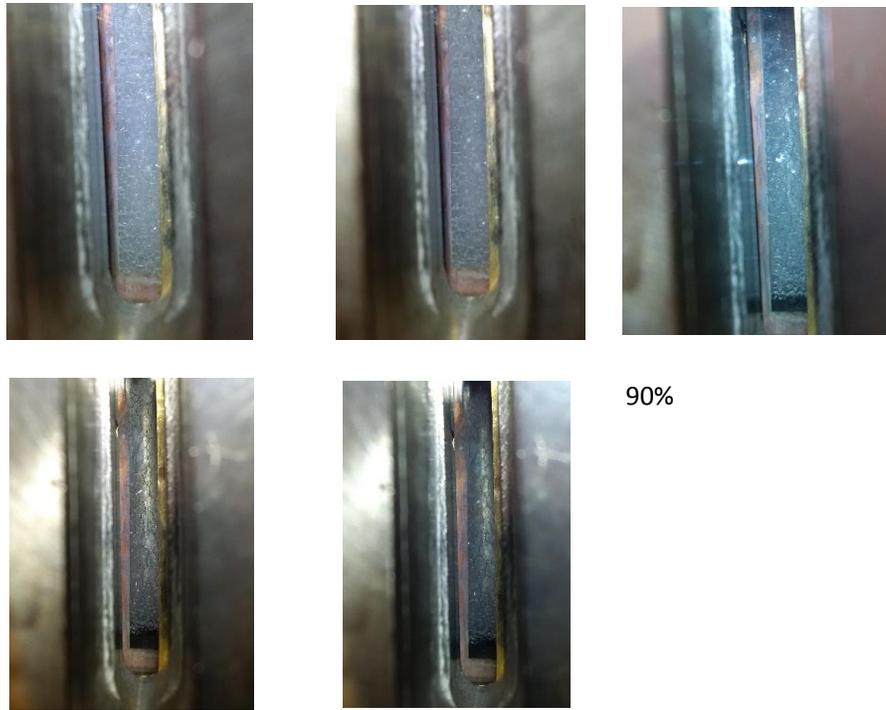


Figura 31. Espuma generada con calidad del 80%



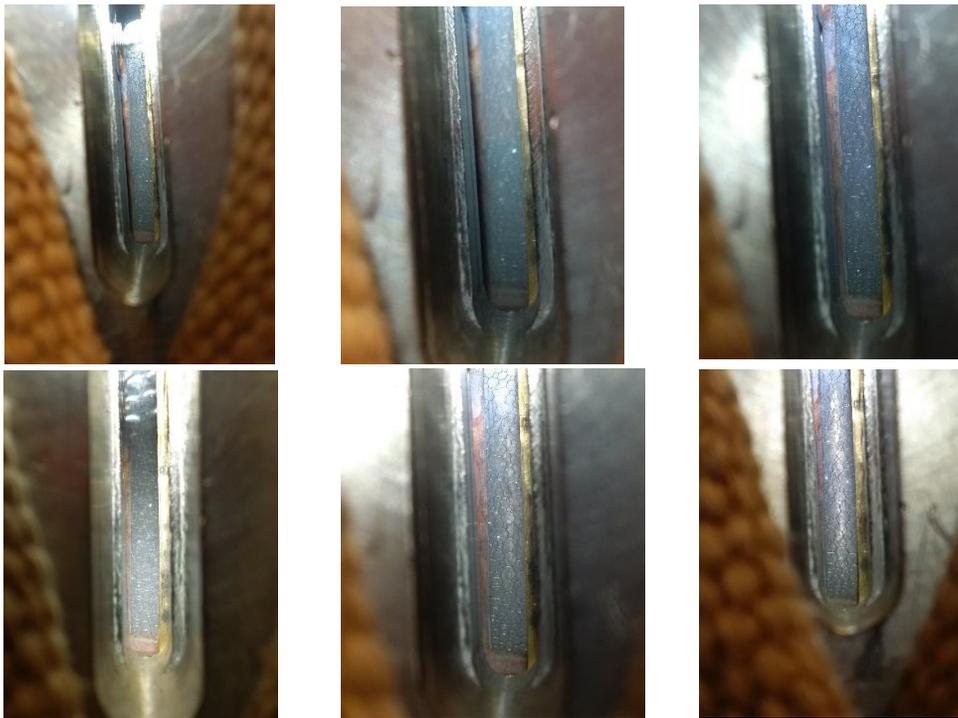
85%

Figura 32. Espuma generada con calidad del 85%



90%

Figura 33. Espuma generada con calidad del 90%



95%

Figura 34. Espuma generada con calidad del 95%

Debido a la presencia de esos grumos viscosos tipo gel que se observaron durante la maduración de la espuma así como en la fase líquida después de que ésta coalesciera se optó por analizar la solución espumante a las mismas condiciones, es decir 152°C y 2700psi, para determinar y registrar de manera cualitativa los cambios que esta presentaba, el estudio mencionado se llevó a cabo en una celda visual mostrada en la Figura 29.

Se analizó la solución espumante a una concentración de 5%w de AMESUS-3100. La solución generada se mantuvo en agitación por algunas horas, posteriormente permaneció en reposo, en dicho tiempo no se observó separación de fases, es decir, la emulsión aceite en agua O/W era estable a condiciones ambiente. La emulsión obtenida a temperatura ambiente, se fluyó y confinó en el mismo equipo experimental empleado para la generación de espumas. El sistema se encontraba a temperatura de 152°C, se elevó la presión a 2700 psi. Después de algunos minutos de haber colocado la solución en el sistema la emulsión presentó cambios físicos, cambió de tonalidad, generó fases como se muestra en la Figura 35. En estas imágenes se puede observar cómo es que se formaron secciones de coloración ambar y una fase líquida que adquirió una tonalidad café con el paso del tiempo las secciones amarillas crecieron adquiriendo una apariencia viscosa tipo gel dispersa en el fluido. El experimento permaneció bajo las mismas condiciones de presión y temperatura por 24 horas en las cuales se observó el crecimiento de las secciones viscosas tipo gel como se detalla en la Figura 35.

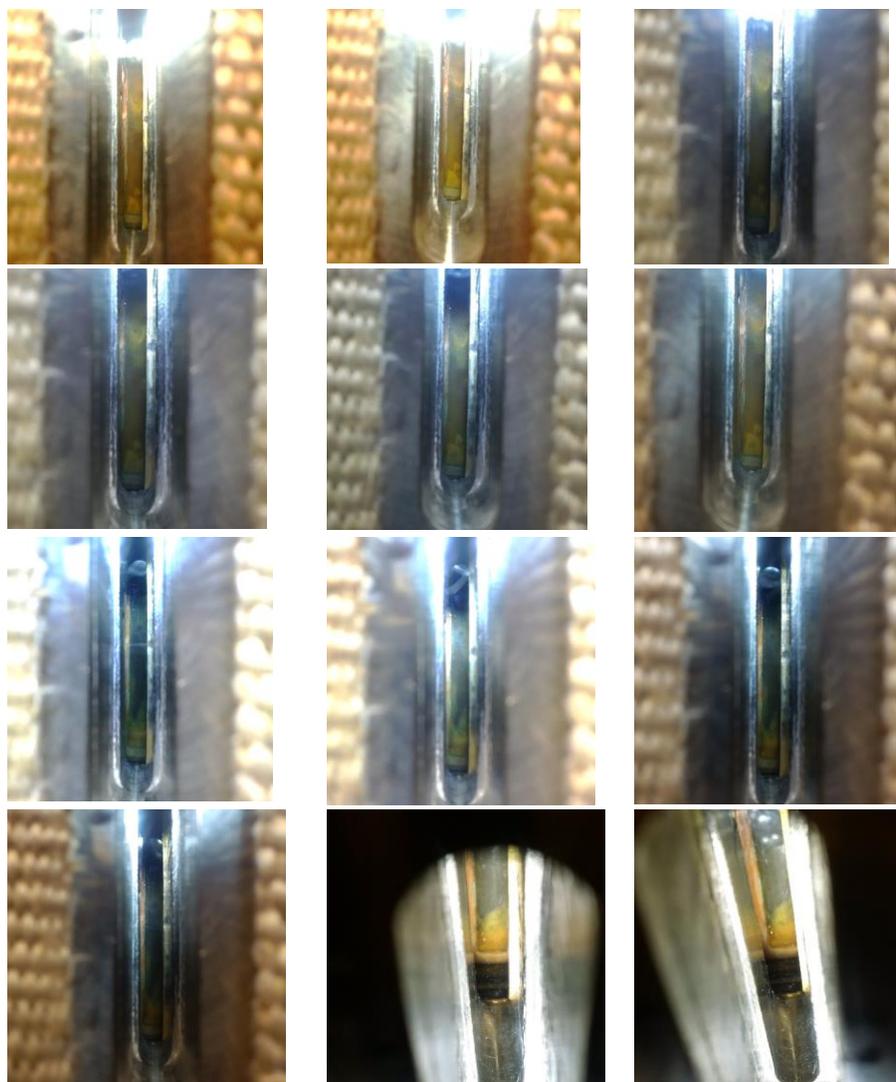


Figura 35. Estabilidad física-química de la emulsión al 5%

Antes, durante y después del tiempo de prueba se extrajeron muestras de los fluidos para observarlos a través del microscopio.

Las primeras muestras se extrajeron del sistema a los 5 y 15 min de permanecer a las condiciones de 152°C y 2700psi. En el primer tiempo (5 min) se tomaron imágenes de microscopía mostradas en la Figura 36 incisos (a, b, c); la solución se percibía como una emulsión ligeramente más viscosa que el fluido original, las gotas que conformaban dicha emulsión eran esféricas de distintos tamaños aunque en algunas zonas se observaban sitios de aceite y/o agua, puede decirse que a este tiempo aún se tenía una emulsión O/W. La siguiente muestra (15 min) la emulsión disminuyó, la presencia de gotas que la conformaban se dispersaron, incrementó la fase agua y la fase aceite mismas que se esparcieron a lo largo del fluido, la emulsión se degradó como se muestra en la Figura 36 incisos (d, e, f).

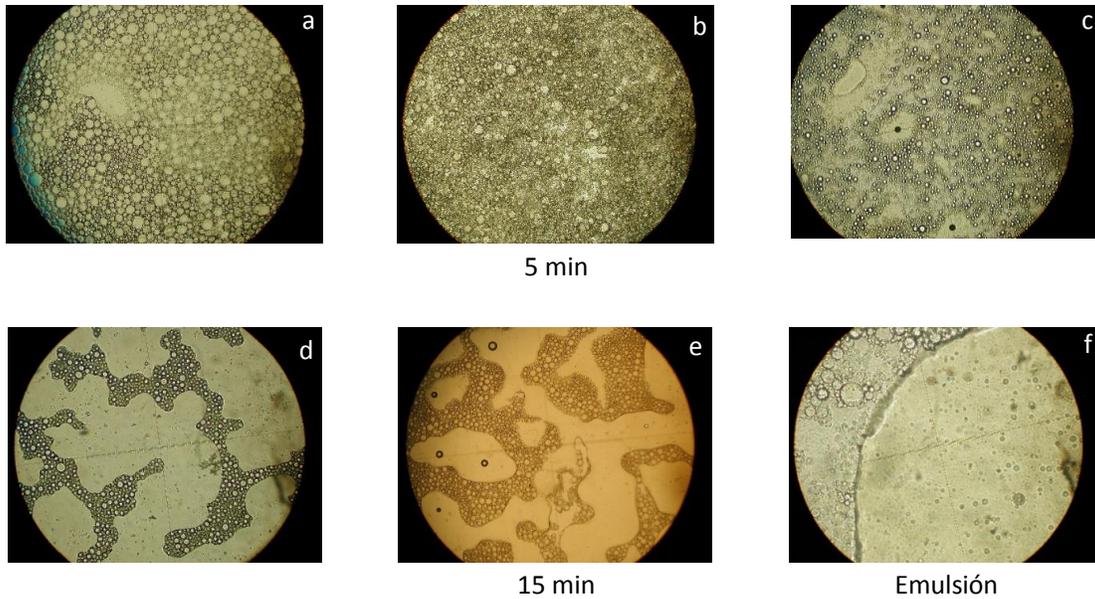


Figura 36. Microscopia fluidos a 10X de aumento. Muestras tomadas en dos tiempos

Como se explicó anteriormente, durante la prueba se observó el incremento de secciones grumosas amarillas con apariencia de gel, la fase agua pareció conservarse pero no así la fase aceite. Esta parecía “mezclarse-incorporarse” a la fase grumosa que denominamos gel, adquiriendo con el tiempo una coloración amarilla-café dicho gel se dispersaba a lo largo de las fases presentes. Se tomaron las 3 muestras (de las fases presentes): agua, aceite y los grumos amarillos viscosos tipo gel.

La fase agua presentaba rastros de aceite dispersos en esta así como también algunos finos o sólidos posiblemente sales provenientes de la salmuera sin llegar a la cristalización o depositación de los mismos. Aunque la salmuera es de alta salinidad esta no formó incrustaciones debido a que el producto químico empleado (IMP-AMESUS-3100) inhibe la nucleación y generación de cristales. En la Figura 37 se exponen las imágenes de microscopia de la muestra de agua. De igual forma se estudió la fase aceite, esta contenía algunas gotas de agua dispersas así como también algunos sólidos o finos dispersos. En ambos casos no se observó presencia de, lo que se denominó gel, en estas fases. En la Figura 38 se muestran las imágenes de microscopia del aceite.

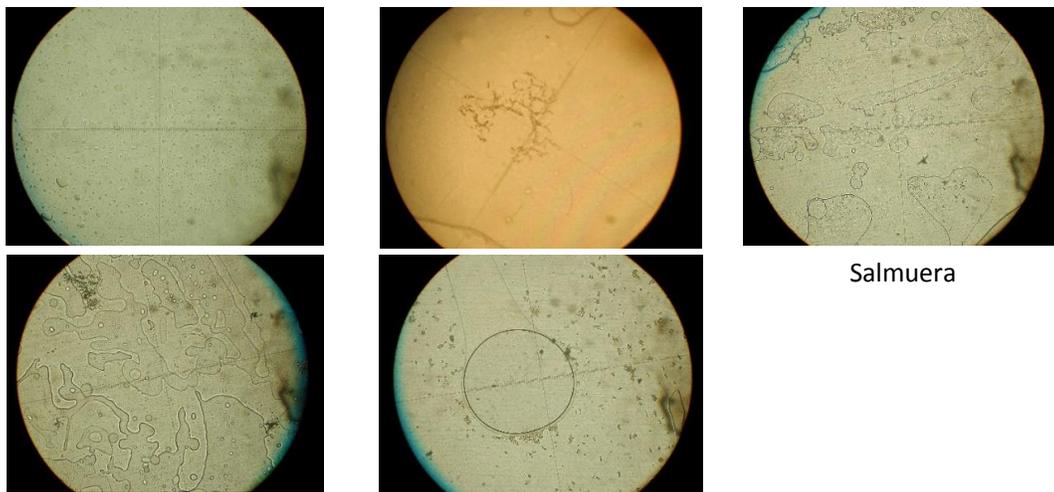


Figura 37. Muestra de salmuera observada a través del microscopio @ 10X de aumento

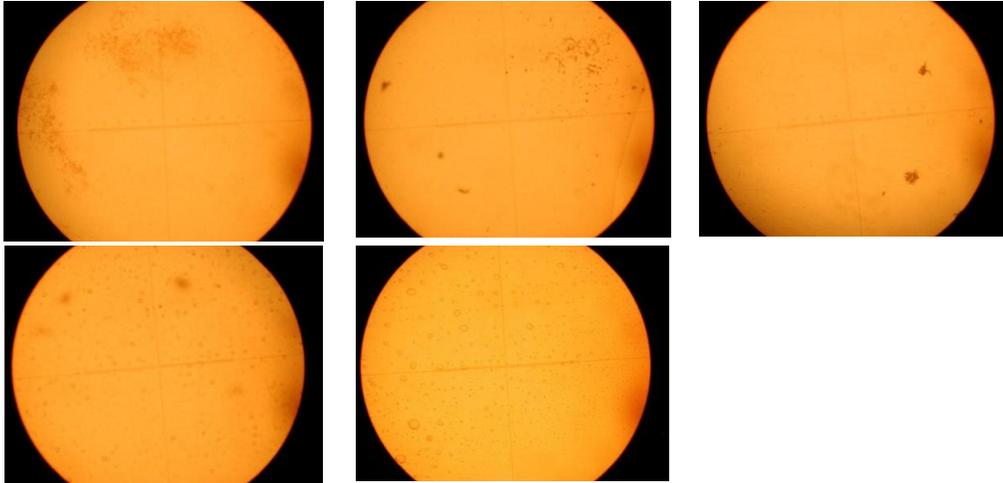


Figura 38. Muestra de aceite observada a través del microscopio @ 10X de aumento

La muestra del fluido, al que se denominó gel por su apariencia gelatinosa y viscosa, al observarla a través del microscopio, se observó que estaba conformada por “gotas” del tamaño de micras, con lo cual se consideró como una microemulsión que generó un aglomerado mayormente homogéneo con secciones muy densas en algunas zonas y en otras zonas coexistía dispersa la fase agua. Dicho gel absorbía la fase aceite en mucha mayor proporción que la de la fase agua, esta última se absorbió, hasta cierto punto en el gel, y posterior a este, era repelida y expulsada. Como se muestra en la Figura 39. Aunque el gel se encontraba disperso en varias secciones en la salmuera, este no se desintegró ni degradó.

De las muestras que se extrajeron de lo que se llamó gel, se colocaron sobre éste gotas tanto de aceite como de agua. Las primeras se penetraban o absorbían en dicho gel; en cambio las de agua quedaban sobre este sin que se absorbieran, después de algunos minutos se deslizaban hacia las orillas del gel y de igual manera no penetraban a este.

La evaluación que se realizó a la emulsión, con la cual se generaban las espumas, se realizó por triplicado de los cuales se obtuvieron los mismos resultados. Es como si el fluido al que se denominó gel, tuviera un comportamiento selectivo para absorber y repeler ciertos fluidos que se encuentran a su alrededor.

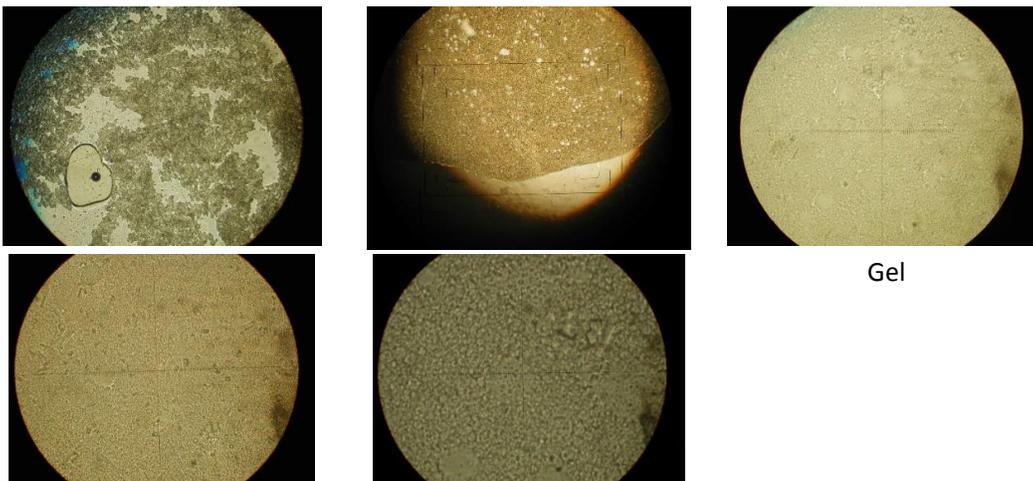


Figura 39. Muestra de gel observada a través del microscopio @ 10X de aumento

Se llevó a cabo una nueva búsqueda bibliográfica que detallara u orientara acerca de los fenómenos físicos y químicos que se observaron durante este experimento. Ésta arrojó lo siguiente: Emulsiones tipo Winsor-I ó emulsión O/W, cuando se forma este tipo de emulsiones con surfactantes iónicos, entre otros; al someterse a un cambio drástico y súbito de temperatura, el surfactante sufre un re-acomodo en su estructura, cambiando su afinidad y generando un nuevo arreglo estructural; a este fenómeno se le conoce como inversión de fase. La emulsión generada por este proceso (Winsor-II ó emulsión W/O) presenta propiedades y características totalmente diferentes a la emulsión original.

La inversión de fase, puede presentarse en cualquier tipo de emulsión según las propiedades del surfactante, medio donde se diluye (fase orgánica o inorgánica), temperatura e incluso agitación. Puede generar a partir de una emulsión O/W una emulsión W/O y viceversa.

Como se comentó anteriormente, este proyecto de tesis originalmente estaba enfocado en desarrollar espumas como bloqueo de zonas de alta conductividad e impedir el flujo excesivo de agua, es decir, bloquear su paso hacia los pozos productores. Sin embargo, durante la experimentación los resultados y análisis obtenidos del estudio de espumas derivaron en la obtención de un nuevo sistema que se denomina como gel-emulsión, mismo que pareció ser selectivo, aceptando y desplazando al aceite pero a su vez repeliendo al agua.

A partir de este nuevo sistema o producto químico que aparentó ser selectivo y talvez eficaz para el control de agua, se propuso evaluarlo para corroborar su efectividad, capacidad de bloqueo y los posibles beneficios que puede generar. Para demostrarlo se llevó acabo la siguiente experimentación:

GEL-EMULSIÓN

La obtención del gel emulsión se realizó a partir de una emulsión Winsor-I (O/W) misma que posee altas concentraciones de producto químico AMESUS-3100. A través del proceso de inversión de fase y tiempo de “añejamiento” se obtuvo una emulsión W/O altamente concentrada. El gel-emulsión presenta comportamientos viscoelásticos, como los geles convencionales. Una vez obtenido dicho gel se estudió en diversos escenarios para probar su efectividad como barrera selectiva permeable a la fase aceite.

FORMULACIÓN DE LA EMULSIÓN O/W

La emulsión se formuló con los siguientes fluidos: Aceite muerto del pozo del Campo “T”-16, Salmuera congénita del campo del Campo “T” y producto químico AMESUS-3100. Este último se diluyó en la salmuera a una concentración de 5, 10 o 15% (según el caso de estudio), como se indica en la Tabla 5. Se mantuvo en agitación durante varios minutos, posteriormente se adicionó lentamente el aceite muerto del Campo “T”-16 hasta obtener una relación en volumen agua-aceite 1:1, misma que se dejó en agitación durante varias horas hasta formar una emulsión O/W (aceite en agua) estable (la emulsión O/W presenta una conductividad alta mientras que una emulsión W/O presenta una conductividad baja³⁵). Una vez que se alcanzó la estabilidad de la solución, esta se colocó en un horno de convección a temperatura de 70°C durante 24 horas, bajo esta condición ocurrió la inversión de fase generando así una emulsión W/O de alta concentración o gel-emulsión W/O (agua en aceite).

Tabla 5. Emulsiones en estudio

Concentración AMESUS-3100 [%]	Relación Agua/Aceite
5	50:50
10	50:50
15	50:50

A partir de la información teórica mencionada en el estado del arte se realizó un estudio cualitativo basado en imágenes de microscopía enfocado principalmente en los cambios físicos que presentó la emulsión durante el proceso de inversión de fase para finalmente generar el gel-emulsión, mismo que mostró características viscoelásticas así como propiedades selectivas preferentes hacia la fase oleosa. En la Figura 40, se muestra el proceso de cambio. Inicialmente se tenía una emulsión O/W, la cual fue preparada como se indicó anteriormente; ésta, a condiciones ambiente, es estable sin embargo al pasar súbita y bruscamente de temperatura ambiente a 70°C y por las características del surfactante empleado la emulsión sufrió cambios físicos y químicos, por mencionar algunos: el tamaño de gota que conformó la emulsión incrementó, el sistema comenzó a disgregarse formándose en algunas zonas pequeñas emulsiones hasta que finalmente colapsaron dispersándose en fases. En esta etapa inició la inversión de la fase, el surfactante cambió su afinidad con lo cual se convirtió en afín a la fase orgánica, generó nuevos arreglos, es decir, comenzó a formar una “nueva emulsión W/O”. La fase dispersa, que inicialmente era el aceite conformaba ahora la fase continua, el agua (en este caso salmuera del Campo “T”) se integró al sistema como la fase dispersa y el “exceso” de la misma fue expulsada del sistema. Durante el proceso de inversión de fase la emulsión concentrada W/O ó gel-emulsión que se generó es de mayor viscosidad que la emulsión inicial O/W, el tamaño y estructura que conformó este nuevo sistema integró arreglos que pasaron de formas esféricas a poliédricas conforme el contenido o volumen de fase dispersa se iba incrementando hasta alcanzar un nivel de estabilidad en el que no existe separación de fases.

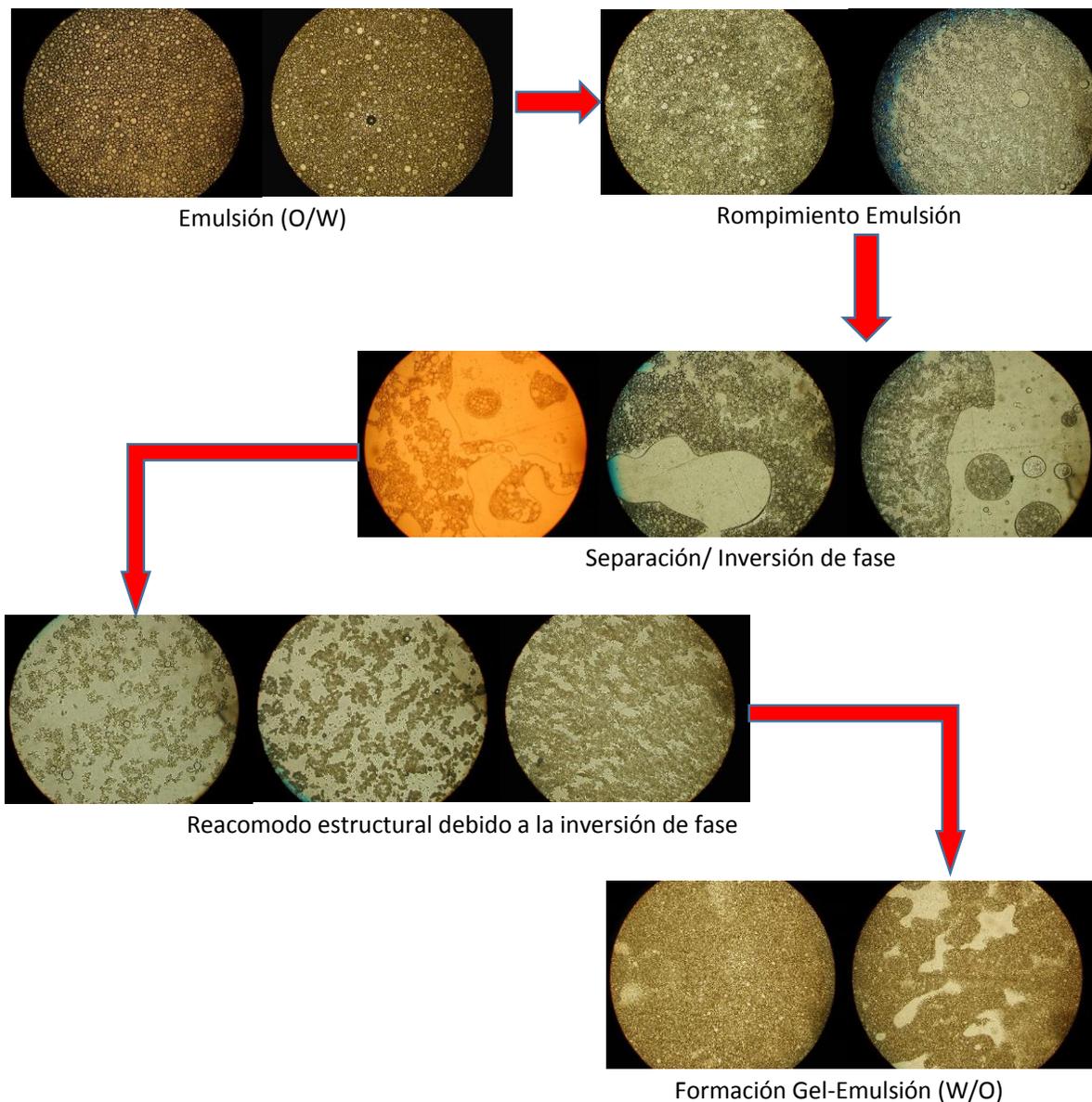


Figura 40. Inversión de fase de la emulsión O/W para generar el Gel-Emulsión W/O

En la Figura 42, se muestra el arreglo u acomodo estructural del gel-emulsión. En dichas imágenes se aprecia cómo la apariencia del sistema cambia, se observa una película fina de coloración café, el tamaño de la estructura que la conforma es de micrones, al realizar varios acercamientos en el microscopio se apreciaron formas geométricas poliédricas, mismas que se superponen unas sobre otras, al realizar escaneos a ciertas secciones se muestra que los arreglos estructurales que se forman en el gel-emulsión son parecidos a las espumas, así también se corrobora, que dichos arreglos, al ser un gel-emulsión estable con alto contenido de fase dispersa, forman estructuras poliédricas de tamaños diversos. En la interfase del gel-emulsión formado el arreglo de la estructura es aún de menor tamaño generando así una especie de capa protectora.

El cambio de una emulsión a un gel-emulsión es evidente, las propiedades entre ambos cambiaron significativamente, la emulsión O/W puede seguir captando aceite y permanecer estable (hasta cierto valor límite) sin separación de fases. En el caso del gel-emulsión este no absorbe más volumen de agua (o fase dispersa), puede permanecer estable a cambios de temperatura, por ejemplo, el gel-emulsión se forma a 70°C y puede permanecer estable a temperatura ambiente así como a alta temperatura más de 150°C. En la Figura 41, se muestra la diferencia física entre una emulsión y un gel-emulsión.

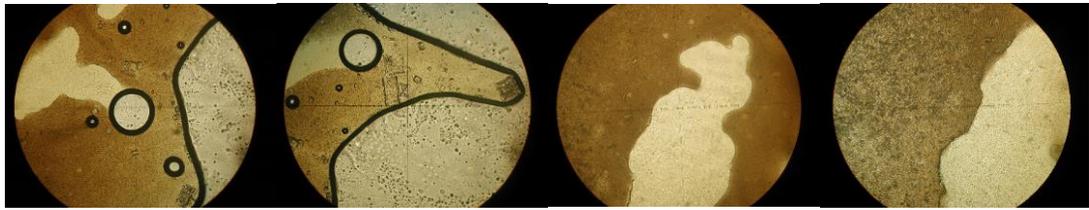
Emulsión en proceso de inversión de fase



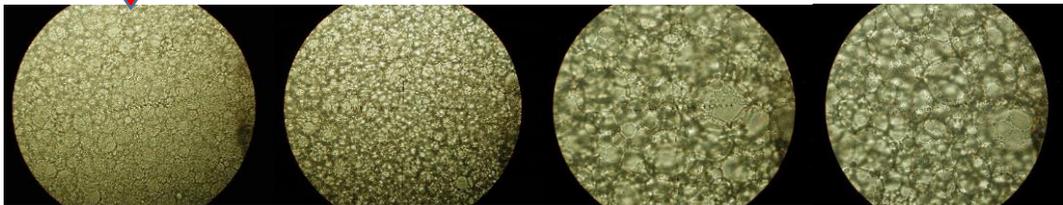
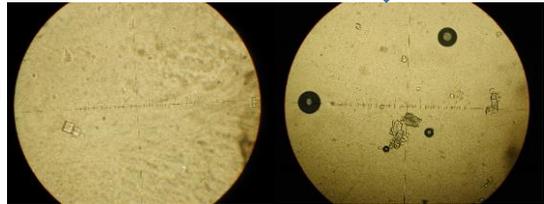
Gel-Emulsión W/O



Figura 41. Comparativo físico de la emulsión y el gel-emulsión



Gel-emulsión (W/O)



Estructura poliédrica del gel emulsión

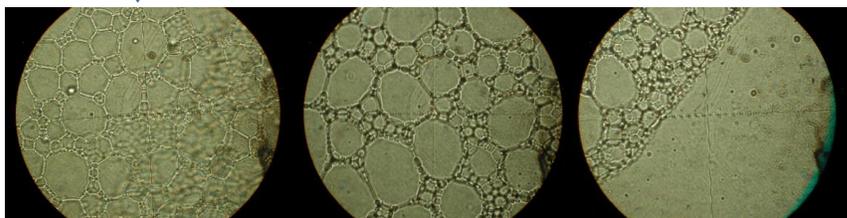
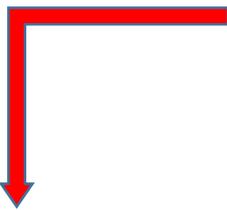
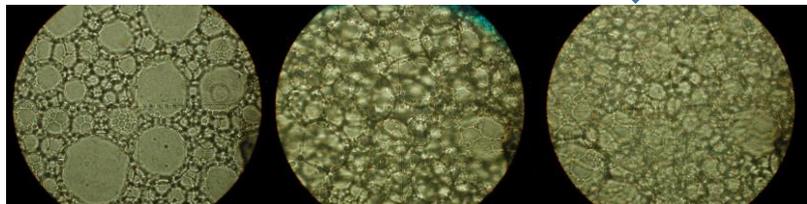


Figura 42. Arreglo estructural del gel-emulsión

EVALUACIÓN SELECTIVA DEL GEL-EMULSIÓN

Después de haberse generado un gel-emulsión estable, se procedió a analizar la función selectiva o permeable del mismo, empleando el equipo mostrado en la Figura 16. Se preparó una emulsión a una concentración del 15% de AMESUS-3100, se añejó a temperatura de 70°C durante 15 horas, con el fin de que se iniciara el proceso de inversión de fase y así sólo analizar el gel-emulsión formado. Después de este tiempo se colocó dicho producto en una celda visual a temperatura de 70°C. Se dio seguimiento visual en el tiempo. Durante las primeras horas, el sistema continuó expulsando agua pero ya en cantidad mínima, pasó de nivel cero de agua a alcanzar 2.1 cm total, según escala de la celda, la zona de transición pasó de una coloración amarilla a una café principalmente en la parte superior; en el tiempo dicha tonalidad abarcó casi la totalidad del gel-emulsión ya formado. Bajo estas condiciones de temperatura se consideró que se alcanzó estabilidad en el gel-emulsión en 5 días, Figura 43. El sistema permaneció por varios días más bajo las mismas condiciones; posteriormente se fluyó Aceite muerto T-16 y Salmuera del campo del Campo "T" Mezcla de aguas "T4-7-11".



Figura 43. Proceso de inversión de fase, generación de gel-emulsión

Después de 15 días de añejamiento del gel-emulsión, Figura 43 inciso (c), se inyectó por separado al sistema, Aceite muerto del Campo "T" y posteriormente Salmuera del Campo "T" a gastos de 1 y 3 ml/min, el sistema se encontraba a 70°C. Al inyectar el aceite, este se desplazó por el agua que expulsó el sistema durante la formación del gel-emulsión, se acumularon varias gotas de aceite en la interfase formando un domo de aceite, poco a poco comenzó a penetrar en el gel-emulsión generando un camino de flujo, Figura 44 incisos (a, b y c). Conforme se mantuvo el gasto de inyección el aceite se desplazó a través del medio y se produjo, hasta ese momento, sin trazas de gel-emulsión, Figura 44 incisos (d y e). El gel-emulsión no mostró cambios físicos aparentes mientras se fluyó el aceite, así mismo la interfase gel-emulsión/agua no se percibió alterada.

Al finalizar el desplazamiento de aceite el sistema de aisló por varios minutos, el aceite remanente quedó entrampado en el camino de flujo generado, no se presentó mezclas de fases en ese tiempo Figura 44 inciso (f). El siguiente paso de la evaluación fue desplazar salmuera a los mismos gastos de estudio. Al iniciarse el desplazamiento de ésta algunas gotas de aceite remanente en la línea se desplazaron junto con la salmuera, se generó una ligera turbulencia en la interfase, sin embargo las gotas de aceite fluyeron a través del camino ya formado pero no así la salmuera. Esta comenzó a empujar el gel-emulsión generando, al inicio, una especie de conificación en la interfase.

Conforme el gasto se mantuvo el nivel de agua se incrementó, el gel-emulsión, al comportarse como una barrera selectiva afín al medio orgánico, evitó o “cerró” el paso a la fase agua, el trayecto marcado por el aceite se “obstruyó” en la sección de la interfase. En el transcurso del tiempo la conificación formada por el agua disminuyó; la salmuera inyectada al no poder generar o travesar la interfase y canalizarse hacia el camino de flujo empujó a la emulsión en un flujo tipo pistón, como puede apreciarse en la Figura 44 incisos (g, h, i). En este caso, si se presentó un aumento de presión debido principalmente a que el gel-emulsión, al ser desplazado por la salmuera comenzó a producirse una parte, sin embargo esta quedó adherida en la tubería de desfogue, generando un incremento significativo en la presión alrededor de 40psi, como se detallará más adelante. Después de haber inyectado un determinado volumen de salmuera el sistema se dejó en reposo durante varios minutos, Figura 44 inciso (i) la interfase se restituyó.



a) Sistema antes de iniciar el flujo



b) Inicio desplazamiento aceite



c) Acumulación de aceite en la interfase



d) Flujo de aceite a través del gel emulsión



e) Flujo de aceite a través del gel emulsión



f) Sistema estático



g) Inyección de salmuera



h) Inyección de Salmuera



i) Sistema estático

Figura 44. Flujo de Aceite y Salmuera en gel-emulsión

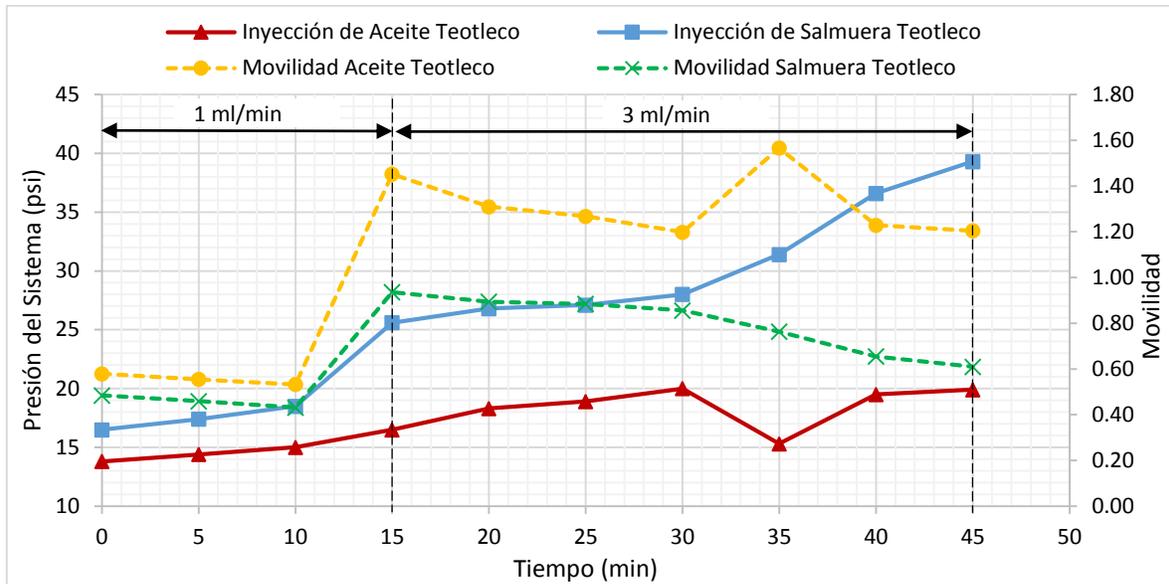


Figura 45. Datos de presión y movilidad durante la inyección de fluidos

Durante el desarrollo de la prueba se tomaron lecturas de presión del sistema durante la inyección, por separado, de ambos fluidos (Aceite y Salmuera del Campo "T") como se detalla en la Figura 45. En esta se observa que la presión que alcanzó el sistema fue superior cuando se fluyó salmuera que cuando se fluyó aceite, esto debido a que el aceite no presentó gran resistencia a fluir, ya que pasa a través del gel-emulsión, la presión inició en aproximadamente 14psi presentó un ligero aumento alcanzando cerca de 17psi durante el gasto de 1ml/min, la presión aumentó a 20psi durante la inyección del aceite a 3ml/min mismo que se mantuvo hasta el final de la prueba. Durante este gasto en el minuto 35 se registró una caída de presión a 15psi, misma que pudo ser ocasionada por algún error en durante la toma de lectura del sensor. Después de este punto la presión se restableció manteniéndose en 20psi. Cuando se fluyó salmuera la presión se incrementó casi el 50%, bajo el mismo esquema de inyección, en este caso dicho fluido no pudo atravesar el gel-emulsión, este al comportarse como una barrera selectiva se re-ordenó y cerró el paso en la interfase. Debido a la inyección continua el gel-emulsión sufrió compresión obligándolo a que se produjeran unas gotas del mismo sin embargo, por la viscosidad, adherencia y resistencia del mismo incrementó la presión del sistema.

Para ejemplificar los efectos del gel-emulsión en el medio se utilizó la ecuación de Darcy para determinar la movilidad de cada fluido, Figura 45. Como puede apreciarse la movilidad del aceite fue mucho mayor que la de la salmuera. El gel-emulsión mostró ser permeable a la fase oleosa, con lo cual la movilidad del aceite en el medio fue mayor lo que permitió generar el camino de flujo. Contrariamente, la movilidad de la salmuera es menor ya que no se desplaza libremente por el medio ya que el gel-emulsión no fue permeable a esta. La salmuera no fluyó a través del gel emulsión sino que lo desplazó y comprimió hasta que el gel-emulsión se adhirió en la tubería de desfogue de la celda experimental. Se calculó, con la ecuación del Módulo de Young, la compresión que ejerció la salmuera hacia el gel-emulsión; este indicó que se comprimió a razón de 29 psi.

Después de haber desplazado al sistema Aceite y Salmuera del Campo “T” y haberle dado cierto tiempo de reposo, se fluyó de nueva cuenta aceite, Figura 46 incisos (a, b, c). Al inicio de la inyección, trazas de salmuera remanentes en la tubería del sistema fueron producidas, sin embargo, el aceite y la salmuera generaron una ligera turbulencia en la interfase, las gotas de aceite si atravesaron la interfase, como puede apreciarse en el inciso (b) fluyendo por el camino de flujo generado durante la primera inyección de aceite. El aceite se produjo sin trazas de gel-emulsión. Al finalizar la prueba se aisló el sistema, el aceite quedó atrapado en el gel-emulsión como se muestra en la Figura 46 inciso (d) en dicha imagen se observa claramente el camino formado por el desplazamiento del aceite del Campo “T”. En el transcurso del tiempo el aceite se difundió en el medio, al no existir movimiento éste fue absorbido por el gel-emulsión, Figura 46 inciso (e).



a) Re-inyección de aceite



b) Re-inyección de aceite trazas de agua



c) Flujo continuo de aceite



d) Sistema después de finalizar la prueba



e) Sistema 9 días después de finalizada la prueba

Figura 46. Inyección de fluidos (continuación)

Esta prueba ayudó a corroborar la efectividad del gel-emulsión como agente bloqueante selectivo, formando una barrera que es permeable a la fase oleosa e impermeable a la fase agua. Aunque este ensayo se realizó a temperatura de 70°C y presión atmosférica se obtuvieron datos de cómo es que se

realizó dicha selección de fluidos y como la fase orgánica (Aceite del Campo "T") permeó en la interfase generando un camino de flujo a través del gel-emulsión. Así mismo se pudo apreciar cómo este, después de haber dado paso al aceite del Campo "T", se restaura físicamente borrando el camino de flujo.

Después de haber realizado el ensayo anteriormente descrito, se procedió a evaluar si las propiedades selectivas del gel-emulsión permanecen a condiciones de alta presión y alta temperatura, aunado a la estabilidad química y térmica del gel-emulsión como se muestra a continuación:

GEL-EMULSIÓN AL 5%.

El experimento consistió en formar el gel-emulsión dentro de la celda visual a condiciones de 2700psi y con gradientes de temperatura hasta alcanzar una temperatura final de 152°C. Para este propósito se inyectó emulsión (misma que ya se encontraba en proceso de inversión de fase para generar el gel-emulsión) por la parte inferior de la mirilla a un gasto de 1ml/min a 80°C, previo a la inyección de la emulsión se retiró la salmuera en exceso. Una vez colocado en la celda, el gel-emulsión aún en proceso de cambio, se incrementó la temperatura en un gradiente de 10°C/hr hasta alcanzar la temperatura de 152°C. Los resultados se presentan en la Figura 47:

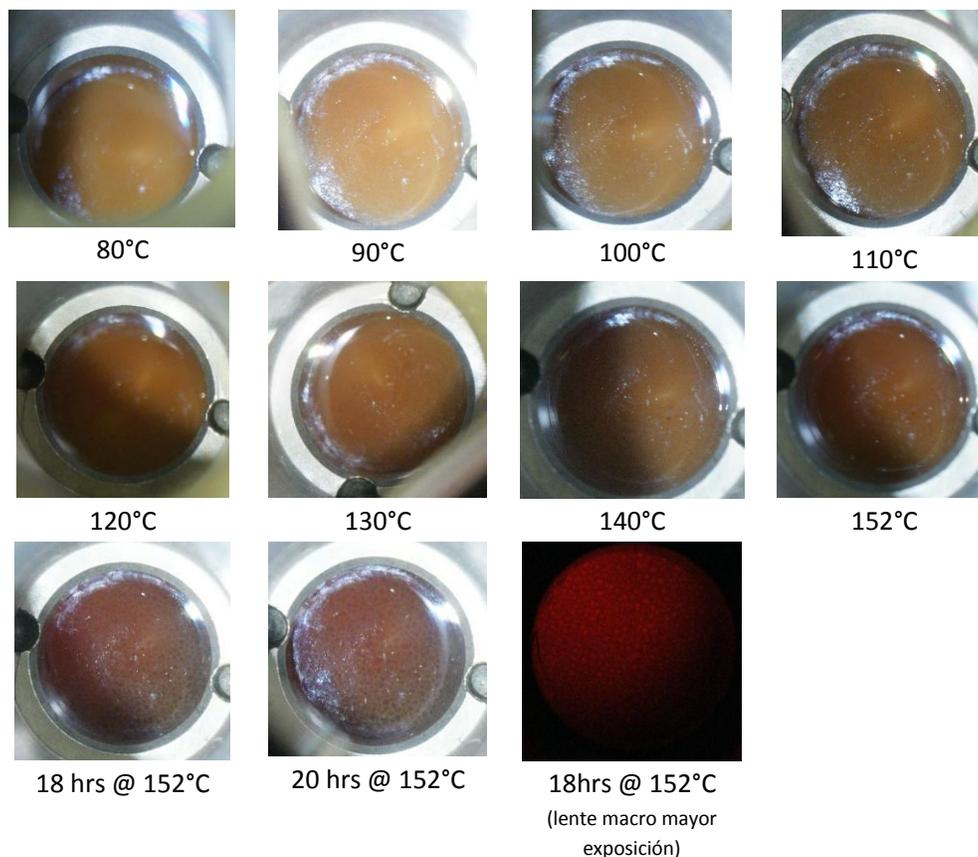


Figura 47. Gel-emulsión al 5% efecto de la temperatura en la emulsión respecto al tiempo

El proceso de inversión de fase ya había comenzado y continuó a la temperatura de 80°C, la solución era homogénea de coloración café. Al incrementarse la temperatura a 90°C no se observó ningún cambio aparente. A 100°C la muestra se tornó más oscura apreciándose la aparición de pequeños dominios o puntos rojizos que pueden relacionarse con zonas de mayor viscosidad, es decir, a la formación del gel-emulsión. Este efecto se acentuó con forme la temperatura se incrementaba hasta los 152°C, bajo esta condición la coloración se tornó rojiza. La muestra se mantuvo a esta temperatura para observar su evolución en el tiempo, Figura 48. El gel-emulsión se formó y permaneció por 20 horas a 152°C, se mantuvo 5 días a las mismas condiciones, en ese tiempo de maduración el gel-emulsión sufrió cambios estructurales debido a la temperatura en la Figura 48 se muestran los cambios físicos que presentó el gel-emulsión durante este proceso, parte de la fase orgánica fue expulsada, como puede apreciarse en el segundo día de permanecer a 152°C (inciso b). Al quinto día el gel-emulsión se condensó en la parte inferior del equipo experimental.

Después de ese tiempo se inyectó salmuera del Campo “T”, por la parte inferior del sistema, desplazando el gel-emulsión para así crear una interfase. Se dejó en reposo una hora para posteriormente fluir al sistema aceite del Campo “T”, Figura 49.

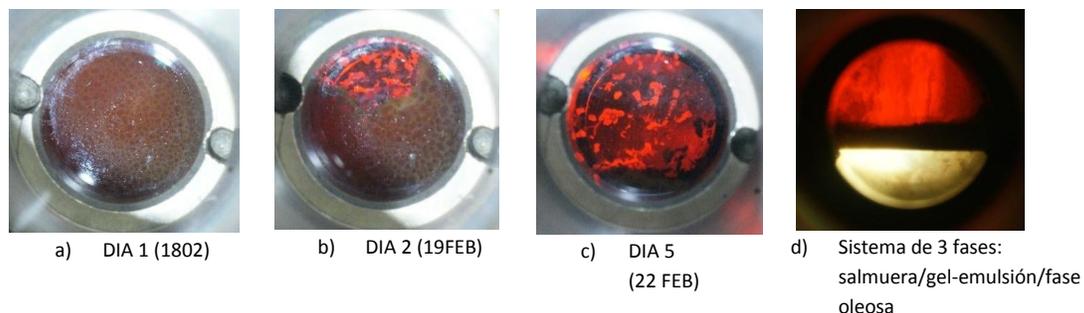


Figura 48. Evolución del gel-emulsión en el tiempo @ 152°C y 2700 psi

Una vez generada la interfase, se inyectó aceite del Campo “T” por la parte inferior del sistema, como se muestra en la Figura 49 inciso (b), iniciando a un gasto de 1ml/min. El aceite del Campo “T” inicialmente se acumuló en la parte inferior del gel-emulsión. Con la continua inyección se formó un camino de flujo se generó un domo de aceite en la parte superior del gel emulsión mismo que se desintegra liberando el aceite y produciéndose por el sistema de desfogue del equipo.

Se realizó el mismo procedimiento a gastos de 3,5 y 10 ml/min. En los dos primeros gastos (3 y 5 ml/min) el domo creció, el aceite fluyó libremente a través de dicha interfase como puede apreciarse en la Figura 49 inciso (c, d, e) en dichas imágenes se observa como las gotas de aceite viajaron en la salmuera, atravesaron el gel-emulsión generando un domo y posteriormente se liberándose, se produjo aceite libre por el sistema de desfogue. A un gasto mayor, 10 ml/min, se generó turbulencia en el sistema, Figura 49 inciso (f) las gotas de aceite se acumularon en la parte inferior del gel-emulsión, debido a la turbulencia se produjo un poco del mismo. La producción de aceite por el sistema de desfogue fue mayor. Al disminuirse el gasto a 5ml/min y 1ml/min (Figura 49 inciso (g, h)) se regeneró la interfase del gel-emulsión.

El flujo del aceite del Campo “T” se realizó a través de la interfase generando un camino preferencial a gastos bajos (1, 3 y 5ml/min) el trayecto del aceite se realizó por la parte media de la interfase pero a gasto alto (10ml/min) se generaron nuevos caminos preferenciales de flujo. Después del flujo continuo de aceite el sistema permaneció en condiciones estáticas por 24 hrs, Figura 49 inciso (i).

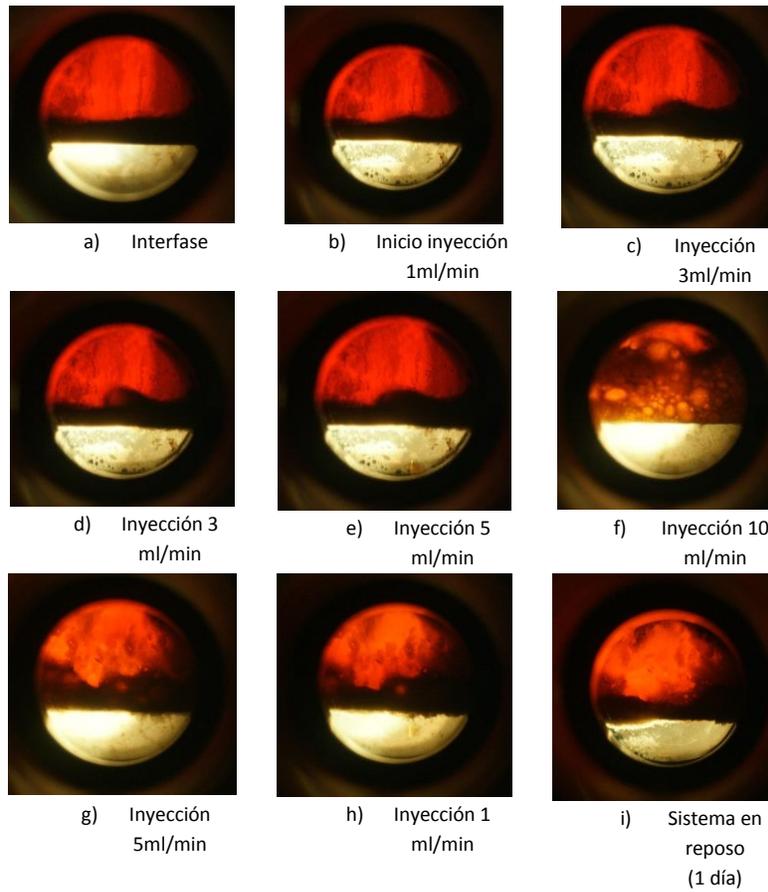


Figura 49. Flujo de aceite al sistema gel-emulsión/salmuera

En la Figura 50 se muestra, en resumen, el proceso de “generación del camino preferencial” formado por el aceite en el gel-emulsión así como la regeneración del mismo cuando se detiene el flujo de aceite. Al igual que en la experimentación a condiciones de 70°C y presión atmosférica se fluyó salmuera al sistema en estudio, ésta desplazó al gel-emulsión en un efecto tipo pistón, Figura 51, aunque ya se tenía una apertura o camino marcado por el aceite del Campo “T” la salmuera no penetró en el gel-emulsión y como éste no presentó adherencia a la celda visual fue desplazado. Durante la inyección de salmuera no se registró aumento de presión ya que el sistema de desfogue del equipo experimental lo hizo de forma automática al alcanzar una presión superior a las 2700psi.

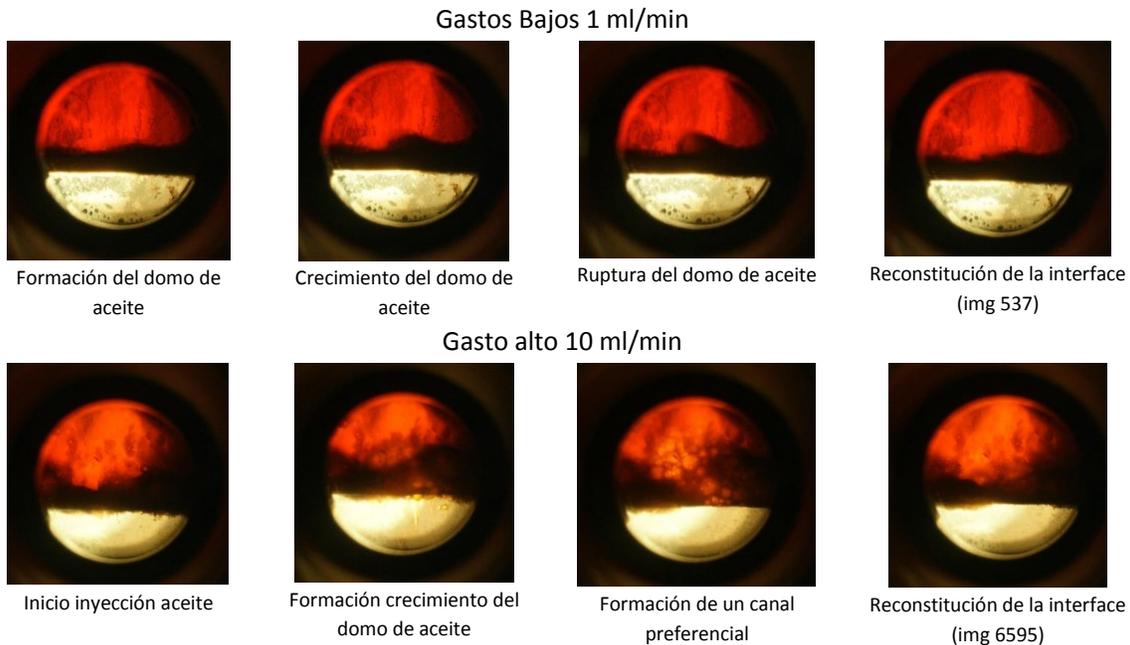


Figura 50. Inyección de aceite al sistema gel-emulsión al 5%

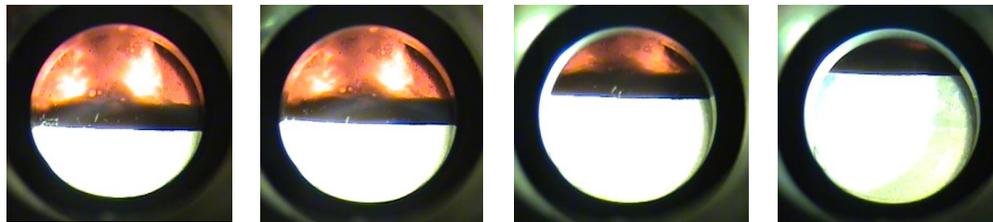


Figura 51. Desplazamiento del gel-emulsión por inyección de salmuera

GEL-EMULSIÓN AL 10%.

Al igual que la prueba anterior, la inversión de fase ya había comenzado al momento de colocarla en la celda visual. En este ensayo se colocó salmuera del Campo "T" en la parte inferior y se llevó a temperatura de 152°C y presión de 2700psi. Se dejó estabilizar durante 5 días con el fin de que se formara el gel-emulsión, como puede apreciarse en la Figura 52 inciso (a, b) la inversión de fase se realizó en el primer día a las condiciones de prueba, se observó el gel-emulsión un poco segregado debido a los cambios físicos y químicos suscitados por el efecto térmico, no presentaron cambios visibles notables en los días siguientes de añejamiento, Figura 52 inciso (c, d).

En la Figura 53, se muestra la prueba con aceite del Campo "T", de igual forma, fluyó por los costados de la mirilla atravesando el gel-emulsión, este permeó el aceite. A gastos de 1 y 3 ml/min, Figura 53 inciso (a, b) el aceite de igual manera fluyó por los costados del gel emulsión en dichas imágenes se puede apreciar como fluyó a través del producto químico, se formaron una especie de gotas como espuma mismas que crecieron y rompieron con el desplazamiento liberando el aceite. Esto se debió principalmente a que la concentración del gel-emulsión era alta y por lo tanto la viscosidad y densidad

se vieron afectadas; cada gota de aceite que fluye a través del medio fue rodeada por el gel-emulsión. Al momento de producirse el aceite por el sistema de desfogue trazas, que se pueden considerar insignificantes, de gel-emulsión fueron arrojadas.

Una vez concluida la inyección de aceite, se fluyó salmuera del Campo "T" al sistema misma que desplazó al gel emulsión de forma homogénea tipo pistón. Al igual que la prueba anterior, no se presentó interacción entre la salmuera con el gel-emulsión y/o el aceite aún remanente en el sistema. El gel-emulsión se relegó fácilmente con la salmuera debido a que éste no presentó adhesión a la celda visual.

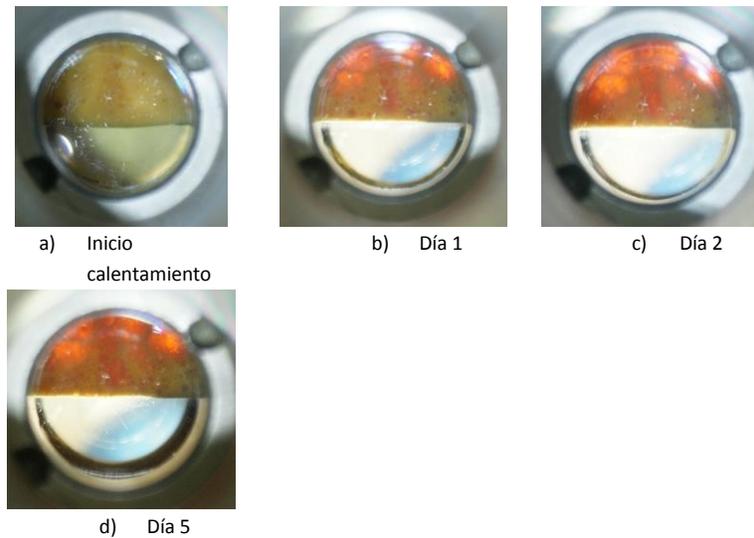


Figura 52. Gel-emulsión al 10%

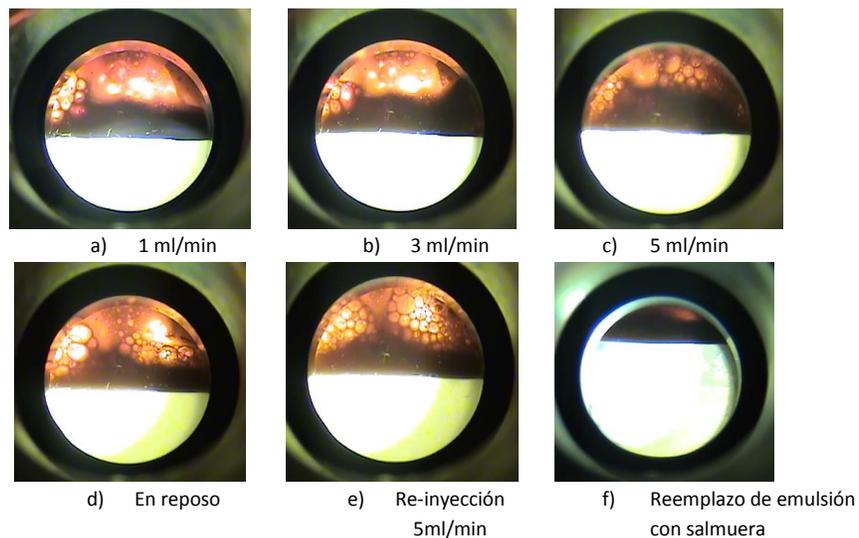


Figura 53. Gel-Emulsión a 10%

GEL-EMULSIÓN AL 15%.

Continuando con la parte experimental, se analizó la concentración de Gel-emulsión al 15% (Figura 54). Al igual que en las pruebas anteriores la inversión de fase ya había comenzado. Al inyectarlo al sistema el fluido formó una onda en la parte central, generada por su alta viscosidad, esa turbulencia u ondulación desapareció en el tiempo. El sistema permaneció estático durante 24 hrs, Figura 54 incisos (a, b, c, d, e) en el proceso de inversión de fase, parte de la fase orgánica contenida en el gel-emulsión fue expulsada generando una nueva fase en la parte superior. El gel-emulsión mantuvo una coloración amarillo-ambar. Se fluyó aceite al sistema en estudio a gastos de 1, 3 y 5ml/min respectivamente. A gasto bajo, 1 ml/min, Figura 54 inciso (f), se aprecia como las gotas de aceite viajan a través de la salmuera e ingresan al gel-emulsión, las gotas de aceite fueron recubiertas por el gel-emulsión y se acumularon en la parte superior de la celda visual, se observan como espuma; las gotas coalescen liberando el aceite mismo que fue producido por el sistema de desfogue, pequeñas gotas de gel-emulsión se produjeron, se consideró como despreciable la cantidad expulsada. La inyección de aceite se detuvo, dejando el sistema en reposo por un par de horas, Figura 54 inciso (g), las gotas de aceite al fluir en un sistema viscoso quedaron entrampadas, con el paso del tiempo las gotas pequeñas se unieron formando gotas de mayor tamaño mismas que se rompieron reestableciendo así la fase gel-emulsión.

Al reanudar la inyección a 3ml/min, Figura 54 inciso (h) el aceite fluyó por el camino ya definido donde se encontraban las burbujas o gotas de aceite. Se presentó el mismo efecto, las gotas de aceite coalescieron y se liberó el aceite por el sistema de desfogue. Cuando se detuvo la inyección, las gotas permanecieron unos instantes y luego colapsaron. Al reestablecer la inyección a un gasto de 5ml/min, inicialmente viajó por el camino de flujo ya definido posteriormente generó uno nuevo a los costados del gel-emulsión, Figura 54 inciso (j). Se dejó el sistema en reposo las gotas coalescieron liberando el aceite, regenerándose así la zona de gel-emulsión, Figura 54 incisos (k, l).

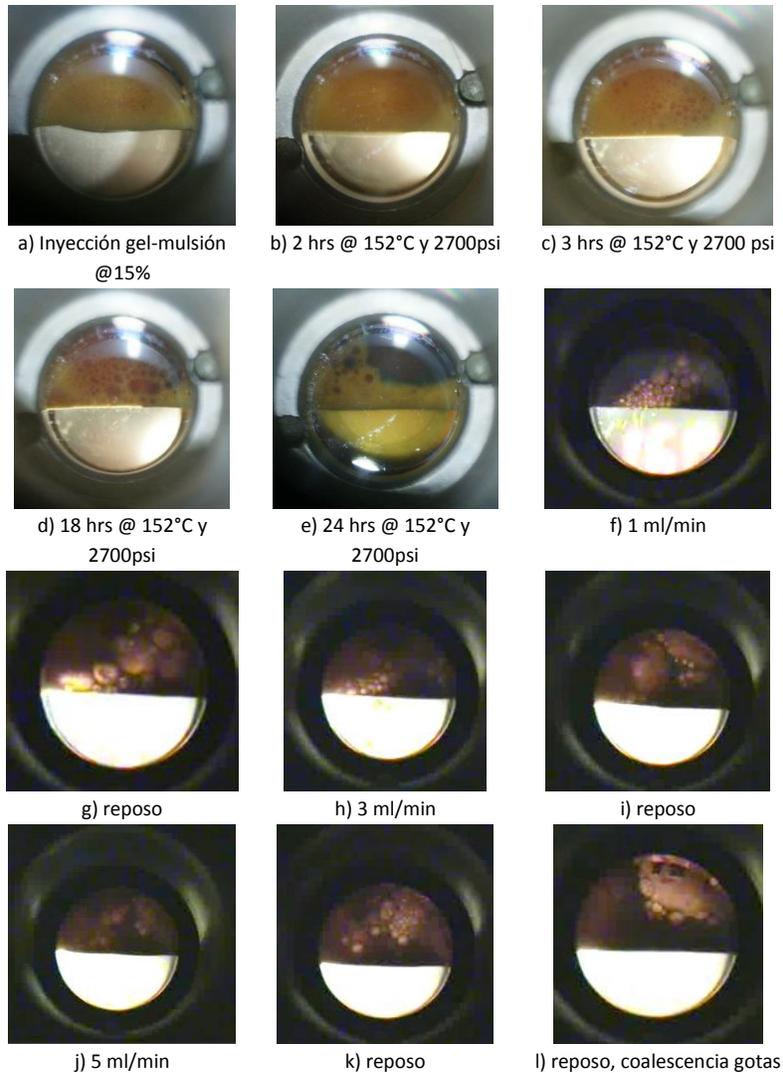


Figura 54. Gel-emulsión @ 15% añejado 24 horas

Los fluidos contenidos en la celda se retiraron con salmuera de la cual se desplazaron varios volúmenes de ésta al sistema. Al repetirse la prueba de concentración gel-emulsión al 15%, Figura 55, se presentó el mismo fenómeno, se generó un menisco en la interfase del fluido mismo que desapareció en el transcurso del tiempo, Figura 55 inciso (a). Al momento de iniciarse la inyección de aceite a gasto de 1 ml/min este comenzó a fluir a través del gel-emulsión inicialmente se acumuló bajo la interfase hasta que finalmente generó un camino de flujo Figura 55 inciso (b), de igual forma el aceite fue rodeado por el gel emulsión formando un cumulo de gotas de aceite lo que generó la apariencia de espuma dentro del sistema, las gotas crecieron por el flujo de aceite hasta que finalmente colapsaron liberando el aceite, mismo que fue producido en el sistema de desfogue. El mismo efecto se presentó a gastos de 3 y 5 ml/min, respectivamente; Figura 55 incisos (c, d). Una vez que se detuvo la inyección, las gotas de aceite permanecieron por un par de horas, posteriormente rompieron, el aceite poco a poco fluyó a través del gel-emulsión acumulándose entre este, Figura 55 incisos (f, g). Se reinició la inyección de aceite a gasto de 1ml/min se acumuló en la parte inferior izquierda de la celda lo que generó un nuevo trayecto de flujo

posteriormente se dirigió a la cavidad central, el mismo efecto se presentó a gastos de 3 y 5ml/min, Figura 55 incisos (h, i, j). El aceite que fue producido fue aceite libre, es decir, sin trazas perceptibles de gel-emulsión. El sistema se dejó estático por 18 hrs en las cuales se reestableció el gel-emulsión, el aceite se acumuló en la parte central, Figura 55 inciso (k).

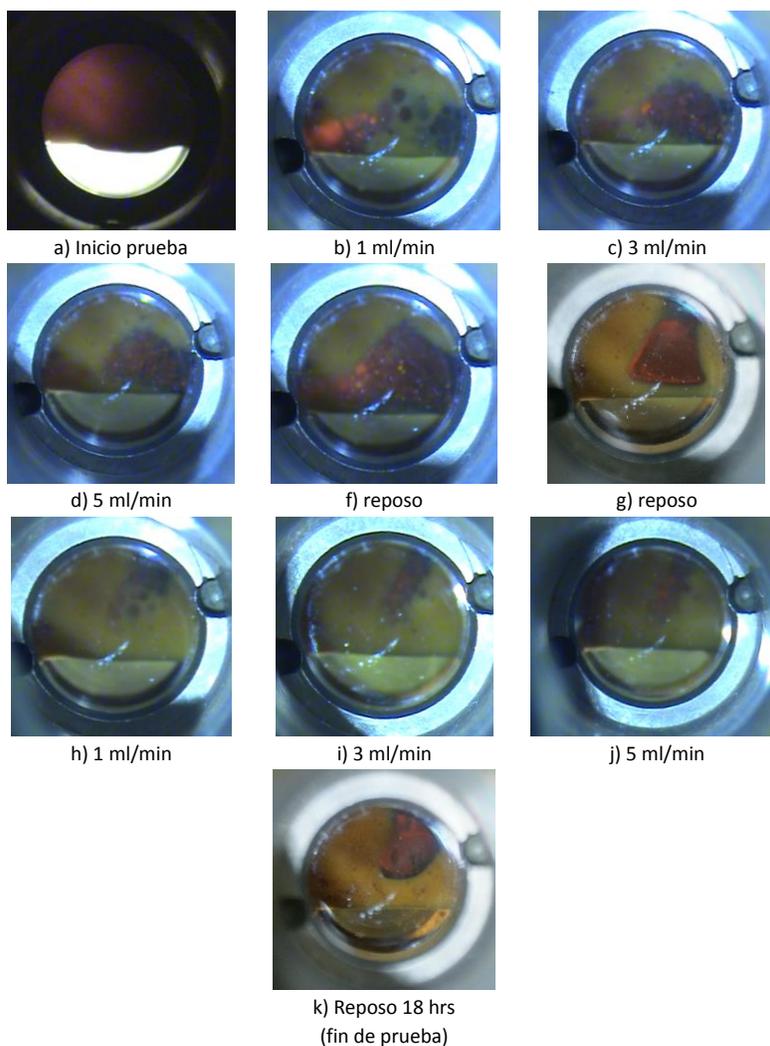


Figura 55. Repetición Gel-emulsión @ 15%

Las pruebas que se realizaron hasta ese momento demostraron que el gel-emulsión que se generó en condiciones de 152°C y 2700psi fue estable química y térmicamente, al mismo tiempo que actuó como una barrera selectiva afín a la fase orgánica, absorbiéndola y desorbiéndola; así también se observó que no presentaba interacción con la salmuera.

A la par de esa evaluación, se analizó el gel-emulsión generado con el producto químico AMESUS-3100 en contacto con roca representativa del Campo "T", esto se realizó con el fin de determinar si existe alguna interacción entre la roca y el gel-emulsión, y el efecto que éste pudiera generar en el medio poroso, es decir, que pueda formarse en presencia de minerales, y si aún mantener las propiedades como

barrera selectiva afín a cierta fase. Se optó por evaluar únicamente el gel-emulsión generado con AMESUS-3100 al 10%, (concentración media de las soluciones en estudio); como se demostró en las pruebas anteriores. Se obtuvieron resultados favorables en el estudio de todas ellas generándose barreras selectivas afines a la fase orgánica bloqueando el paso a la salmuera, con lo cual se consideró que analizar solo dicha concentración (10% AMESUS-3100) en las pruebas de desplazamiento se obtendrían resultados “representativos y generales” del gel-emulsión en roca representativa del campo “T”.

PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN EMPACAMIENTO CON ROCA REPRESENTATIVA DEL CAMPO “T”

El empacamiento se integró con roca mallada a diferentes tamaños de grano (#52, 35, 40 y finos) obtenidos de roca representativa del campo del Campo “T” (del Campo “T”-27). Una vez tamizada fue lavada en soxhlet con cloroformo y secada en un horno de convección a vacío. El llenado del cilindro contenedor de muestra se realizó a vacío, organizándose en varias secciones con diferentes tamaños de grano como se muestra a continuación en la Figura 56 y Tabla 6:

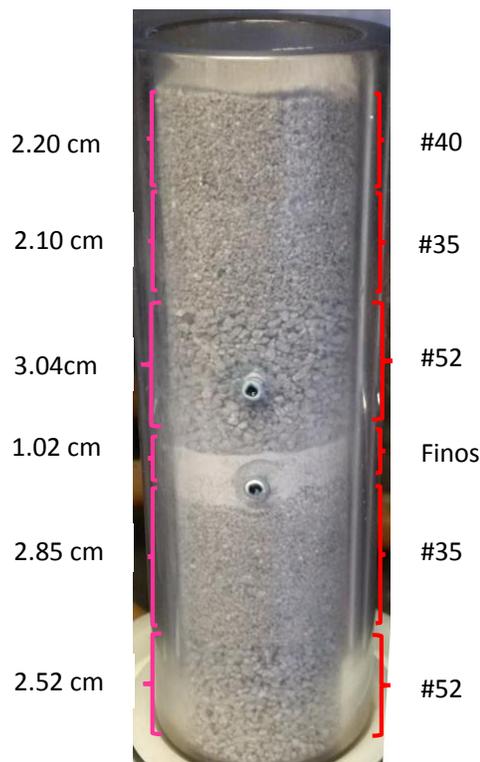


Figura 56. Empacamiento con roca del Campo “T”: T-27

Tabla 6. Granulometría para empacamiento

Tamaño de malla	Cantidad total (gr)
Finos	17.06
#35	70.00
#40	24.58
#52	90.58
Total	202.22

La caracterización del sistema: permeabilidad (k), porosidad (ϕ), volumen poroso (Vp) se realizó con agua bidestilada así como con Salmuera del Campo "T". En la Tabla 7 se muestran las dimensiones del equipo utilizado y en la Tabla 8 los resultados obtenidos de la caracterización

Tabla 7. Dimensiones empacamiento

Dimensiones	
Diámetro (cm)	3.51
Long (cm)	13.73
Área cm ²	9.70

Tabla 8. Caracterización empacamiento

	Agua Bidestilada	Agua de Formación
Permeabilidad (k) (D)	4.77	4.06
Porosidad (ϕ) (%)	40.53	35.28
Volumen Poroso (Vp)	54	47.97
Viscosidad (cP)	1	1.85
Densidad (gr/cm³)	1	1.18

Se realizó el análisis del gel-emulsión al 10%, empleando el equipo mostrado en la Figura 18. El empacamiento fue saturado con salmuera del Campo "T", Figura 57. Se desplazaron 25.71 mL de emulsión (misma que se encontraba en proceso de inversión e fase para formar el gel-emulsión); se extrajo el mismo volumen de salmuera el gasto de inyección fue de 0.05 mL/min. Una vez colocado el producto químico se aisló el sistema durante 5 días a una temperatura de 90°C y presión de 30 psi. Durante la inyección del producto en estudio al empacamiento, éste fluyó como un sistema homogéneo tipo pistón pero al ingresar a la zona de mayor tamaño de grano comenzó a difundirse de forma aleatoria dispersándose hacia la parte baja del empacamiento como puede apreciarse en la Figura 58.



Figura 57. Sistema saturado con Salmuera



Figura 58. Sistema con emulsión en proceso de inversión de fase

La emulsión quedó distribuida en casi toda el área del empacamiento en la Figura 59 inciso (a) se observan zonas aleatorias de coloración café-ambar correspondientes a la emulsión. Al estar sometida a temperatura de prueba (90°C) se propiciaron cambios físico-químicos, ocasionando la formación gel-emulsión debido a la inversión de fase por el efecto térmico, incremento de la viscosidad, cambio en las propiedades reológicas; todos estos factores coadyuvaron a generar una barrera permeable al aceite y no así para la salmuera.

Una vez que se dio dicha transición y considerando que el sistema era estable se fluyó, por la parte baja del sistema, aceite del Campo "T" a un gasto de 1ml/min, ocasionando un incremento en la presión de inyección, alrededor de 7 psi, mismo que disminuyó en cuestión de minutos. El aceite se infiltró en el medio poroso, desplazándose entre el gel-emulsión, lo que generó caminos de flujo, como puede apreciarse en la Figura 59 incisos (b, c) se mantuvo bajo esta condición de flujo durante 57min. En el inciso (b) en la parte superior izquierda (marcada con un ovalo rojo) como el aceite fluyó, se acumuló dicha zona para posteriormente difundirse en el gel-emulsión formando un trayecto de flujo hacia la zona de desfogue. Durante la inyección se hicieron presentes nuevas secciones de flujo una de ellas en la parte central del empacamiento, enmarcada con un ovalo rojo mostrado en el inciso (c). Algunas gotas de gel-emulsión fueron producidas durante el desplazamiento del aceite. El diferencial de presión generado en este esquema de inyección oscila entre 0 y 0.1psi; más adelante se detallaran los datos registrados.

La experimentación continuó aumentándose el gasto a 3ml/min durante aproximadamente una hora, el diferencial de presión alcanzó un valor promedio de 0.2 psi mismo que se mantuvo en este rango durante el flujo. El aceite se transportó por el camino generado en el gasto anterior, dicho camino se expandió ligeramente. No se apreció movimiento del bloque de gel-emulsión durante el desplazamiento de la fase orgánica, está, al igual que en los estudios anteriormente descritos, se comportó como una malla permeable hacia la fase orgánica, inciso (d). A gasto de 5ml/min se generaron nuevos trayectos de flujo, los que ya estaban presentes crearon algunas ramificaciones y se ensancharon algunos, el diferencial de presión registrado en este esquema de inyección fue de 0.15psi en promedio. Algunos finos fueron

arrastrados por el aceite, así como algunas gotas de gel-emulsión durante los primeros minutos de prueba a ese gasto, posteriormente se produjo aceite libre, Figura 59 inciso (e).

Después de haberse inyectado aceite del Campo "T" a varios gastos, el sistema permaneció estático. Durante los primeros minutos, Figura 59 inciso (f), el aceite remanente en el empacamiento quedó "entrampado" en los caminos de flujo, conforme el tiempo pasó dichos caminos se cerraron por completo, el gel-emulsión se restituyó en el medio poroso, parte del aceite fue absorbido por el gel-emulsión y parte fue canalizado hacía la parte superior del empacamiento. Es de hacer notar que la presión del sistema al final de la prueba fue de 25psi. Para corroborar la efectividad como barrera selectiva a la fase orgánica se procedió a la inyección de Salmuera del Campo "T" al empacamiento en los mismos rangos de inyección como se muestra en la Figura 60.

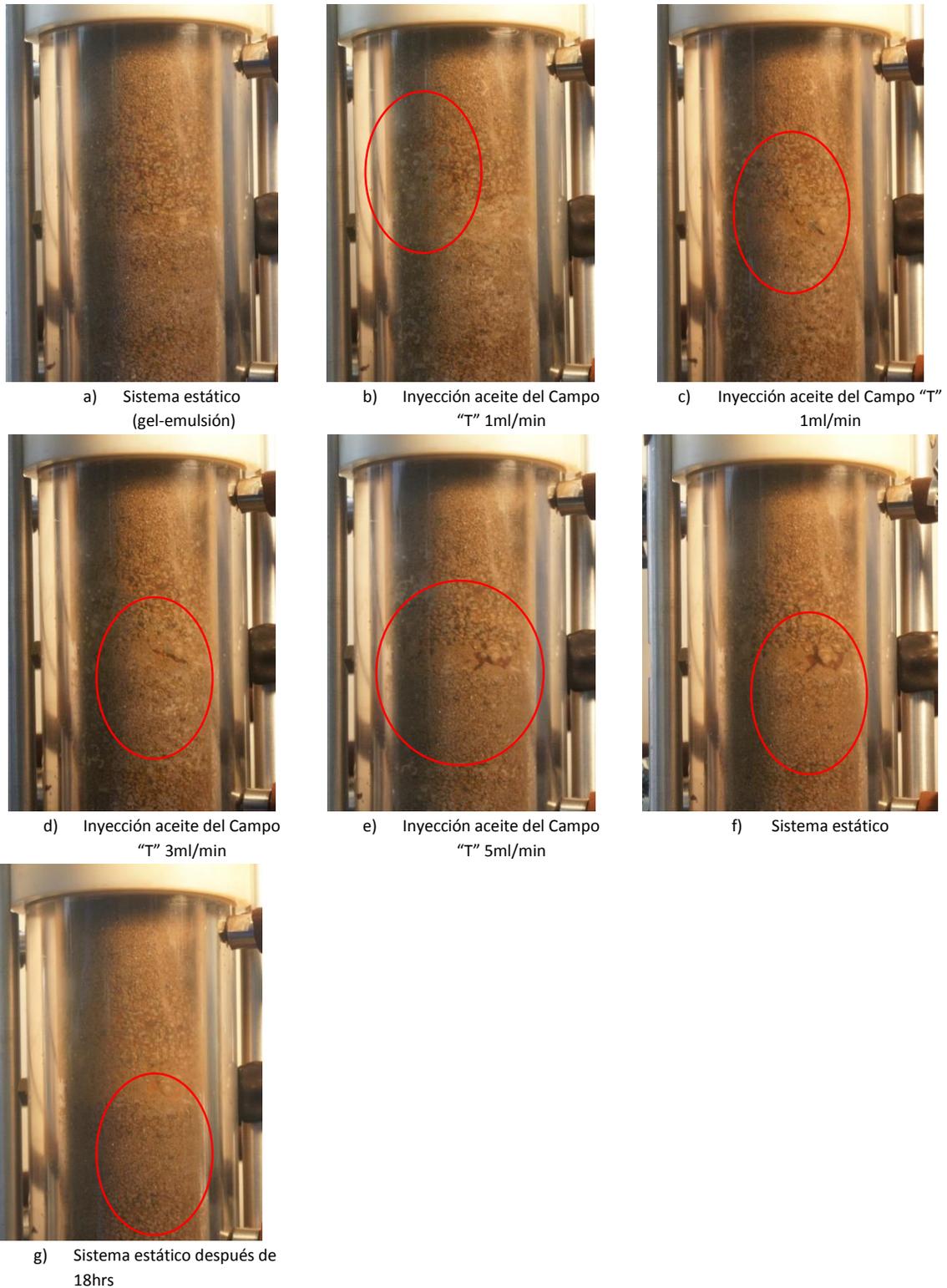


Figura 59. Flujo de aceite a través del medio poroso impregnado con gel-emulsión

La inyección de salmuera del Campo "T" se realizó a los mismos gastos iniciando a 1ml/min, al ingresar dicho fluido al empacamiento la presión del sistema comenzó a incrementarse gradualmente hasta alcanzar 80psi. Al forzar el desplazamiento, está se infiltró en el espacio anular del empacamiento y de

las paredes de equipo de prueba así también en los caminos de flujo generados por el aceite, ésta desplazó al aceite remanente hacia el sistema de desfogue, Figura 60 incisos (a, b, c). El diferencial de presión se incrementó notoriamente hasta alcanzar un valor promedio de 0.42psi. Incrementó 4 veces más, en términos de movilidad el aceite es 4 veces más “movible” que la salmuera. Los caminos de flujo ya definidos a este punto se encontraban inundados de salmuera, el gel-emulsión bloqueó la mayor parte del flujo de agua, sin embargo debido a la presión que se ha alcanzado tanto en el sistema de empacamiento como en las bombas de inyección aproximadamente 100psi se forzó a que la salmuera comprimiera y desplazara el aceite aún remanente en el empacamiento así un poco de gel-emulsión. Al haberse liberado y desplazado una sección de gel-emulsión, la salmuera comenzó a fluir, sin embargo la presión del sistema se mantuvo elevada así como el diferencial de presión.

Cuando se incrementó el gasto a 3ml/min, inciso (d) los canales de flujo se expandieron permitiendo que se produzca salmuera por el sistema de desfogue, el diferencial de presión disminuyó ligeramente debido a dicha expansión; el flujo de salmuera entre el espacio anular entre las paredes del equipo y del empacamiento se vio incrementado. El rango de inyección se mantuvo por aproximadamente una hora, no se produjo gel-emulsión. Cuando se cambió el gasto a 5ml/min, Figura 60 inciso (e), por la presión que se generó en el sistema (más de 90 psi) así como en la bomba de inyección se obligó a que la salmuera generara nuevas zonas de distribución, los caminos anteriormente definidos se ampliaron aún más propiciando a que el diferencial de presión disminuyera. En esta ocasión si se produjo gel-emulsión alrededor de 3ml, sin embargo aún quedaba en el empacamiento “un bloque” considerable del mismo.

Una vez concluido el desplazamiento de salmuera el sistema se aisló por 4 hrs para posteriormente fluir de nueva cuenta aceite del Campo “T” y verificar si aún el gel-emulsión remanente, después del paso de salmuera, aún se desempeñaba como barrera selectiva. Se evaluó a un sólo gasto: 1ml/min, Figura 61, en este caso el empacamiento contaba con mayor presencia de salmuera, el aceite inyectado formó nuevos caminos de flujo pero en algunas zonas quedó entrampado en secciones que se encontraban saturadas con la salmuera. El diferencial de presión incrementó al doble, al compararlo con la prueba inicial, parte se debió a la columna de salmuera por la cual tenía que fluir; la presión del sistema también aumentó ligeramente hasta alcanzar un valor de 33 psi, durante el flujo de aceite se produjo por el sistema de desfogue salmuera alrededor de 9ml, de gel-emulsión alrededor de 3 ml y posteriormente aceite libre. Con la información obtenida en este tipo de prueba se corroboró que el gel-emulsión fue permeable a la fase orgánica incluso después de haber estado en contacto con salmuera de alta salinidad.



a) Sistema antes de fluir salmuera



b) Inyección de Salmuera 1ml/min



c) Inyección Salmuera 1ml/min



d) Inyección salmuera 3ml/min



e) Inyección salmuera 5ml/min



f) Sistema estático

Figura 60. Flujo de salmuera a través del medio poroso impregnado con gel-emulsión.



Re-inyección aceite 1ml/min

Figura 61. Re-inyección de aceite al sistema en presencia de gel-emulsión y salmuera del Campo "T"

Como se mencionó anteriormente, durante la prueba se registraron datos de presión y diferencial de presión (DP) generados por el desplazamiento de los fluidos en el medio poroso, Figura 62. Como puede observarse en dicha imagen, la presión generada durante el desplazamiento del aceite, a los gastos en estudio, oscila entre 20 y 28 psi a lo largo de toda la prueba, por otra parte, también se presentaron cambios el diferencial de presión respecto a los gastos de inyección. A gasto de 1 ml/min el DP osciló en un rango de 0 y 0.1psi, en esta primera etapa el aceite se dispersó en el medio poroso lo que ocasionó que se acumulara para posteriormente difundirse a través del gel-emulsión generando así caminos preferenciales de flujo. Al incrementarse el gasto a 3ml/min el diferencial de presión osciló en un rango de 0.15 a 0.25 psi. En el medio poroso se puede observar, Figura 59, se observa como los canales de flujo, generados en el gasto anterior, se amplían en algunos casos pero también se generaron nuevas zonas de tránsito, a estos efectos se debió el incremento en el DP. Sin embargo a gasto de 5ml/min no se incrementó el DP, este disminuyó oscilando en un rango de 0.2 y 0.1, incluso llegando a valores de 0 psi. Al ya existir caminos definidos por los cuales viaja el aceite no se presentó resistencia u oposición al desplazamiento con lo cual el DP disminuyó.

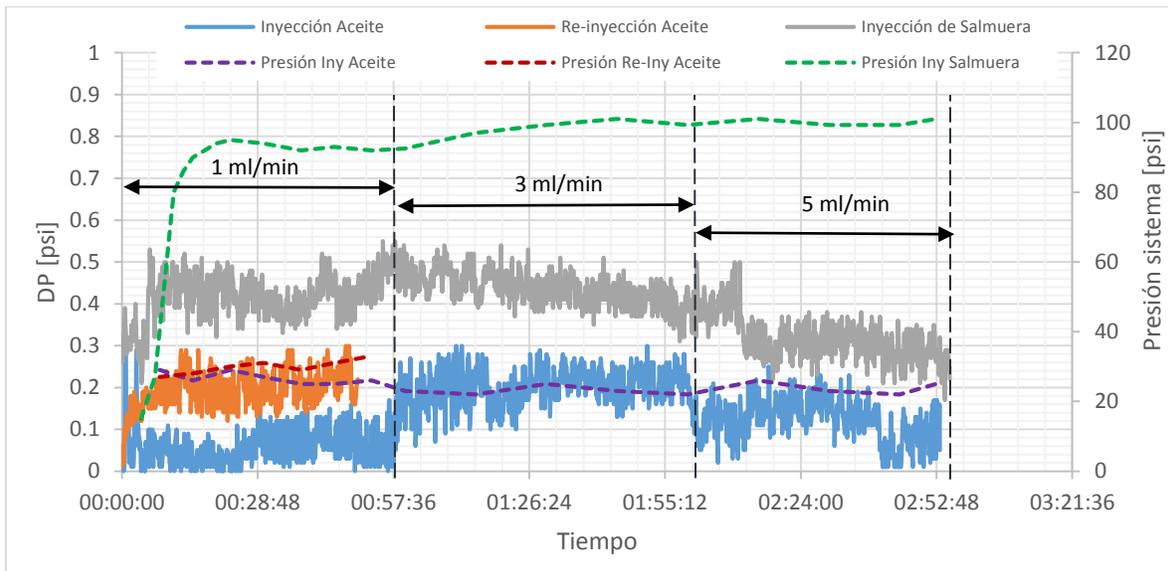


Figura 62. Presión y diferencial de presión generado por el desplazamiento de fluidos en el medio poroso

Por otra parte, el comportamiento de la presión y el DP si presentaron cambios considerables cuando se desplazó la salmuera en el medio poroso. Al inicio de la prueba, con un gasto de 1 ml/min, la presión del sistema subió notablemente, pasó de una presión inicial de aproximadamente 16 psi hasta los 80 psi en cuestión de minutos, el DP también incrementó oscilando en un rango de 0.3 a 0.5 durante los primeros minutos de inyección. En esta etapa el gel-emulsión, por la afinidad a la fase orgánica, reacomodó su estructura lo que ocasionó que se bloqueara el ingreso de la salmuera al medio poroso cerrando los caminos de flujo que se formaron por el aceite. Sin embargo al continuar la inyección de salmuera y por el incremento de presión generado, la salmuera comprime al gel-emulsión y comienza a penetrar a los caminos de flujo empujando el aceite entrampado en los mismos hacia el sistema de desfogue, la presión

continuó por arriba de los 90 psi y el DP oscilado entre 0.35 y 0.50; dichos valores son 4 veces mayores que los obtenidos con aceite. A un gasto de 3ml/min la presión aumentó hasta 100 psi el DP se mantuvo en un rango de 0.35 y 0.50; sin embargo al incrementarse el gasto a 5ml/min el DP disminuyó pasando de 0.50 a 0.20 esto pudo deberse a que la salmuera amplió el camino de flujo

Después de haber fluido al medio poroso aceite y salmuera, el sistema permaneció en reposo por 4 horas para posteriormente desplazar aceite, esto con el fin de corroborar si aún en presencia de salmuera el gel-emulsión colocado en el medio poroso permite de nueva cuenta permear el aceite. En la Figura 62, se muestra la presión generada por este desplazamiento oscilando en un rango de 28 a 33 psi. El DP incrementa cerca del doble del valor obtenido durante la primera inyección de aceite, osciló entre 0.15 y 0.28psi, este aumento se debió principalmente a que ahora el medio poroso cuenta con una “columna” de salmuera, misma que el aceite ti pasar para poder producirse por el sistema de desfogue. Aunque sólo se re-inyectó el aceite a un solo gasto (1 ml/min) se pude apreciar que el gel-emulsión en presencia de agua conservó su cualidad afín a la fase orgánica permitiendo de nueva cuenta la formación de caminos de flujo a través de los cuales el aceite se desplazó hacia la zona de desfogue, Figura 61.

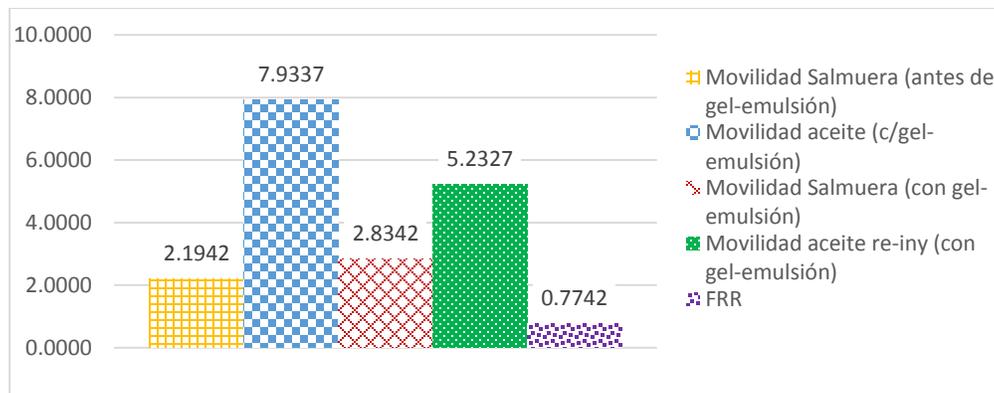


Figura 63. Comparativo de movilidades durante el desplazamiento de fluidos en empacamiento

En la Figura 63, se muestra el comparativo de la movilidades de los fluidos durante su desplazamiento en el empacamiento, como se puede observar la movilidad del aceite en presencia del gel-emulsión es muy alta, es decir, se desplazó libremente a través de éste generando caminos de flujo, cuando se incrementó el gasto de inyección de aceite, los caminos presentes se expandieron o se generaron nuevos con lo que se facilitó el paso del aceite a través del medio poroso y gel-emulsión hasta que finalmente se produjo libremente por el sistema de desfogue. Cuando se desplazó salmuera, la movilidad de esta antes que se colocara y formara el gel-emulsión es ligeramente menor al compararla con la movilidad del mismo fluido después de que se colocara el sistema bloqueante. En este caso no es que la salmuera fluyera más sino que “se obligó” a que ésta fluyera a través del medio poroso, forzando el desplazamiento por los caminos que generó el aceite ocasionando, bajo esta circunstancia, que la presión del sistema se elevara notoriamente como se mostró en la Figura 62. La salmuera en primer lugar comprimió al gel-emulsión desplazándolo hacia la parte superior y hacia la tubería de desfogue al mismo

tiempo se adhirió a esa ocasionando que no se produjera hasta ese momento producción de fluidos. Al continuar la inyección forzada de la salmuera, esta si comenzó a fluir por algunos canales que generó el aceite así como también por las paredes del sistema, hasta que finalmente desplazó un poco de gel-emulsión, sin embargo la movilidad de ésta al compararla con el aceite es cerca de 2.8 veces menor. La movilidad, al haberse reanudado la inyección de aceite siguió siendo mayor que la de la salmuera. El cálculo que arrojó el FRR es de 0.7742; en la bibliografía se estipula que un valor cercano a 1 (en fracción) o bien de 100 (en porciento) indica que es un sistema efectivo al reducir la permeabilidad al agua en cierta zona. El valor que se obtuvo durante la experimentación 0.7742 (en fracción) puede considerarse como un “tratamiento efectivo para reducir la permeabilidad a la fase agua”. En otras palabras la permeabilidad al agua se redujo un 77%. Cabe señalar que el patrón de flujo que generó el aceite (cuando se fluyó por vez primera) en un intento por reacomodarse y restringir el flujo de la salmuera ocasionó que el diferencial de presión (DP) de esta se incrementara casi del doble que el del aceite (Figura 62).

DESPLAZAMIENTO EN NÚCLEO NATURALMENTE FRACTURADO CON GEL-EMULSIÓN AL 10% @ CONDICIONES DE ALTA PRESIÓN Y ALTA TEMPERATURA

Con las pruebas experimentales que se llevaron a cabo se ha corroborado que el gel-emulsión puede formarse en el medio poroso de alta conductividad, permaneciendo estable física y químicamente generando una barrera selectiva lo cual permite paso a la fase oleosa y bloqueando el flujo de salmuera. Continuando con esta línea de investigación se optó por evaluar el gel-emulsión en un núcleo naturalmente fracturado a condiciones de 2500psi* y 120°C*. Dicha prueba se realizó con el gel-emulsión a 10%. Se siguió la metodología descrita en la Figura 15 y el equipo mostrado en la Figura 19.

El núcleo naturalmente fracturado, T-13-F22, fue cortado y devastado de los extremos para acoplarse a la celda de desplazamiento. En las secciones externas se rellenaron las fracturas con pellets o esferas quedando así homogéneo en la parte externa, Figura 64. Núcleo Naturalmente Fracturado acondicionado para prueba de desplazamiento, Figura 64. Una vez colocado en el equipo experimental se caracterizó la muestra, Tabla 9.



Figura 64. Núcleo Naturalmente Fracturado acondicionado para prueba de desplazamiento

* Condiciones máximas de seguridad en el equipo utilizado

CARACTERIZACIÓN DEL NÚCLEO NATURALMENTE FRACTURADO REPRESENTATIVO DEL CAMPO “T”.

Una vez colocado el núcleo en el equipo experimental, se aplicó vacío al sistema por 90 minutos, posteriormente se inició la inyección forzada de agua destilada hasta alcanzar una presión interna de referencia de 1000 psi y caracterizar, con dicho fluido, el sistema: K , ϕ , Volumen Poroso; como se indica en la Tabla 9.

Tabla 9. Caracterización núcleo

Núcleo T-13-F22	
Longitud (cm)	12.80
Diámetro (cm)	9.90
Porosidad (%)	5%
Volumen Poroso VP (cm³)	50.50
Permeabilidad Absoluta k (mD) (con agua bidestilada) @ Cond. Std.	12.80
Permeabilidad Absoluta K (mD) (con salmuera del Campo “T”) @ Cond. Std.	18.90
Permeabilidad Absoluta k (mD) (con aceite del Campo “T”) @ Cond. Std.	10.50

Posteriormente el núcleo fue saturado con salmuera del Campo “T” hasta alcanzar la presión de referencia de 1000psi y saturarlo al 100%. Una vez saturado con dicho fluido y medido las condiciones de permeabilidad se procedió a desplazar la salmuera con el aceite muerto de del Campo “T” a gasto de 0.058 ml/min manteniendo una presión interna de 1000psi y una presión de confinamiento de 1500psi todo esto realizado a temperatura ambiente. Se desplazaron 2 VP al sistema con la finalidad de obtener las condiciones iniciales de saturación de agua (S_w) y saturación de aceite (S_o), como se indica en la Tabla 10.

Tabla 10. Volúmenes y condiciones de saturación núcleo

Característica	
Volumen saturación del núcleo al 100% (ml)	52.23
Volumen muerto (ml)	1.74
Volumen de aceite inyectado (ml)	98.67
Volumen de salmuera recuperada (ml)	17.50
Volumen de salmuera remanente en el sistema (ml)	33.00
Volumen de aceite remanente en el sistema (ml)	17.50
S_{wi} (%)	65.30
S_{oi} (%)	34.70

Una vez caracterizado el núcleo con los fluidos de prueba. El sistema se llevó a condiciones experimentales (120°C y 2500psi) posteriormente se inyectó la emulsión al núcleo (misma que se encontraba en el proceso de inversión de fase) a diferentes gastos de flujo. En total se inyectaron 1.2VP (60ml) de producto al núcleo. El sistema se aisló durante 5 días para que formara el gel-emulsión en su totalidad. En cada inyección y desplazamiento de fluidos se registraron datos de presión [P] y diferencial de presión [DP] del sistema.

Después del tiempo de añejamiento y considerando que el gel-emulsión se formó, se inició la inyección de aceite T-16 al sistema a diferentes gastos. Dado que el núcleo era naturalmente fracturado, se optó por trabajar a gastos o rangos de flujo bajos para evitar dañar el núcleo en estudio y evitar generar nuevas fracturas. Se inyectó por separado aceite y salmuera del Campo "T" al sistema. En la Figura 65 se muestran los datos de presión y diferencial de presión durante la inyección de fluidos al núcleo ya con el gel-emulsión implantado y formado en el mismo.

Inicialmente se inyectó aceite a un gasto de 0.05ml/min marcando un diferencial de presión [DP] (en valor absoluto) de aproximadamente 16 psi mismo que fue incrementándose hasta cerca de 40 psi la presión del sistema, durante esta inyección, pasó de 2000 a cerca de 2500 psi abriendo así el sistema de desfogue. Al incrementar el gasto a 0.5ml/min el DP pasó de aproximadamente 40 psi a 100 psi aunque la presión del sistema se mantuvo prácticamente constante en 2500psi, hasta ese momento se fluyeron 0.4 VP, alrededor de 20 ml) mismos que se produjeron por el sistema de desfogue sin trazas de gel-emulsión. Cuando se incrementó el gasto de inyección de aceite a 1ml/min el DP incrementó significativamente pasó de aproximadamente 125 psi hasta un máximo de 240 psi, esto puede deberse a que el aceite pudo acumularse en distintas zonas para posteriormente difundirse a través de los caminos inicialmente generados o bien generando nuevos trayectos de flujo; aunque la presión incremento hasta los 3000 psi no se produjo gel-emulsión, éste permaneció adherido al núcleo generando una barrera permeando la fase oleosa. Hasta ese punto se había producido alrededor de 1.2 VP (aproximadamente 60ml) de aceite libre. A gasto de 1.5ml/min se alcanzó un máximo en el DP cerca de 270 psi sin embargo este cayó a aproximadamente 160 psi esto puede relacionarse a que los caminos de flujo ya generados se ampliaron o reacomodaron lo que permitió el libre flujo del aceite y aunque la presión del sistema, durante este gasto, alcanzó un máximo de 3400 psi, fue disminuyendo poco a poco. Al retornar a gasto bajo de 0.5ml/min el DP se estabilizó en un valor de aproximadamente 100 psi, el mismo valor que se obtuvo al fluir por primera vez el aceite a dicho gasto. La presión del sistema se estabilizó en 2600 psi. Se produjo aceite libre en total 1.50 VP aproximadamente 77ml y trazas mínimas de gel-emulsión, Figura 66. Un pequeño volumen de aceite quedó atrapado en el gel-emulsión.

Después de haber desplazado aceite al medio fracturado, se procedió a inyectar salmuera a un gasto de 0.5ml/min, en este caso el DP se elevó drásticamente pasó de aproximadamente 40 psi hasta un máximo de 110 psi posteriormente bajó y se estabilizó en aproximadamente 90 psi esto ocurrió durante los primeros 0.1 VP (5mL) inyectados. Aunque el DP se mantuvo estable la presión del sistema aumentó paulatinamente hasta más de 2800 psi, se detuvo la inyección de salmuera por unos instantes esperando que disminuyera y estabilizara la presión; sin embargo, al reanudar la inyección de salmuera, esta no permeaba en el gel-emulsión sino que se acumulaba en la sección de entrada del equipo, dicho fluido comprimía al gel-emulsión pero no fluía a través de este ni del núcleo, por lo cual el DP disminuyó a aproximadamente 30 psi. La presión el sistema alcanzó los 3400psi por tal motivo se detuvo la inyección de salmuera. Cabe señalar que la presión de seguridad del equipo era de 3500 psi. Se trató de reanudar

la inyección de dicho fluido pero el resultado fue el mismo: la presión del sistema, así como de las bombas de inyección, se elevó drásticamente superando las condiciones de seguridad por tal motivo no fue posible inyectar más salmuera núcleo.

Del 0.17 VP inyectado (aproximadamente 9ml) de salmuera provocó que el gel-emulsión se comprimiera y se incrementara la presión del sistema y a su vez produjera el remanente de aceite que permanecía atrapado en el gel-emulsión con algunas trazas del mismo, Figura 67.

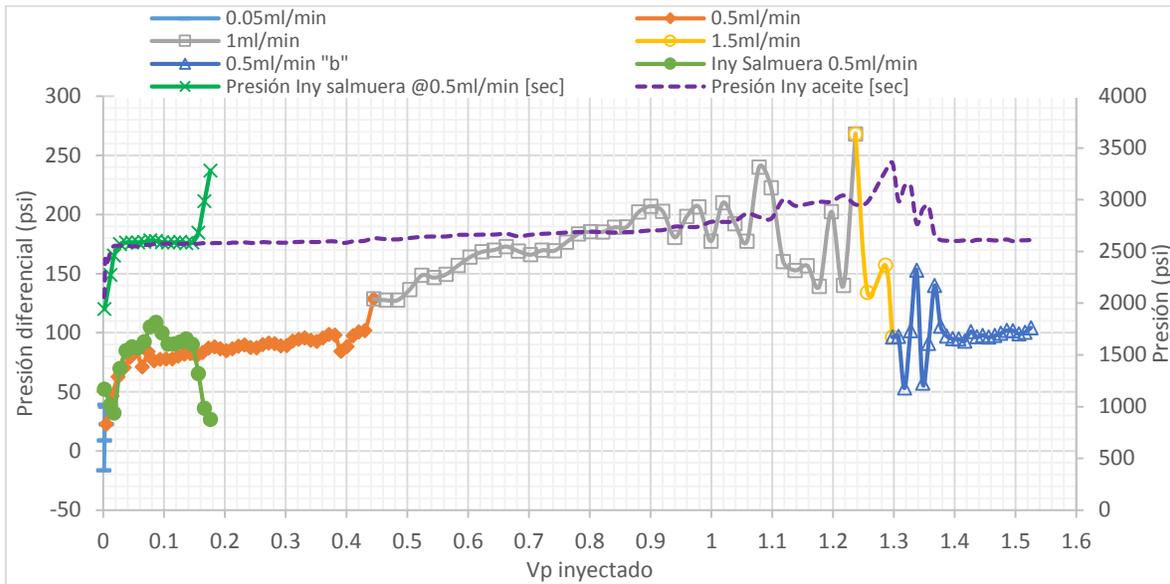


Figura 65. Inyección y desplazamiento de fluidos al núcleo naturalmente fracturado impregnado con gel-emulsión



Figura 66. Recuperado por desplazamiento de aceite

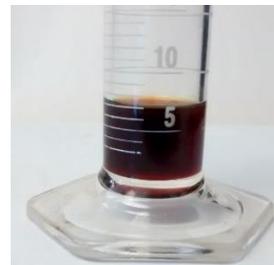


Figura 67. Recuperado por desplazamiento de salmuera

Después de un tiempo de reposo y aunque la presión del sistema se mantenía un poco elevada, por la presencia de salmuera y compresión del gel-emulsión, se fluyó de nueva cuenta aceite al medio a diferentes gastos de inyección. Este si fluyó a través de la salmuera y del gel-emulsión lo que llevo a suponer que generó los nuevos trayectos de flujo con lo cual el aceite se produjo por el sistema de desfogue con trazas apenas perceptibles de gel-emulsión.

Con los datos obtenidos durante la prueba se determinaron las movilidades de los fluidos así como el Factor de Resistencia Residual [FRR], como se muestra en la Figura 68 . En dicha figura se puede apreciar como la movilidad de la salmuera antes de que se colocara y se formara el gel-emulsión tiene una movilidad de 10 en ese punto no existió “restricción” del flujo, ésta se desplazó a través de la fractura. Una vez que se colocó la emulsión y se formó el gel-emulsión este al comportarse como una barrera selectiva ocasionó que la movilidad de la salmuera disminuyera drásticamente hasta un valor de 3; es decir la permeabilidad el medio se vio reducida en aproximadamente 70%. Al determinarse el FRR (factor de resistencia residual) este arrojó un valor de 96 (calculado en porcentaje) mostrándose así la reducción de la permeabilidad al flujo del agua a través del medio. Cuando se desplazó la salmuera, esta comprimió al gel ocasionando que se produjeran los aproximadamente 7ml que estaban confinados en el gel-emulsión, Figura 67.

Como se demostró con las experimentaciones anteriormente descritas el gel-emulsión bloquea el paso del agua pero no así de la fase oleosa. Como se aprecia en la Figura 68, la movilidad del aceite en el mismo medio fracturado fluyendo a través del gel-emulsión es mucho mayor alcanzando una movilidad, por decirlo así 48 veces mayor, es decir, el aceite fluye “libremente” a través de la fractura, el gel-emulsión se “reordena” para permitir el paso a este fluido.

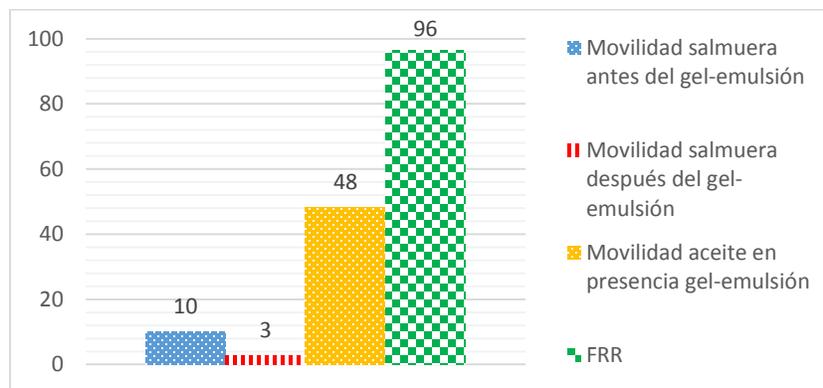


Figura 68. Comparativo de movilidades en núcleo naturalmente fracturado

La reducción de la permeabilidad relativa a la salmuera es notable pero no así la del aceite. Este, como se mencionó anteriormente, generó un camino de flujo en el gel-emulsión por el cual se desplaza hasta producirse. La salmuera por el contrario, generó una sección de fluido por debajo del gel-emulsión, aunque este fluido quedó inmóvil no se presentó precipitación de sales ya que una de las propiedades del producto químico IMP-AMESUS-3100 con el cual está conformado el gel-emulsión, es que no solo inhibe la formación de cristales y precipitación de sales sino que también puede deshacer las ya formadas.

Con toda la labor de investigación y experimental detallada en este proyecto de tesis se demostró que el gel-emulsión fue efectivo para controlar la movilidad del agua sin influir en la movilidad del aceite, evitando a la vez la formación de incrustaciones inorgánicas.

CAPÍTULO 8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- ✓ Desarrollo de metodología para estudio y análisis de espumas para control de agua a condiciones de alta presión y temperatura.
- ✓ Diseño de equipos experimentales que permitieron visualizar y llevar a cabo las pruebas.
- ✓ Desarrollo de una nueva metodología para el estudio de emulsiones inversas altamente concentradas ó gel-emulsión como un nuevo tratamiento para el bloqueo (control) selectivo de fluidos.
- ✓ Formación del gel-emulsión a través del proceso de inversión de fase a temperaturas de 70°C, 100°C, 120°C y 152°C.
- ✓ Seguimiento y demostración microscópica del proceso de inversión de fase que sufrió la emulsión O/W para generar un gel-emulsión W/O permeable a la fase oleosa.
- ✓ Estabilidad química y térmica del gel-emulsión ya formado así como su efectividad al generar una barrera selectiva, sin medio rocoso presente, a condiciones de 70°C y presión atmosférica así también como a condiciones de 152°C y 2700. Se demostró, a su vez, la efectividad con medio rocoso presente: empacamiento y núcleo naturalmente fracturado ambos representativos del Campo "T" a condiciones de 90°C y 100psi; 120°C y 2500psi respectivamente.
- ✓ Durante las pruebas de desplazamiento en medio poroso (empacamiento) se demostró cómo el aceite del Campo "T" fluyó generando caminos preferenciales de flujo en el gel-emulsión sin alterar la presión del sistema. En el desplazamiento de salmuera se elevó notoriamente la presión del sistema hasta 5 veces mayor que con aceite, de igual manera los diferenciales se incrementaron en más del doble.
- ✓ La movilidad del aceite en el Empaquetamiento y en el Núcleo Naturalmente Fracturado es mucho mayor que la de la salmuera, el gel-emulsión bloquea su paso.
- ✓ Durante el desplazamiento de fluidos en el núcleo naturalmente fracturado y saturado con gel-emulsión, la movilidad del aceite es mucho mayor que la de la salmuera.
- ✓ El aceite genera caminos de flujo. En reposo dichos caminos se cierran y se generan nuevos al reanudar el flujo de aceite.
- ✓ La salmuera no fluye a través del gel-emulsión.
- ✓ La salmuera que estuvo en contacto con el gel-emulsión no genera cristales ni precipitados.
- ✓ El aceite que fluye a través del gel-emulsión, se produce prácticamente sin partículas del mismo, las trazas mínimas que se llegan a arrastrar durante la producción flotan en el aceite, no se incorporan y pueden separarse por decantación.
- ✓ Con este nuevo tratamiento, a partir de geles-emulsión, no se presentaron efectos de sinéresis (rompimiento y degradación de la cadena polimérica por efectos de alta salinidad y alta temperatura) que presentan los geles constituidos a base polímeros.

RECOMENDACIONES

- Desarrollo de un estudio químico y cinético del proceso de inversión de fase para eficientar las concentraciones de los constituyentes que forman el gel-emulsión.
- Evaluación del gel-emulsión con:
 - Aceites de diferentes grados API
 - Aceites emulsionados en distintas relaciones
 - Aceites con gas disuelto (aceite vivo)
 - Aceites con concentraciones de H₂S y CO₂
- Evaluación de la adherencia y fuerza del gel-emulsión en el medio poroso así como la adsorción de este.
- Caracterización reológica del gel-emulsión a diferentes condiciones: concentración, temperatura y presión.
- Desarrollo de un modelo matemático implicando las variables que influyen en la interacción de los fluidos:
 - Salmuera/Aceite: Tensión Interfacial (TIF), Viscosidad (μ), Densidad (ρ), Interfaces.
- Simulación con algún software del gel-emulsión y su eficiencia como medio permeable a cierto fluido, utilizando datos de campo.

BIBLIOGRAFÍA

- ¹ Oldfield Review, 2004, SLB
- ² Maximizing the Value of Mature Fields, 2012, Halliburton
- ³ Freeman Hill, Steve Monroe, Reshmy Mohanan, 2012. Water management- An increasing trend in the oil gas industry. SPE-154720
- ⁴ E. Bedaiwi, B. D. Al-Anazi, A. F. Al-Anazi, A. M. Paiaman, 2009. Polymer Injection for Water Production Control through Permeability Alteration in Fractured Reservoir. NAFTA 60 (4) 221-231 (2009).
- ⁵ Preformed Particle Gel for Conformance Control. Baojun Bai 2012 Final Reporte RPSEA.
- ⁶ Lessons Learnt from Water Shutoff of Horizontal Wells Using Inflatable Packers and Chemicals in Ghawar Field of Saudi Arabia. Hermant Sharma, Jorge Duarte, Eid Mufeed, Saadoun Turki. IPTC-16637, 2013
- ⁷ Lesson Learned from a Water Shutoff Technique for Cross Flow between two perforation Intervals in Al-Khafji Field. Abdullah M. Al-Dhafeeri, Tawakel Mohammed, Taha Moawad. SPE158747-MS, 2012
- ⁸ A Break Water Shutoff System for Super-K Zones in Carbonate Ghawwar Field: Adsorption and polymer System. Ayman R. Al-Nakhli, Mohammed Bataweel, Ayman Almohsin, Hameed Al-Badairy. SPE-183558MS, 2016
- ⁹ Successful combination of a organically crosslinked polymer system and a rigid-setting material for conformance control in Mexico. Carlos Deolarte, Julio Vásquez, Eduardo Soriano, Arturo Santillan. SPE112411, 2009.
- ¹⁰ Waterless cement slurry controls water production in southern Mexico naturally fractured oil Wells. A. Sourget, A. Milne, L. Diaz, E. Lian, H. Larios, P. Flores, M. Macip. 2012 SPE 151646
- ¹¹ Informe geológico.....
- ¹² Criticidad y solución para el desarrollo y administración del campo del Campo "T"; Ing. Ismael E. Martínez Ramírez; PEMEX-Jornadas Técnicas AIPM-Activo de Producción Macuspana MUSPAC; 2012
- ¹³ Lucha contra las incrustaciones: remoción y prevención. Mike Cabtree, David Eslinger, Phil Fletcher, Matt Miller, Ashley Johnson, George King; Oilfield Review SLB 1999, Vol. 11 Issue 3
- ¹⁴ Reservoir Formation Damage, Third Edition, Faruk Civan, Elsevier 2015
- ¹⁵ The Kinetics of Calcite Precipitation and Related Processes, W.A. House. <https://core.ac.uk/download/pdf/11020644.pdf>
- ¹⁶ Química del ácido carbónico del agua; Isótopos Ambientales en el ciclo hidrológico. IGME. Temas: Guías y manuales. ISBN: 84-7840-465-1. Instituto Geológico de España, 2002.
- ¹⁷ Effects of pH on Calcium Carbonate Precipitation Under Magnetic Field. Nelson Saksono, Yuliusman, Setijo Bismo, Roekmijati W. Soemantojo, Azwar Manaf.; Makara Teknologi Vol 13, No. 2 Nov 2009, Pag 79-85
- ¹⁸ <http://www.swep.net/refrigerant-handbook/8.-practical-advice/qw2/>
- ¹⁹ https://www.gewater.com/handbook/cooling_water_systems/fig31-11.jsp
- ²⁰ Emulsion Formation and Stability. First Edition, Tharwat F. Tadros, 2013 Wiley-VCH
- ²¹ Surfactants, Particle Sciences-Technical Brief 2010 Vol 1. <http://www.particlesciences.com/news/technical-briefs/2010/surfactants.html>
- ²² Emulsions Science: Basic Principles. Fernando Leal-Calderon, Veronique Schmitt, Jérôme Bibette. Second Edition; Springer 2007
- ²³ Microemulsions- An Introduction to Properties and Applications. Vanessa Cristina Santanna, Tereza Neuma de Castro Dantas and Afonso Avelino Dantas Neto; InTech 2012, Chapter 8; Edited by Reza Najjar. DOI: 10.5772/36803
- ²⁴ Microemulsions: a novel approach to enhanced oil recovery: a review. Achinta Bera, Ajay Mandal. J Petrol Explor Prod Technol, 2015, 5:255-268
- ²⁵ Carbon Dioxide-Water emulsions for Enhanced Oil Recovery and Permanent Sequestration of Carbon Dioxide. David K. Ryan, Final Technical Report, 2013 University of Massachusetts Lowell.
- ²⁶ Phase inversión of ionomer-stabilized emulsions to form high internal phase emulsions (HIPEs). Tao Zhang, Zhiguang Xu, Zengxiao Cai and Qipeng Guo. Phys Chem 2015,17,16033

-
- ²⁷ Spontaneous formation of highly concentrated water-in-oil emulsions (gel-emulsions). Kuneida 1996
- ²⁸ Preparation of nano-and-microemulsions using phase inversión and emulsión titration methods; tesis: Yue Wang 2014
- ²⁹ Phase inversion emulsification. Valentina Preziosi, Antonio Perazzo, Sergio Caserta, Guiovanna Tomaiuolo, Stefano Guido. Chemical engineering Transactions Vol 32, 2013
- ³⁰ Spontaneous formation of highly concentrated oil-in water emulsions. Kazuyo Ozawa 1997
- ³¹ The structure of gel-emulsions in a water/nonionic surfactant/oil system; H. Kuneida, D.F. Evans, C. Solans and M. Yoshida; Colloids and Surfaces, 47 (1990) 35-43
- ³² The geometry of high-internal-phase-ratio emulsions: K.J. Lissant; Journal of Colloid and Interface Science 22, 462-468 (1966)
- ³³ Patente US20140151041 Foaming composition with wettability modifying and corrosión inhibitory properties for high temperatura and ultra-high salinity.
- ³⁴ Multifunctional properties of zwitterionic liquids. Application in EOR and asphaltene aggregation phenomena. Luis a. Alcázar-Vara; Luis S. Zamudio-Rivera; Eduardo Buenrostro-González; Raúl Hernández-Altamirano; Violeta Y. Mena-Cervantes; Jorge F. Ramírez-Pérez; Ind. Eng. Chem Res 2015, 54, 2868-2878
- ³⁵ Cuaderno FIRP S747-A; Jean-Louis Salager 1999 Venezuela