

Evaluación Experimental de la Remoción Química del Daño a la Formación Causado por
Banco de Condensados

Sergio Andrey Barrera Rodríguez

Trabajo de Grado para Optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director

Luis Felipe Carrillo Moreno
M. Sc. Ingeniería de Petróleos

Codirector

Richard Disney Zabala Romero
M. Sc. Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físico-Químicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2018

Dedicatoria

A mis padres. José y Martha.

*No temas, porque yo estoy contigo; no te asustes, pues yo soy tu Dios.
Yo te doy fuerza, soy tu auxilio y te sostengo con mi diestra victoriosa.*

Isaías 41:10

Agradecimientos

El autor del presente trabajo desea agradecer a:

M. Sc. Luis Felipe Carrillo, director del proyecto, por su confianza, orientación y exigencia a lo largo del proyecto.

M. Sc. Richard Zabala, codirector del proyecto, por su apoyo e interés.

M. Sc. Hernando Buendía, director Laboratorio de Petrofísica y Daño a la Formación, por el espacio brindado para la realización de las pruebas.

El personal del Laboratorio de Petrofísica y Daño a la Formación por su asesoría técnica y calidad humana, en especial a Atala y Leonardo.

Dr. Ángel Meléndez, director del Laboratorio de Electroquímica, por la confianza brindada y el espacio para la realización de las pruebas.

A la Universidad Industrial de Santander, la Escuela de Ingeniería de Petróleos y a todos sus docentes por su esfuerzo para formar excelentes profesionales, en especial a la profesora Helena Margarita Ribón.

ECOPETROL S.A. por el apoyo financiero durante el desarrollo del proyecto.

Mis padres por todo su esfuerzo, por sus palabras y sus oraciones.

Mis hermanos, tías y demás familiares que me han apoyado durante mi vida, en especial a mi primo Fabio Ernesto Rodríguez Corredor, por ser un ejemplo para mí.

Angela, por haber sido realmente un apoyo incondicional.

Todos mis compañeros, en especial, Pipe, Yesid, Cesar, Darío, Julián, Francisco, Eduardo, Centeno, Sebastián, Gabriel, Luisca, Carolina, María Angélica y Ximena.

Todos los que de alguna u otra forma me ayudaron a alcanzar este logro.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	15
1. Objetivos	17
1.1 Objetivo General	17
1.2 Objetivos Específicos.....	17
2. Marco Teórico.....	18
2.1 Daño a la formación.....	18
2.2 Yacimientos de Gas Condensado.....	22
2.3 Formación del Banco de Condensados	23
2.4 Remoción del Banco de Condensados	28
2.4.1 Inyección de Alcoholes.....	29
2.4.2 Inyección de Sustancias Químicas que Alteran la Mojabilidad.....	32
3. Selección de Muestras y Sustancias Químicas	37
3.1 Análisis de Trabajos Donde se Evaluaron Alcoholes	37
3.2 Análisis de Trabajos Donde se Evaluaron Fluoroquímicos	39
3.3 Selección de Muestras y Fluidos.....	41

3.3.1 Muestra	41
3.3.2 Fluidos de Yacimiento	42
3.3.2.1 Condensado.....	42
3.3.2.2 Salmuera.	43
3.3.2.3 Gas.	43
3.3.3 Condiciones de Yacimiento	44
3.3.4 Productos Químicos	44
3.3.4.1 Alcohol.....	44
3.3.4.2 Fluoroquímico.....	45
4. Pruebas de Compatibilidad Fluido-Fluido y Roca-Fluido	46
4.1 Pruebas de Caracterización Básica	46
4.2 Pruebas de Compatibilidad Fluido-Fluido y Roca-Fluido	46
4.2.1 Rompimiento de Emulsiones.	47
4.2.3 Sludge	47
4.2.4 Tensión Interfacial	47
4.2.5 Mojabilidad Visual.....	48
4.2.6 Detergencia	48
4.3 Resultados de las Pruebas de Caracterización Básica.....	48
4.4 Resultados de las Pruebas de Compatibilidad Fluido-Fluido y Roca-Fluido	49
4.4.1 Rompimiento de Emulsiones	49
4.4.2 Compatibilidad.....	50
4.4.3 Sludge	53

4.4.4 Tensión Interfacial.	53
4.4.5 Mojabilidad Visual.....	54
4.4.6 Detergencia.	55
5. Pruebas de Desplazamiento	56
5.1 Medida del Ángulo de Contacto	57
5.2 Desplazamiento de fluidos	58
5.3 Análisis de resultados	63
5.3.1 Resultados Pruebas de Desplazamiento.....	63
5.3.2 Resultados Pruebas de Ángulo de Contacto.	69
6. Conclusiones	74
7. Recomendaciones	76
Referencias Bibliográficas	77
Apéndices.....	83

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Efecto del daño en la cara del pozo	19
Figura 2. Representación de los efectos negativos y positivos de Skin	21
Figura 3. Diagrama de fase de un yacimiento de gas retrógrado	24
Figura 4. Modelo de tres regiones de un yacimiento de gas retrógrado	27
Figura 5. Modelo de permeabilidad en un yacimiento de gas retrógrado.	27
Figura 6. Efecto de σ sobre Kr gas.....	31
Figura 7. Determinación de la mojabilidad con base en el ángulo de contacto	33
Figura 8. Efecto del fluoroquímico sobre una superficie silícea.....	34
Figura 9. Efecto de θ sobre Kr gas	36
Figura 10. Muestra plug de campo Cupiagua	42
Figura 11. Condensado empleado en la investigación	43
Figura 12. Alcohol DAX.....	44
Figura 13. Fluoroquímico.....	45
Figura 14. Resultados prueba de rompimiento de emulsiones.....	50
Figura 15. Resultados prueba de compatibilidad fluoroquímico-salmuera CUP.....	51
Figura 16. Resultados prueba de compatibilidad fluoroquímico-condensado	52
Figura 17. Resultado prueba de sludge	53
Figura 18. Resultado prueba de mojabilidad visual	54
Figura 19. Resultado prueba de detergencia	55

Figura 20. Equipo de medición de ángulo de contacto, Dataphysics OCA 15 EC	57
Figura 21. Equipo de desplazamiento VINCI RPS 700	59
Figura 22. Permeabilidad a la salmuera vs VP inyectados de salmuera	63
Figura 23. Permeabilidad al gas vs VP inyectados de gas	67
Figura 24. Permeabilidad al condensado vs VP inyectados de condensado	68
Figura 25. Ángulos de contacto entre los fluidos y la muestra plug @ t=0 min.....	73

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Condición del pozo respecto al valor del daño (S).	21
Tabla 2. Resumen trabajos donde se evaluaron alcoholes	38
Tabla 3. Resumen trabajos donde se evaluaron fluoroquímicos.....	40
Tabla 4. Propiedades de la muestra plug.....	41
Tabla 5. Resultados pruebas de caracterización básica.....	48
Tabla 6. Resultados prueba de rompimiento de emulsiones.	49
Tabla 7. Resultados prueba de compatibilidad.	52
Tabla 8. Protocolo de desplazamiento.	60
Tabla 9. Ángulo de contacto entre los fluidos y la muestra saturada con salmuera.	70
Tabla 10. Ángulo de contacto entre los fluidos y la muestra después de desplazamientos.	71
Tabla 11. Ángulo de contacto entre los fluidos y la muestra saturada con Fluoroquímico.	72

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Inyección de nanopartículas.....	83
Apéndice B. Pruebas de caracterización básica	85
Apéndice C. Pruebas de Compatibilidad Fluido-Fluido y Roca-Fluido.	86
Apéndice D. Equipo para medición de ángulo de contacto	90
Apéndice E. Representación esquemática de la configuración experimental.....	92

Resumen

TITULO: EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DE LA REMOCIÓN QUÍMICA DEL DAÑO A LA FORMACIÓN CAUSADO POR BANCO DE CONDENSADOS¹

AUTOR: SERGIO ANDREY BARRERA RODRÍGUEZ ²

PALABRAS CLAVES: Yacimientos de gas retrógrado, banco de condensados, remoción química, alcohol, fluoroquímico.

DESCRIPCIÓN: La formación y crecimiento del banco de condensados alrededor del pozo se debe a la caída de presión por debajo del punto de rocío durante la producción del pozo, tiene como consecuencia una significativa declinación en la productividad del gas ya que su permeabilidad se ve afectada negativamente. El principal objetivo de la presente investigación fue evaluar dos sustancias químicas (un alcohol y un fluorosurfactante) para remover el banco de condensados del medio poroso.

Se realizó una amplia revisión bibliográfica para determinar el montaje experimental que mejor simulara las condiciones de un yacimiento de gas condensado, se empleó una muestra plug de campo Cupiagua, salmuera sintética representativa del campo y condensado. Se llevaron a cabo las pruebas de caracterización básica, compatibilidad fluido-fluido & roca-fluido y pruebas de desplazamiento para evaluar los productos, así mismo se realizaron medidas de ángulo de contacto con el objetivo de evaluar la efectividad del fluoroquímico para alterar la mojabilidad del medio poroso.

Se concluyó que el tratamiento con alcohol (DAX) mejoro en un 40 % la permeabilidad al gas y en un 21 % la permeabilidad al condensado, por otro lado, se determinó que el tratamiento con fluoroquímico fue ineficaz para remover el banco de condensados. Las mediciones de ángulo de contacto indicaron que tanto antes como después de los desplazamientos la muestra plug tiende a ser mojada fuertemente por condensado, así que no se evidencio un cambio en la mojabilidad debido al fluoroquímico durante los desplazamientos. Al saturar el plug con tratamiento fluoroquímico se observa que la tendencia del mismo pasó de ser fuertemente mojado por condensado a fuertemente mojado por agua.

El principal aporte de la presente investigación es la evaluación de dos productos químicos los cuales no habían sido evaluados a nivel de laboratorio para remover el banco de condensados.

¹ Trabajo de Grado.

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno.

Abstract

TITLE: EXPERIMENTAL EVALUATION OF THE CHEMICAL REMOVAL OF THE FORMATION DAMAGE BY CONDENSATE BANKING¹

AUTHOR: SERGIO ANDREY BARRERA RODRÍGUEZ²

KEYWORDS: Gas condensate reservoirs, condensate banking, chemical removal, alcohol, fluorochemical.

DESCRIPTION: The formation and growth of the condensate banking around the well is due to the pressure drop below the dew point during the production of the well, resulting in a significant decline in gas productivity as the gas permeability is affected negatively. The main objective of the present investigation was to evaluate two chemical substances, (an alcohol and a fluorosurfactante) to remove the condensate bank from the porous medium.

An extensive literature review was carried out to determine the experimental setting that best simulated the conditions of a gas condensate reservoir, it was used a Cupiagua field plug sample, synthetic brine representative of the field and condensate. The basic characterization, fluid-fluid & rock-fluid compatibility and coreflooding tests were carried out to evaluate the chemical products, as well as contact angle measurements were implemented in order to evaluate the effectiveness of the fluorochemical to alter the wettability of the porous medium.

It was concluded that the alcohol treatment (DAX) improved gas permeability by 40% and condensate permeability by 21%, on the other hand, it was determined that the fluorochemical treatment was ineffective in removing the condensate banking. The contact angle measurements indicated that both before and after the displacements the plug sample tends to be strongly wetted by condensate, so there was not observed any change in the wettability due to the fluorochemical during the displacements. By saturating the plug with fluorochemical treatment it is observed that the trend of the plug went from strongly wetted by condensate to strongly wetted by brine.

The main contribution of the present investigation is the evaluation of two chemical products which had not been evaluated before at the laboratory level to remove the condensate banking.

¹ Bachelor Thesis.

² Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: M. Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno.

Introducción

De acuerdo con la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) en el año 2017 la producción de gas natural nacional fue de 955 GBTUD (Giga BTU -British Thermal Unit- por día), más del 40% de esta producción se debió solo a tres campos, Cusiana, Cupiagua y Gibraltar, los cuales son considerados de acuerdo con sus características como campos de gas retrógrado o condensado. Así mismo, la UPME afirma que, para el mes de febrero del año 2024, frente a un escenario base de oferta y demanda de gas natural se espera déficit nacional (UPME, 2017). Lo anterior sugiere que los yacimientos de gas retrógrado son realmente importantes en la canasta energética del país y que se deben concentrar esfuerzos para aumentar su productividad y de esta manera contrarrestar los problemas de déficit en el futuro.

Se ha identificado que el principal problema en los yacimientos de gas retrógrado es la formación del banco de condensados alrededor del pozo. La formación y crecimiento del banco se debe a la caída de presión por debajo del punto de rocío durante la producción del pozo (Wheaton y Zhang, 2000), lo cual ocurre como resultado de la depleción natural del yacimiento y que tiene como consecuencia una significativa declinación en la productividad del gas ya que la permeabilidad del gas se ve afectada negativamente (Hicham El Hajj y Muzzammil Shakeel, 2016), en otras palabras, una vez el condensado se forma, obstruye el medio poroso e impide el paso del gas, de esta manera, la cantidad de gas que antes llegaba a superficie ahora será menor y así mismo, será menor la cantidad de condensado que se obtenía en superficie.

En la literatura se han propuestos diversas formas de remover el banco de condensados, existen técnicas para mantener la presión como el ‘gas cycling’ o la inyección de dióxido de carbono, métodos para mejorar la productividad como pozos horizontales o el fracturamiento hidráulico y la inyección de productos químicos, alcoholes o fluoroquímicos. De acuerdo con Sayed M. y Al-Muntasheri G (2016) cada método tiene sus ventajas y desventajas y pueden ser aplicados bajo ciertas condiciones.

En el presente trabajo se evalúan dos productos químicos para remover el banco de condensados, cada uno de estos químicos actúa bajo diferentes mecanismos: el alcohol (DAX) disminuye la tensión interfacial entre el condensado y el gas, lo cual permite que la presión capilar disminuya y que el condensado pueda fluir a través del medio poroso. Por su parte, el fluorosurfactante, altera la mojabilidad del medio poroso, hace que la superficie del medio poroso no tienda a ser mojada por el condensado, de manera que este no quede atrapado en el medio poroso y sea producido.

Wang y Economides (2009) plantean que remover el banco de condensados de la región cercana al medio poroso es aún un reto para la industria petrolera, autores como Franco et al. (2013) mencionan que se continúa realizando trabajos de laboratorio para optimizar la eficacia de estos tratamientos para futuras campañas de estimulación y se están probando nuevos fluidos para mejorar la permeabilidad a los gases y para reducir la saturación crítica del condensado, por lo anterior, es importante llevar a cabo investigaciones a nivel de laboratorio donde se evalúen nuevos productos químicos para encontrar la solución a los diversos problemas que se presentan en la industria de los hidrocarburos.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar experimentalmente la remoción química del daño a la formación causado por banco de condensados.

1.2 Objetivos Específicos

- Estudiar los fundamentos físico-químicos del proceso de formación de banco de condensados y de remoción química de esta clase de daño.
- Seleccionar muestras de roca y fluido que cumplan con los requisitos necesarios para la realización de las pruebas en laboratorio.
- Realizar pruebas de compatibilidad fluido-fluido y roca-fluido entre las muestras a emplear y los químicos a evaluar.
- Realizar pruebas de desplazamiento en medios porosos modelo, variando el químico empleado y la concentración inyectada.
- Analizar los resultados experimentales para determinar el químico y la concentración más favorable para remover el daño.

2. Marco Teórico

2.1 Daño a la formación

De acuerdo con Civan (2016) el daño a la formación hace referencia a la alteración de la permeabilidad de las formaciones de petróleo debido a los diferentes procesos que ocurren durante cualquier etapa en la cadena de producción de hidrocarburos incluyendo las operaciones de perforación, producción, fracturamiento hidráulico y operaciones de Workover, Golan y Whitson (1991) plantean que el daño está compuesto por cada una de estas condiciones no ideales que afectan el flujo.

Freire y Chuiza (2012) definen el daño a la formación como cualquier restricción parcial o total que distorsiona las líneas de flujo desde el yacimiento hacia el pozo, debido a la alteración que sufre un medio estático aislado como lo es la roca reservorio al interactuar con un medio dinámico el cual está representado por los procesos operativos ya mencionados. Según Civan (2016) muchos factores, incluyendo interacciones fisicoquímicas, químicas, biológicas e interacciones térmicas de la formación, partículas y fluidos, incluso la deformación mecánica de la formación bajo presión y el cizallamiento de los fluidos causan el daño a la formación.

Por su parte, Ahmed (2010) menciona que el daño a la formación es el efecto de reducción de permeabilidad alrededor del pozo y la región de permeabilidad alterada se denomina “Zona dañada”. Ahmed agrega que la existencia de esta zona de permeabilidad dañada alrededor del

pozo causa una caída adicional de la presión, durante el flujo de fluidos hacia el pozo desde el yacimiento. En la figura 1 se presenta el efecto del daño sobre la presión.

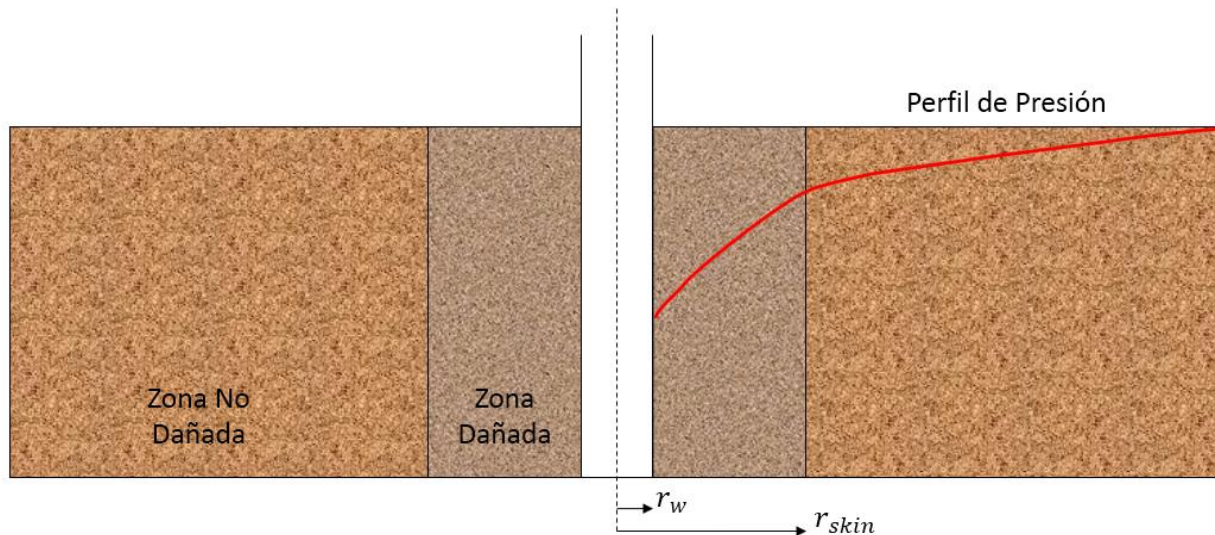


Figura 1. Efecto del daño en la cara del pozo. Modificado de Ahmed, T. (2010) *Reservoir Engineering Handbook* 4th Edition. Elsevier Science. p 432.

La caída de presión asociada esta descrita por la ecuación de flujo radial en estado estable:

$$\Delta P_{skin} = 141.2 \frac{q B u}{k h} S \quad (1)$$

Donde:

ΔP_{skin} = Caída de presión debido al daño (psi)

q = Tasa de producción (STB/día)

B = Factor volumétrico de formación (RB/STB)

u = Viscosidad (cP)

k = Permeabilidad (mD)

h = Espesor (ft)

S = Factor Skin

Van Everdingen y Hurst (1953), citados por Golan y Whitson (1991), introdujeron el concepto de Factor Skin, cantidad adimensional que cuantifica la severidad del daño, este puede ser calculado empleando la siguiente ecuación:

$$S = \left(\frac{k}{k_{skin}} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right) \quad (2)$$

Donde:

k = Permeabilidad de la formación (mD)

k_{skin} = Permeabilidad de la zona dañada (mD)

r_{skin} = Radio de la zona alterada (ft)

r_w = Radio del pozo (ft)

Ahmed plantea que, así como existen pozos dañados, existen pozos estimulados, ya sea por acidificación o fracturamiento, lo cual incrementa la permeabilidad en la cara del pozo. De acuerdo con los anteriores enunciados, se puede concluir que, así como la presión es diferente en el yacimiento de acuerdo con la distancia al pozo, la permeabilidad también será siempre diferente lejos de la cara del pozo, donde la formación no ha sido afectada, ya sea positiva o negativamente.

Lee (1982) agrega que si $S > 0$, la zona cercana al pozo está dañada, es decir, la permeabilidad en la zona dañada es menor que la permeabilidad de la formación, lo que significa que existe una caída de presión adicional debido al daño en la cara del pozo. Por el contrario, si $S < 0$, el pozo

esta estimulado, ya sea por un fracturamiento hidráulico o por una acidificación. Malagón y Dallos (2016) añaden que si $S = 0$ el pozo está produciendo con un diámetro igual al real, es decir, no existen restricciones, ni estimulaciones. La figura 2 representa la caída de presión de acuerdo con la condición en la cual se encuentra el pozo y la tabla 1 presenta la condición del pozo de acuerdo con el valor del daño.

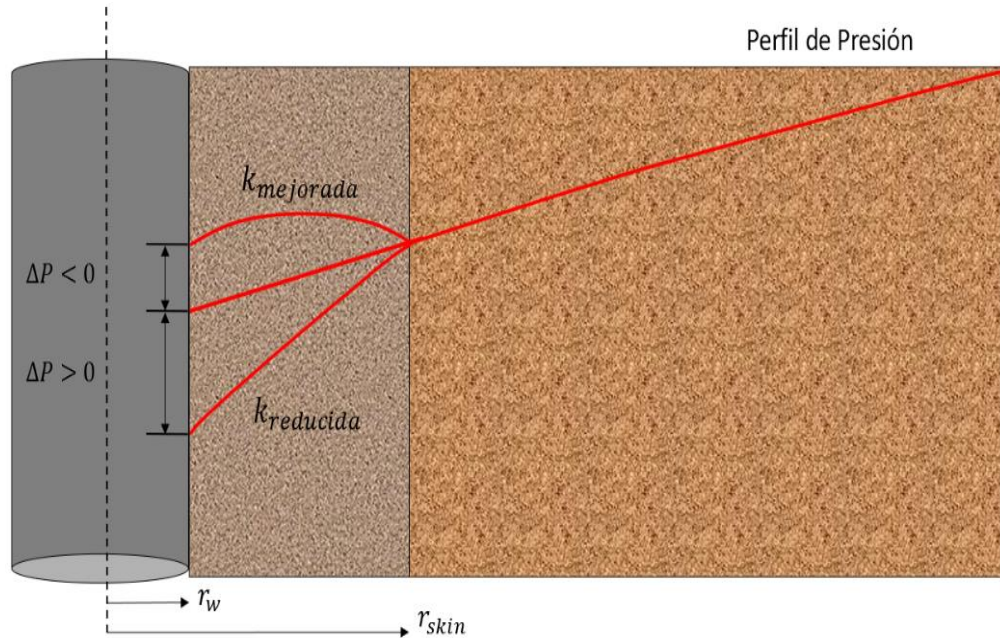


Figura 2. Representación de los efectos negativos y positivos de Skin. Modificado de Ahmed, T. (2010) *Reservoir Engineering Handbook* 4th Edition. Elsevier Science. p 433.

Tabla 1.

Condición del pozo respecto al valor del daño (S)

Condición del pozo	Valor de S
Dañado	$S > 0$
Sin daño	$S = 0$
Acidificado	$S < 0$

Fuente: Lee, J. (1982). *Well Testing*. SPE textbook series N1. p 5.

2.2 Yacimientos de Gas Condensado

McCain (1990) plantea que los yacimientos pueden clasificarse de acuerdo con el tipo de fluido presente en el mismo, estos pueden ser: Aceite negro, Aceite volátil, Gas retrógrado, Gas húmedo y Gas seco. Se han definido cinco tipos de fluidos debido a que cada uno de ellos presenta diferentes características y requiere diferentes enfoques por parte de los ingenieros de yacimiento.

McCain (1990) explica que los gases retrógrados son también llamados gases condensados retrógrados, gases retrógrados condensados, gases condensados o condensados simplemente. El uso de la palabra “condensado” en el nombre de este fluido genera mucha confusión. Inicialmente el fluido es gas en el yacimiento y presenta comportamiento retrógrado. Por lo anterior, el nombre correcto debería ser gas retrógrado. Así mismo, el líquido producido en el tanque proveniente de un yacimiento de gas retrógrado es llamado condensado y el líquido producido en el yacimiento también es llamado condensado, un mejor nombre de acuerdo con McCain sería líquido retrógrado.

A pesar del esfuerzo de McCain por establecer una correcta terminología en la industria petrolera, en la literatura se encuentra que los investigadores no han empleado los términos que él recomienda, generalmente se hace referencia a los yacimientos de gas retrógrado como yacimientos de gas condensado y al líquido producido en yacimiento como banco de condensados, en el presente trabajo se manejan los términos usados en la literatura.

Este tipo de gas contiene menos hidrocarburos pesados que los aceites, pero más que los gases húmedos y secos. El gas en superficie es muy rico en hidrocarburos intermedios y generalmente es procesado para remover propano líquido, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados.

El límite más bajo de la producción inicial para un gas retrógrado es aproximadamente 3300 SCF/STB. El límite superior no está bien definido, han sido observados valores de más de 150000 SCF/STB.

Las gravedades del líquido en el tanque oscilan entre 40 y 60 °API y aumentan a medida que la presión del yacimiento cae por debajo de la presión del punto de rocío. El líquido puede ser ligeramente coloreado, marrón, naranja, verdoso o transparente.

2.3 Formación del Banco de Condensados

Wang y Economides (2009) mencionan que los yacimientos de gas retrógrado son un fenómeno único entre las mezclas de hidrocarburos. Esto se debe a su comportamiento ya que, disminuyendo la presión, una parte líquida llamada condensado es depositada en el yacimiento, lo cual se puede observar en su diagrama de fases, figura 3. Cuando la presión decrece en estas mezclas, en vez de expandirse si es un gas o vaporizarse si es un líquido como es esperado, ellas se condensan (Ahmed, 2010).

En el diagrama de fases de un gas retrógrado se observa como la temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica del yacimiento y la temperatura cricondentérmica. A condiciones iniciales del yacimiento (punto 1, figura 3) el fluido se encuentra por completo en estado gaseoso. A medida que disminuye la presión debido a la producción de hidrocarburos, las condiciones de yacimiento alcanzan la línea de puntos de rocío, en donde se condensa la primera gota de aceite en el yacimiento (punto2, grafica 3). Este proceso de condensación continua con la disminución de la presión hasta que alcanza un punto máximo de fluidos condensados en yacimiento (punto3, grafica 3). Después de este punto, a medida que disminuye la presión, el

líquido comienza a evaporarse y la mezcla de nuevo entra a la región de fase gaseosa. (Arnold y Stewart, 2008).

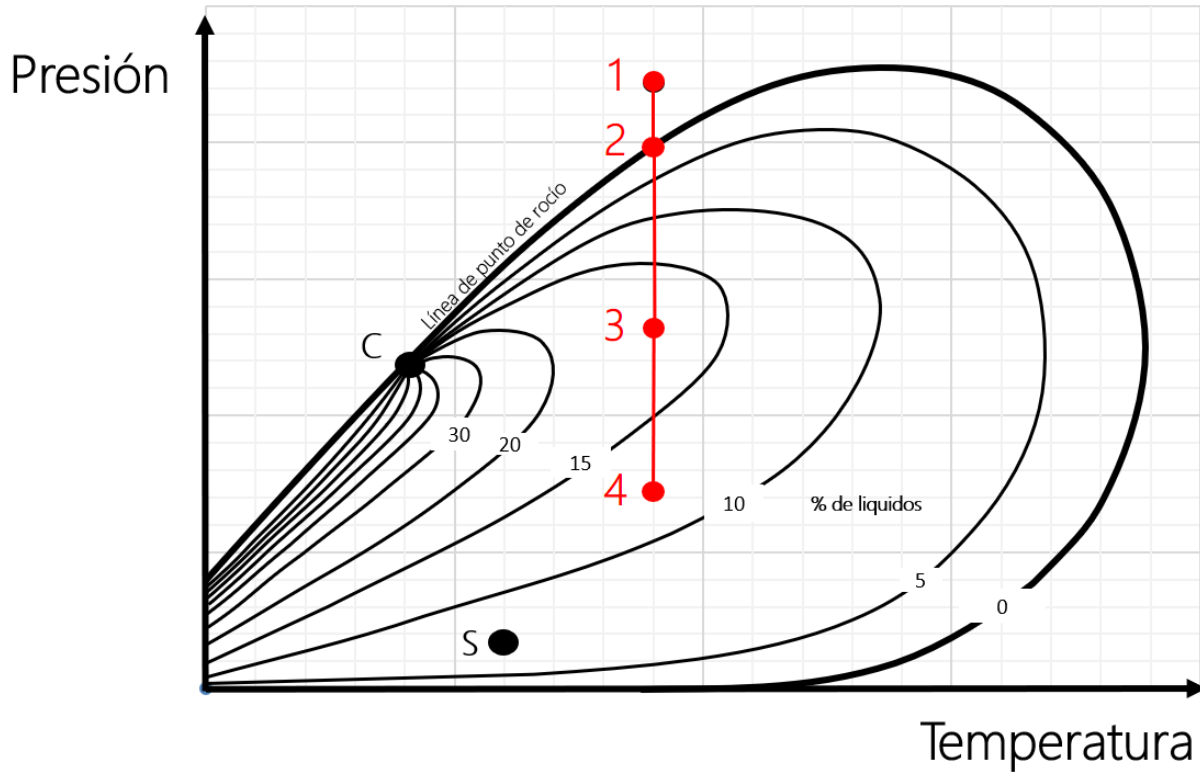


Figura 3. Diagrama de fase de un yacimiento de gas retrógrado. Fuente: Ahmed, T. (2010).

Reservoir Engineering Handbook 4th Edition. Elsevier Science.

Barnum et al, (1995) plantea que el punto de presión más bajo en el yacimiento siempre será en la región alrededor del pozo. Cuando la presión del yacimiento está por encima de la presión del punto de rocío, pero la presión del fondo del pozo que fluye está por debajo de la presión del punto de rocío, se forma un "anillo" o banco de líquidos alrededor del pozo, lo que se conoce como banco de condensados. Debido al gran volumen de gas que pasa a través de una relativamente pequeña región de baja presión alrededor del pozo, la saturación del condensado

puede acumularse rápidamente y exceder la saturación "crítica" requerida para el flujo de dos fases.

Por lo anterior, se puede concluir que la formación y crecimiento del banco de condensados alrededor del pozo es debido a la caída de presión por debajo del punto de rocío durante la producción del pozo (Wheaton y Zhang, 2000), lo cual ocurre como resultado de la depleción del yacimiento y que tiene como consecuencia una significativa declinación en la productividad del gas ya que la permeabilidad del gas se ve afectada negativamente (Hicham El Hajj y Muzzammil Shakeel, 2016).

El entendimiento del flujo del gas condensado es muy importante para optimizar la producción de yacimientos de gas condensado (Wang y Economides, 2009). Para caracterizar el flujo de condensado de gas, se ha utilizado comúnmente en la literatura un modelo de tres regiones, figura 4. Wheaton y Zhang (2000) explican que la primera región es la parte externa del reservorio donde solo está la fase de gas presente ya que la presión está por encima del punto de rocío. En la segunda región la presión cae por debajo del punto de rocío y como consecuencia se forma el condensado, pero debido a que la saturación del condensado es muy baja el condensado es inmóvil. En la tercera región, la cual es la más cercana del pozo, el condensado alcanza la saturación crítica y adquiere movimiento, es decir, ahora tanto el gas como el condensado se encuentran fluyendo. El condensado se desprende de la fase gaseosa en esta región a una velocidad más rápida en respuesta a la caída de presión creada por el pozo productor. Es importante tener en cuenta que, para cualquiera de los campos productores, pueden existir una, dos o todas las tres regiones.

De acuerdo con lo anterior, en la figura 5 se puede observar como la permeabilidad relativa del gas en la primera región, es decir, lejos del pozo, donde no se ha presentado la formación del

banco de condensados, será constante y tendrá su valor más alto. En la segunda región, se formará la primera gota de condensado y empieza a aumentar la saturación del condensado, el cual no tiene movimiento, pero genera la disminución de la permeabilidad relativa de gas a medida que se acerca al pozo. En la última región, como ya se mencionó, la saturación del condensado alcanza la saturación crítica y adquiere movimiento, es decir, existe una permeabilidad del condensado, la cual empieza a aumentar a medida que aumenta el banco de condensados, al mismo tiempo que disminuye la permeabilidad relativa del gas. Esta disminución en la permeabilidad significa una pérdida de productividad tanto de gas como de condensado en superficie debido a la acumulación de condensado cerca del pozo, el cual impide el paso del gas. (Delavarmoghaddam et al. 2009).

Autores como Bander et al. (2013) concluyen que entre 40 y 80% de la productividad podría perderse debido a este fenómeno, en la literatura se encuentran casos de diferentes campos donde se evidenció pérdidas en la productividad del gas debido a la formación del banco de condensados (Engineer, 1985), (Afidick et al., 1994), Barnum et al, (1995), Boom et al, (1996) y Shang-Tai Lee y Chaverra (1998).

Wang y Economides (2009) plantean que una manera de prevenir la formación de condensado es mantener la presión de fondo de pozo por encima de la presión de punto de burbuja, pero esto a menudo no es satisfactorio porque el drawdown (presión del yacimiento menos la presión del fondo del pozo) puede no ser suficiente para mantener la tasa de producción económicamente deseada, esto quiere decir que la formación del condensado alrededor del pozo es inevitable siempre que la presión en el yacimiento sea menor a la presión de burbuja, por lo tanto, se hace necesario recurrir a métodos de remoción del banco de condensados.

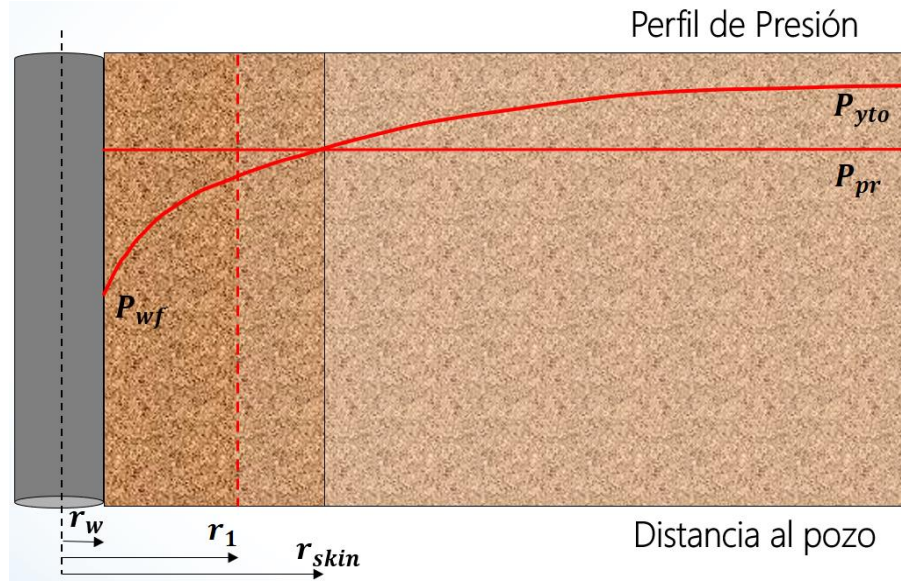


Figura 4. Modelo de tres regiones de un yacimiento de gas retrógrado

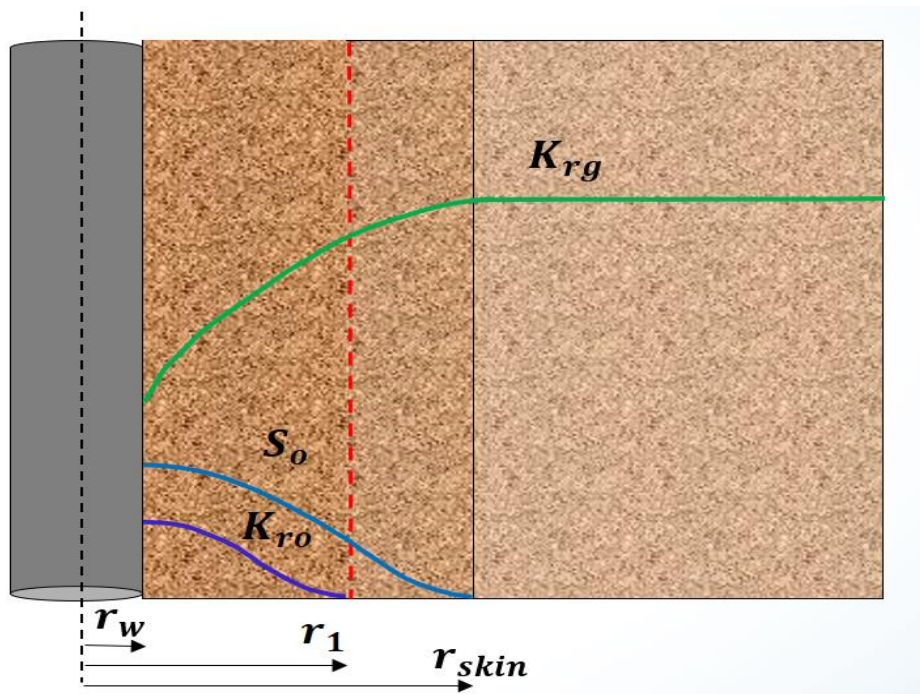


Figura 5. Modelo de permeabilidad en un yacimiento de gas retrógrado. Fuente figuras 4 y 5: Modificado de Wheaton, R.J. y Zhang, H.R. (2000). *Condensate Banking Dynamics in Gas Condensate Fields: Compositional Changes and Condensate Accumulation Around Production Wells*. Presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, 1–4 Octubre. SPE- 62930-MS.

2.4 Remoción del Banco de Condensados

De acuerdo con Sayed M. y Al-Muntasheri G (2016) las técnicas de remoción del banco de condensado pueden clasificarse de la siguiente manera:

- Técnicas de mantenimiento de presión, que incluyen ciclos de gas (gas cycling) e inyección de dióxido de carbono y nitrógeno. Estas técnicas pueden usarse para aumentar la presión del yacimiento y para mejorar la recuperación de líquidos a través de la reducción del volumen del condensado. No son realmente eficaces debido a que la presión en la cara del pozo siempre será menor a la presión promedio del yacimiento permitiendo la formación del banco de condensados.

- Técnicas de aumento de la productividad, que incluyen la perforación de pozos horizontales, fracturación hidráulica y acidificación. Estas técnicas se basan principalmente en la creación de trayectorias de flujo de mayor permeabilidad (wormholes o fracturas) o de aumentar el área de contacto entre el yacimiento y el pozo (perforación horizontal) para reducir la caída de presión y mejorar la productividad del pozo. Estas técnicas no serán una solución permanente, la formación del banco de condensado solo se retrasa. Entonces, después de un cierto tiempo de producción y con una gran reducción de la presión, el condensado comenzará a formarse y acumularse en la región alrededor del pozo.

- Inyección de químicos, como el uso de solventes, diésel inhibido y de gas seco inhibido y productos químicos para la alteración de la mojabilidad. El uso de solventes se basa en la reducción de la tensión interfacial (Ali et al. 1993), mientras que el uso de productos químicos de alteración de la mojabilidad se basa en el cambio en la mojabilidad de la roca (Li y Firoozabadi 2000a). Estos se explicarán con mayor detenimiento en los siguientes párrafos.

- Técnicas combinadas, se emplean dos o más de las técnicas anteriores.

Este trabajo se enfoca en el uso de productos químicos para remover el banco de condensados. A continuación, se explican los fundamentos en los cuales se basan la inyección de estas sustancias para remover el condensado y las experiencias presentadas en la literatura tanto de laboratorio como de campo.

2.4.1 Inyección de Alcoholes. A medida que dos fluidos inmiscibles entran en contacto entre sí (condensado y gas), se produce una discontinuidad en la presión en la interfaz que da como resultado fuerzas de desequilibrio, esto es lo que se conoce como presión capilar (Ahmed, 2010) y se determinó que esta depende de la tensión interfacial entre el sistema gas-aceite y la geometría y las dimensiones del medio poroso (Gomes y Correa, 1992).

La ecuación de presión capilar presenta la relación directa que tienen la tensión interfacial y la presión capilar:

$$P_c = \frac{2 \sigma \cos \Theta}{r} \quad (3)$$

Donde:

P_c = Presión capilar (psi)

σ = Tensión interfacial (dinas/cm)

Θ = Ángulo de contacto (grados)

r = Radio del capilar

Los alcoholes o solventes aumentan la permeabilidad relativa del gas debido a que el alcohol reduce la tensión interfacial entre el condensado y el gas, esta disminución tiene como consecuencia la disminución de la presión capilar, lo cual significa que el condensado que se

encontraba atrapado en el medio poroso obstruyendo el paso del gas, ahora fluirá y permitirá el paso del gas (Ali et al. 1993).

La disminución de la tensión interfacial se logra debido a que existe un proceso de transferencia de masa entre el alcohol y el condensado en yacimiento, este proceso forma una solución con nuevas propiedades, entre ellas, una tensión interfacial menor con el gas, de manera que la interfase que separa los fluidos disminuye y el condensado se disuelve en el alcohol, por esta razón en la literatura también se hace referencia a los alcoholes como solventes (Correa et al. 2009). Al anterior proceso también se le conoce como desplazamiento miscible, lo cual es correcto, ya que este se presenta durante procesos de transferencia de masa, Al-Anazi et al. (2005a) por su parte concluye que los tratamientos con metanol desplazan el banco de líquido (ya sea hidrocarburo líquido o agua) mediante la transferencia de masa que ocurre por miscibilidad por múltiples contactos.

En la figura 6 se observan los resultados del trabajo de Li & Firoozabadi (2000a), con un valor de tensión interfacial igual a 0.01 (curva de color rojo), la permeabilidad relativa del gas alcanza valores mayores al compararse con los valores de permeabilidad relativa correspondientes al mayor valor de tensión interfacial, de 0.5 dinas/cm (curva de color azul).

Alzate et al. (2006) afirma que los tratamientos base alcohol para remover el banco de condensados en la cara del pozo datan de los años sesenta, a pesar de ello, no se encuentran reportes en la literatura de trabajos en laboratorio de este tipo hasta los años 2000.

Du et al. (2000) concluyó que el metanol alcanzó un aumento de 1.2 a 2.5 veces en los puntos finales de la permeabilidad relativa del gas, él menciona que esta mejora en la permeabilidad relativa del gas fue resultado de la capacidad del metanol para disolver y desplazar tanto fases de condensado como agua, además, agrega que la acumulación de condensado puede no comenzar

hasta que la mayor parte del metanol haya sido removida del espacio poroso e incluso cuando se produce esta acumulación, la permeabilidad relativa al gas puede ser mayor ya que el agua se ha eliminado del espacio poroso.

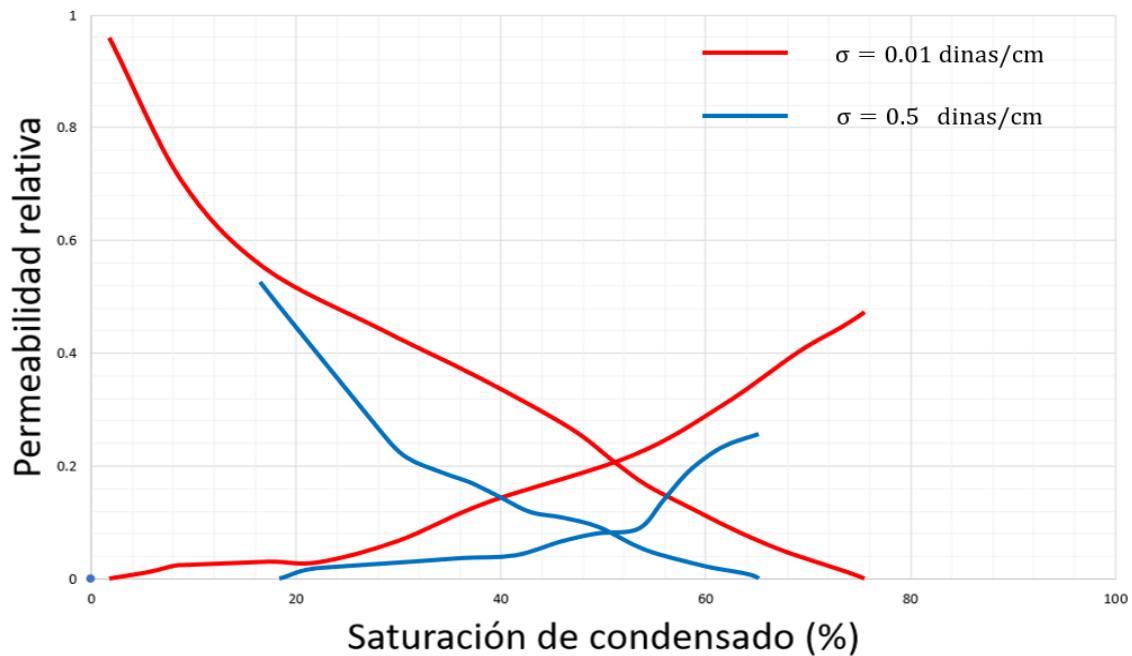


Figura 6. Efecto de σ sobre K_r gas. Fuente: Modificado de Li, K. and Firoozabadi, A. (2000a).

Phenomenological Modeling of Critical Condensate Saturation and Relative Permeabilities in Gas/Condensate Systems. SPE Journal. 5 (2): 138–147. Basado en paper SPE-56014-PA.

En la literatura existe un amplio conjunto de autores que han evaluado a nivel de laboratorio diferentes alcoholes para remover el banco de condensados, entre ellos Du et al. (2000), Al-Anazi et al (2002, 2005b, 2005c), Alzate et al. (2006), Garzón et al. (2006), Correa et al. (2009) y Franco et al. (2013)

2.4.2 Inyección de Sustancias Químicas que Alteran la Mojabilidad. La mojabilidad de la roca hace referencia a la tendencia de la misma a dejarse mojar por un fluido en específico. Dandekar (2013) citado por Barajas y Jiménez (2016) explica que esta tendencia se conoce como tensión de adhesión (A_T) que es una función de la tensión interfacial y determina las tendencias de mojabilidad de un sistema fluido-roca.

La siguiente expresión define la tensión de adhesión para un sistema de dos fluidos inmiscibles presentes en el medio poroso:

$$A_T = \sigma_{so} - \sigma_{sw} = \sigma_{ow} \cos \theta_{ow} \quad (4)$$

Donde:

A_T = Tensión de adhesión (dinas/cm)

σ_{so} = Tensión interfacial entre solido-fase menos densa(aceite) (dinas/cm)

σ_{sw} = Tensión interfacial entre solido-fase más densa(agua) (dinas/cm)

σ_{ow} = Tensión interfacial entre fluidos inmiscibles (dinas/cm)

θ_{ow} = Ángulo de contacto (grados)

De acuerdo con la ecuación 4 una tensión de adhesión positiva indica que la fase más densa moja preferiblemente la superficie sólida, mientras que un valor negativo indica que la fase menos densa moja preferiblemente la superficie. En términos de ángulo de contacto, si este es igual a cero indica que la mojabilidad es completa por la fase más densa, un ángulo de 180° indica mojabilidad por la fase menos densa y un ángulo de 90° significa que no hay mojabilidad preferencial por ningún líquido. En otras palabras, un ángulo menor a 90° significa que el fluido

más denso tiende a adherirse sobre la roca, en cambio, un ángulo mayor a 90° significa que el fluido no se adhiere sobre la roca. Ver figura 7.

En la literatura es ampliamente aceptado que para sistemas gas-petróleo, el petróleo es la fase más densa y siempre será la fase mojante, en cambio para sistemas agua-petróleo el agua es la fase más densa pero no siempre será la fase mojante (Lyons, 1996). En el caso específico de los yacimientos de gas condensado, primeramente, solo existe gas en yacimiento, así que la roca será mojada por el agua que exista en yacimiento, la cual corresponde a la saturación de agua irreducible, cuando se empieza a formar el condensado y debido a que su saturación empieza a aumentar con el tiempo, este tiende a extenderse sobre la roca, lo cual genera la obstrucción del medio poroso e impide el paso del gas (Li y Firoozabadi, 2000a). Se puede concluir que, en esta clase de yacimientos, la roca siempre tendera a ser mojada por la fase liquida, ya sea, condensado o agua, lo cual disminuirá la productividad tanto del gas como del condensado en superficie.

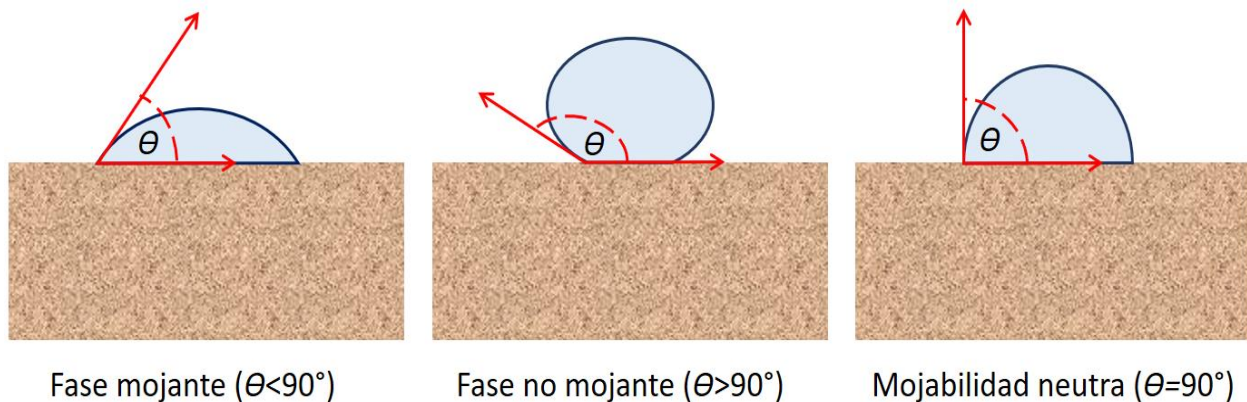


Figura 7. Determinación de la mojabilidad con base en el ángulo de contacto. Fuente: Modificado de Sayed M. y Al-Muntasheri G. (2016). *Mitigation of the effects of Condensate Banking: A critical review. SPE Production & Operations*, pp 85-102. Basado en el paper SPE 168153.

Existen sustancias químicas que alteran la mojabilidad de la roca, estas son de acuerdo con la literatura fluoroquímicos, ya sea polímeros o surfactantes fluorados. Estos tienen como objetivo hacer que la roca pase de estar mojada fuertemente por aceite a mojabilidad neutra o mojada por gas. De acuerdo con Al-Yami et al. (2013) este tratamiento disuelve y desplaza la salmuera y el condensado de la formación y modifica la mojabilidad de roca o incluso del material apuntalante. El tratamiento es no reactivo, pero interactúa con el sustrato uniéndose a través de una unión dipolar en condiciones de yacimiento. La Figura 8 representa esquemáticamente la unión del fluoroquímico a una superficie silícea. La cola fluorada del producto se extiende lejos de la superficie de la arena y cambia la mojabilidad de la superficie, lo que minimiza la presión capilar y disminuye las saturaciones residuales de agua e hidrocarburo, lo cual aumentará la permeabilidad relativa del gas y el condensado.

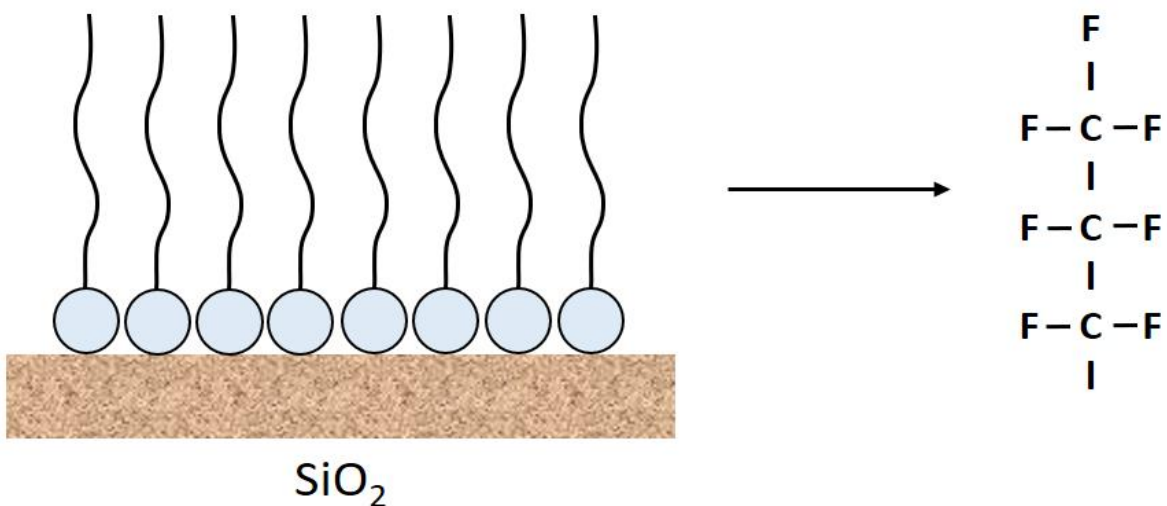


Figura 8. Efecto del fluoroquímico sobre una superficie silícea. Fuente: Modificado de Al-Yami, A. M., et al. (2013). *A Successful Field Application of a New Chemical Treatment in a Fluid Blocked Well in Saudi Arabia*. Presentado en SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Saudi Arabia, 19–22 Mayo. Paper SPE168086. SiO_2

Kiraz et al. (2010) citado por Mousavi et al. (2013) plantea que el flúor es el elemento más electronegativo que interactúa con el átomo de carbono para formar un fuerte enlace carbono-flúor, dando como resultado una sustancia fluorada de baja reactividad que también presenta un alto grado de repelencia al agua y al aceite.

Zisman (1964) citado por Li y Firoozabadi (2000b) estudio la relación del ángulo de contacto en superficies de baja y alta energía, concluyo que una capa de agente humectante adsorbida y compacta era suficiente para convertir las propiedades de una superficie de alta energía en aquellas de una superficie de baja energía. Esta observación demostró la posibilidad de variar la mojabilidad de una superficie de roca de alta energía de preferencia a mojada por líquidos a preferencialmente mojada por gas debido a la adsorción de una monocapa de un compuesto polar orgánico. Li y Firoozabadi (2000b) concluyen en su trabajo que una pequeña cantidad del fluoroquímico permanece en el sustrato como una capa adsorbida; como resultado de la adsorción, la energía de la superficie disminuye y la superficie sólida pasa a ser mojada por gas.

Li y Firoozabadi (2000a) fueron los primeros investigadores en concluir que la productividad de los pozos de gas puede mejorarse significativamente mediante el uso de sustancias químicas que alteran la mojabilidad las cuales ayudarán a cambiar la mojabilidad de la superficie de la roca de mojada por agua o aceite a mojada por gas. En la figura 9 se observan los resultados de su trabajo, con un valor de ángulo de contacto igual a 80° (curva de color rojo), la permeabilidad relativa del gas alcanza valores mayores al compararse con los valores de permeabilidad relativa correspondientes a los ángulos de 40° y 0° (curvas de color azul y verde respectivamente), lo cual indica que a medida que el valor de ángulo de contacto tiende a ser mayor, el volumen de condensado que será retenido en el medio poroso y obstruirá el paso del gas será menor.

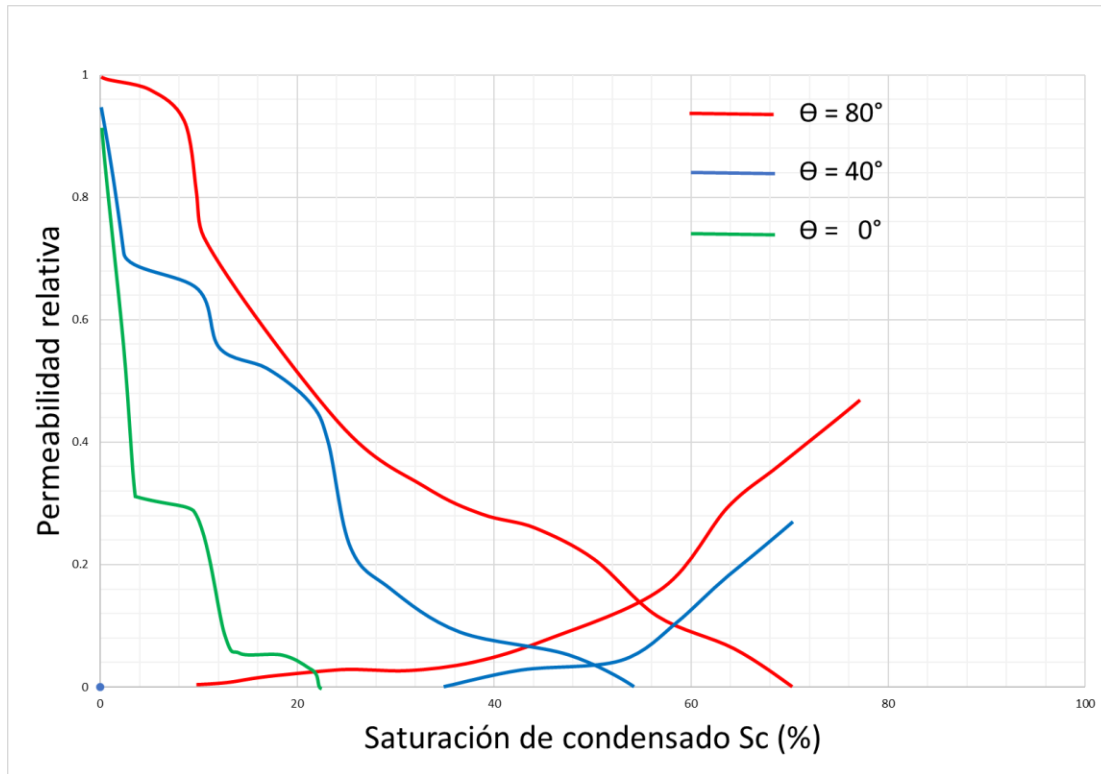


Figura 9. Efecto de θ sobre K_r gas. Fuente: Modificado de Li, K. and Firoozabadi, A. (2000a). *Phenomenological Modeling of Critical Condensate Saturation and Relative Permeabilities in Gas/Condensate Systems*. SPE Journal. 5 (2): 138–147. Basado en paper SPE-56014-PA.

A pesar de ser una técnica novedosa, existe un amplio conjunto de autores que han evaluado tanto a nivel de laboratorio como en campo diferentes fluoroquímicos para remover el banco de condensados, entre ellos Li y Firoozabadi (2000b) Fahes y Firoozabadi (2007) Noh y Firoozabadi (2008) Bang et al. (2010) Ahmadi et al. (2011) Fernández et al. (2011) Fahimpour et al. (2012) y Al-Yami et al. (2013). Además, se han evaluado nanopartículas modificadas con fluoroquímicos. Mousavi et al. (2013), Aminnaji et al. (2015), Jin et al. (2016) y Zabala et al. (2017). En el apéndice A se presenta información sobre esta técnica.

3. Selección de Muestras y Sustancias Químicas

Se realizó un análisis de los trabajos reportados en la literatura sobre la remediación química del daño a la formación causado por el banco de condensados para establecer las características de las muestras, fluidos de yacimiento, productos químicos evaluados y las condiciones de yacimiento empleadas, con el objetivo de seleccionar las más adecuadas para el desarrollo de la presente investigación.

3.1 Análisis de Trabajos Donde se Evaluaron Alcoholes

La tabla 2 presenta un resumen de los trabajos a nivel de laboratorio donde se evaluaron alcoholes para remediar el daño por banco de condensados. Las características que son expuestas son: el tipo de muestra plug, la permeabilidad y porosidad de las muestras, los fluidos de yacimiento, las condiciones de presión y temperatura de los desplazamientos, el tipo de químico y la referencia del autor.

Como se puede observar, en las diferentes investigaciones se emplearon principalmente muestras berea, así mismo se utilizaron muestras calizas, carbonatos y núcleos de diferentes campos como Hatter's pond y Cupiagua; las características de estas muestras en cuanto a permeabilidad presentan valores entre los 0.2 – 380 mD y de porosidad entre 6-20%.

Tabla 2.

Resumen trabajos donde se evaluaron alcoholes

Tipo de muestra	Propiedades de la muestra		Fluidos de yacimiento	Condiciones de yacimiento		Tipo de químico	Referencia
	K (md)	Ø (%)		P (psi)	T (°F)		
Caliza (TCL)	4 a 11	20	Gas hidrocarburo	3000	145	Metanol	Du et al. (2000)
Arenisca berea y Caliza (TCL)	220-380 2-5	20.5 20.8	Mezcla de gas sintética	3400	145	Metanol	Al-Anazi et al. (2002)
Arenisca Norphlet de campo Hatter's pond	0.2-150	7-15	Salmuera del campo y salmueras sintéticas	3030	230	Metanol	Al-Anazi et al. (2005b)
Arenisca berea y Carbonatos	0.26-17.28 1.2-1.5	8-15 11-24	Nitrógeno y condensado	4000	230	Metanol, metanol-agua y metanol-Propanol (IPA)	Al-Anazi et al. (2005c)
Núcleos campo Cupiagua y Berea	10-17 78.42	6.3 17.7	Salmuera de cupiagua, condensado de CPF y metano comercial	5000	270	Alcohol y diésel inhibido	Alzate et al. (2006)
Carbonato	19.93	-	Gas y condensado	1500	230	Mezcla diésel, surfactante y solvente mutual	Garzón et al. (2006)
Arenisca Berea	70-120	17.5-22.5	Gas sintético, salmuera y metano	2000	250	Metanol, propanol y cloruro de metileno	Correa et al. (2009)
Núcleo sintético & roca de yacimiento	10	6	-	2000	203	Gas inhibido con mezcla de alcoholes	Franco et al. (2013)

Fuente: Modificado de Sayed M. y Al-Muntasheri G. (2016). *Mitigation of the effects of Condensate Banking: A critical review.*

Los fluidos de yacimiento empleados fueron generalmente gas hidrocarburo sintético o nitrógeno como la fase gaseosa, y salmueras y condensado representativos de cada campo como las fases líquidas.

Las condiciones de presión y temperatura intentaban simular las condiciones a las cuales se encuentra el yacimiento, en la mayoría de trabajos, la presión fue superior a los 3000 psi y la temperatura mayor a los 200 °F (94 °C).

El metanol fue la sustancia química más empleada, se mezcló con agua, con otros alcoholes e incluso surfactantes, además se evaluaron propanol, cloruro de metileno y gas inhibido.

3.2 Análisis de Trabajos Donde se Evaluaron Fluoroquímicos

La tabla 3 presenta las mismas características que la tabla 2, con la diferencia de que en este caso se presentan investigaciones donde se evaluaron fluoroquímicos.

En las investigaciones principalmente se utilizó muestras berea, núcleos de diferentes campos, muestras calizas y carbonatos, las características de estas muestras en cuanto a permeabilidad presentan valores entre los 0.3 – 264 mD y en algunas investigaciones se llegó a tener muestras de más de 1000 mD, en cuanto a la porosidad entre 9-29%, al compararse con los trabajos que emplearon alcoholes se observa que son propiedades similares en la mayoría de los casos: tanto permeabilidades como porosidades bajas.

Los fluidos de yacimiento empleados fueron gas hidrocarburo sintético, nitrógeno o aire como la fase gaseosa, N-decano y n-tetradecano como el condensado y salmuera representativos de cada campo.

Tabla 3.

Resumen trabajos donde se evaluaron fluoroquímicos.

Tipo de muestra	Propiedades de la muestra		Fluidos de yacimiento	Condiciones de yacimiento		Tipo de químico	Referencia
	K (md)	Ø (%)		P (psi)	T (°F)		
Arenisca berea y caliza	500-1089 1-5	19-22 24-29	N-decano, aire y salmuera 1.0 % (wt)	500	68	Fluorosurfactante y fluoropolímero	Li y Firoozabadi (2000b)
Berea y muestras de yacimiento	600-700 4-10	22 8-11	N-decano, n-tetradecano aire, nitrógeno y salmuera	1000	285	2 fluorosurfactantes 8 fluoropolímeros	Fahes y Firoozabadi (2007)
Arenisca berea y muestras de yacimiento	500 0.3-20	22 4-12	N-decano, nitrógeno y salmuera 1.0 % (wt)	1000	167-284	11-12P (surfactante) Polímero (L-19062)	Noh y Firoozabadi (2008)
Arenisca berea y muestras de yto	160-270 40-1222	20	Gas sintético, metano y nitrógeno	2000	175-322	Fluorosurfactante	Bang et al. (2008)
Carbonatos y Caliza (TCL)	14-24	20	Gas sintético, n-decano y salmuera	1200	175-275	Fluorosurfactante	Ahmadi et al. (2011)
Arenisca berea	173-264	19-22	N-decano y nitrógeno.	1500	68	Polímero (Zonyl 8740)	Fernández et al. (2011)
Caliza, dolomita y Carbonatos	10-14 56-122	26-29 20-26	N-decano, nitrógeno y salmuera	1000	266	15 Fluoroquímicos	Fahimpour et al. (2012a y b)
Caliza y muestras de yacimiento Sarkhun	1.5-2	28.4	Gas sintético, metano, n-decano y agua	-	176	Nanopartículas de sílice fluorada	Mousavi et al. (2013)
Carbonato y arenisca	30-190	20-24	Aire, N-decano, agua y Salmuera KCl 2%.	800	158	Nanofluido con fluoropolímero	Aminnaji et al. (2015)
Afloramiento de arenisca	3	9.7	Gas sintético, n-heptano y salmuera	6500	212	Nanofluido con fluorosurfactante	Zabala et al. (2017)

Fuente: Modificado de Sayed M. y Al-Muntasheri G. (2016). *Mitigation of the effects of Condensate Banking: A critical review.*

Las condiciones de presión y temperatura en la mayoría de trabajos fueron superiores a los 1000 psi y la temperatura mayor a los 200 °F (94 °C), al compararse con los anteriores trabajos se observa que las presiones fueron más bajas, pero las temperaturas similares.

3.3 Selección de Muestras y Fluidos

Con base en el análisis de los anteriores trabajos, tanto los que evaluaron alcoholes como fluoroquímicos, se decidió emplear la siguiente muestra, fluidos de yacimiento, condiciones de yacimiento y productos químicos.

3.3.1 Muestra. El plug es una muestra representativa de campo Cupiagua, la cual pertenece a la formación Mirador. Esta muestra presenta propiedades similares a las reportadas en la literatura y estudiadas por diversos autores.

Las propiedades de la muestra se presentan en la tabla 4, fueron determinadas a través del equipo KEYPHI. La muestra se observa en la figura 10.

Tabla 4. Propiedades de la muestra plug

Core #	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Volumen pososo (cc)
CUPIAO12	6.06	3.8	5.51	3.05	3.79



Figura 10. Muestra plug de campo Cupiagua

3.3.2 Fluidos de Yacimiento

3.3.2.1 Condensado. Se empleó aceite condensado cuya gravedad API fue 43.8 @ 79 °F, viscosidad de 0.92 cP @ 194 °F, BSW menor al 0.1 % y color naranja oscuro. Con propiedades similares a las del condensado de campo Cupiagua. Ver Figura 11.



Figura 11. Condensado empleado en la investigación

3.3.2.2 Salmuera. Se preparó salmuera sintética representativa de campo cupiagua de acuerdo con la información suministrada por parte del Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación. Su composición fue 1190 ppm de Cl y su viscosidad fue 0.312 cP @ 194 °F.

3.3.2.3 Gas. Se empleó gas nitrógeno como fase gaseosa, al igual que se hizo en muchas de las investigaciones presentadas anteriormente. Su viscosidad fue 0.02214 cP @ 194 °F.

3.3.3 Condiciones de Yacimiento. Las presiones de confinamiento y de poro fueron respectivamente de 3500 y 500 psi y la temperatura de 194 °F (90 °C), condiciones típicas de un yacimiento de gas condensado.

3.3.4 Productos Químicos

3.3.4.1 Alcohol. Se empleó DAX como alcohol. Esta es una mezcla de Diésel, Alcohol y Xileno. Ha sido ampliamente usado en campo Cupiagua (Franco et. al. 2013), a pesar de ello, no existen trabajos reportados en la literatura donde se haya evaluado a nivel de laboratorio. En la figura 12 se observa el producto químico.



Figura 12. Alcohol DAX.

3.3.4.2 Fluoroquímico. Se empleó un fluorosurfactante aniónico comercial. De acuerdo con su ficha técnica es una mezcla de surfactante fluoroalifático/hidrocarburo soluble en agua al 43%. Fue empleado por Zabala et al. (2017) a nivel de laboratorio, con la particularidad de que lo utilizó para funcionalizar nanopartículas con el objetivo de alterar la mojabilidad de la roca a través de un nanofluido. En la figura 13 se observa el producto químico.

Es importante mencionar que el tratamiento a evaluar es una solución al 2% y 1% en peso del fluoroquímico en agua desionizada.



Figura 13. Fluoroquímico.

4. Pruebas de Compatibilidad Fluido-Fluido y Roca-Fluido

Antes de evaluar los dos productos químicos para remover el banco de condensados: alcohol (DAX) y fluoroquímico, se deben realizar las pruebas de caracterización básica y de compatibilidad fluido-fluido y roca-fluido.

4.1 Pruebas de Caracterización Básica

Este conjunto de pruebas permite verificar el producto químico que se desea evaluar con su respectiva ficha técnica, en otras palabras, es un control de calidad de los productos químicos. Se realizaron las pruebas de solubilidad, densidad y pH, en los laboratorios de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación del Parque Tecnológico Guatiguará de acuerdo con los procedimientos estándares del laboratorio. (Ver Apéndice B. Pruebas de caracterización básica). Estas pruebas se realizaron durante una semana.

4.2 Pruebas de Compatibilidad Fluido-Fluido y Roca-Fluido

Este conjunto de pruebas determina el grado de compatibilidad que tiene el producto químico que se desea evaluar con los fluidos presentes en el yacimiento, es decir, se desea garantizar que las sustancias químicas no generaran daños adicionales a la formación cuando estas entren en contacto con los fluidos del yacimiento.

Las pruebas se realizaron exclusivamente para evaluar el fluoroquímico debido a que el DAX ha sido ampliamente usado en campo (Franco et. al. 2013) y se conoce que no genera daños adicionales en la formación, las pruebas se llevaron a cabo en los laboratorios de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación del Parque Tecnológico Guatiguará con base en la norma API RP 42 y tomaron un tiempo de dos semanas.

4.2.1 Rompimiento de Emulsiones. Esta prueba se realiza para indicar la tendencia del producto químico para aumentar o disminuir la emulsificación del sistema crudo-químico.

4.2.2 Compatibilidad. Esta prueba se realiza para determinar la presencia de sólidos en la interfase y/o la fase acuosa, así como la apariencia de la mezcla y la eficiencia en el rompimiento de la emulsión. Se denomina incompatibilidad, cuando se presenta precipitados adheridos a las paredes del frasco, o partículas que se sedimentan al fondo del recipiente.

4.2.3 Sludge. Esta prueba se realiza para evaluar la tendencia que tienen algunos crudos en contacto con sustancias, generalmente ácidas, a precipitar sólidos llamados “sludge”.

4.2.4 Tensión Interfacial. De acuerdo con la norma API RP 42, para una medición más precisa y para tener la capacidad adicional de medir valores de tensión interfacial muy bajos, utilice los métodos de gota colgante, gota sénil o gota giratoria.

4.2.5 Mojabilidad Visual. Esta prueba se realiza para evaluar cualitativamente la tendencia humectante del producto químico sobre la formación.

4.2.6 Detergencia. Esta prueba busca determinar la capacidad de limpieza de los tratamientos y la mojabilidad que inducen los mismos en la formación (Traslaviña, 2016).

En el Apéndice C se explican los procedimientos para cada una de las Pruebas de Compatibilidad Fluido-Fluido y Roca-Fluido.

4.3 Resultados de las Pruebas de Caracterización Básica

Al comparar los resultados de las pruebas de caracterización básica (ver Tabla 5) con la ficha técnica de los productos químicos no se encontraron diferencias, lo cual es un resultado favorable para el desarrollo del proyecto.

Tabla 5.

Resultados pruebas de caracterización básica

Producto químico	pH	Solubilidad en agua	Densidad (g/ml)
DAX	5	No	0.86
Fluoroquímico	9	Si	1.15

4.4 Resultados de las Pruebas de Compatibilidad Fluido-Fluido y Roca-Fluido

4.4.1 Rompimiento de Emulsiones. En la Tabla 6, se reportan los porcentajes de rompimiento del tratamiento con fluoroquímico a los tiempos 15 minutos, 1 hora y 24 horas.

La figura 14 presenta los resultados de la prueba de rompimiento de emulsiones transcurrido un tiempo de 24 horas. Como se observa, en los tres tratamientos hubo generación de emulsión, en la proporción 25:75 hubo rompimiento de aceite, mas no del tratamiento; por el contrario, en las proporciones 50:50 y 75:25 hubo rompimiento de tratamiento mas no de aceite.

Para los tres tratamientos se observó, buena detergencia, y una interface definida. Al finalizar la prueba, los sólidos se encontraban en el fondo de la fase acuosa.

Se concluye que el tratamiento genera emulsión, además presenta un bajo rompimiento, sin embargo, esto no significa que el tratamiento deba descartarse, ya que se puede solucionar al adicionar rompedores de emulsión, como lo han hecho otros autores (Franco et. al. 2013).

Tabla 6.

Resultados prueba de rompimiento de emulsiones

Tiempo	% Rompimiento tratamiento con fluoroquímico		
	Proporciones		
	25:75	50:50	75:25
15 min	0	0	18.66
1 hora	0	6	48
24 horas	0	34	62.66

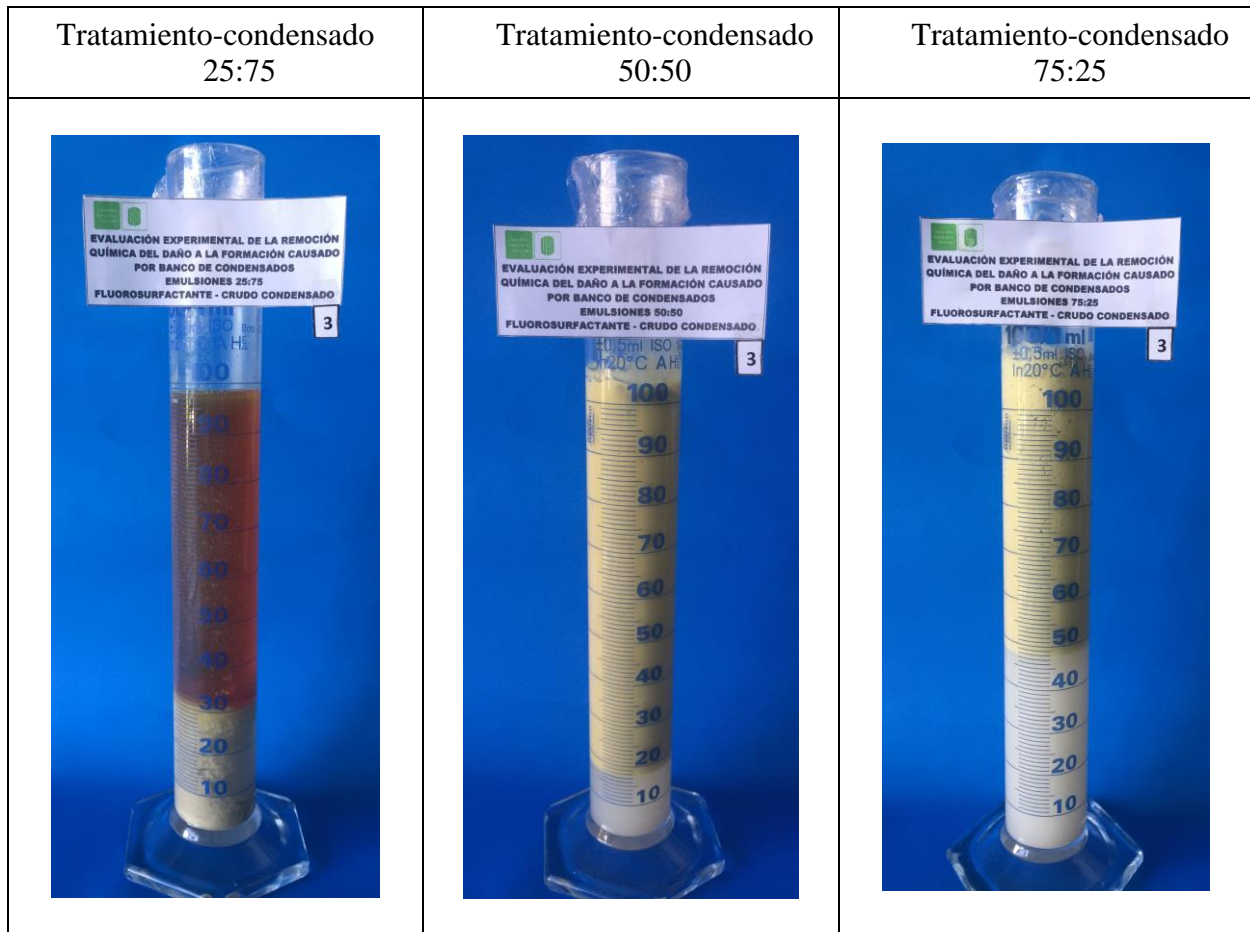


Figura 14. Resultados prueba de rompimiento de emulsiones

4.4.2 Compatibilidad. Inicialmente se evalúa la compatibilidad entre el tratamiento y la salmuera CUP. En la figura 15 se presentan los resultados de la prueba transcurrido un tiempo de 24 horas a 90 °C (194 °F).

Como se observa en la imagen, ninguno de los recipientes presenta sólidos o cristales en suspensión, ni en el fondo del recipiente. Dado que el tratamiento presenta compatibilidad con la salmuera CUP, se procedió a realizar la prueba de compatibilidad con el condensado.

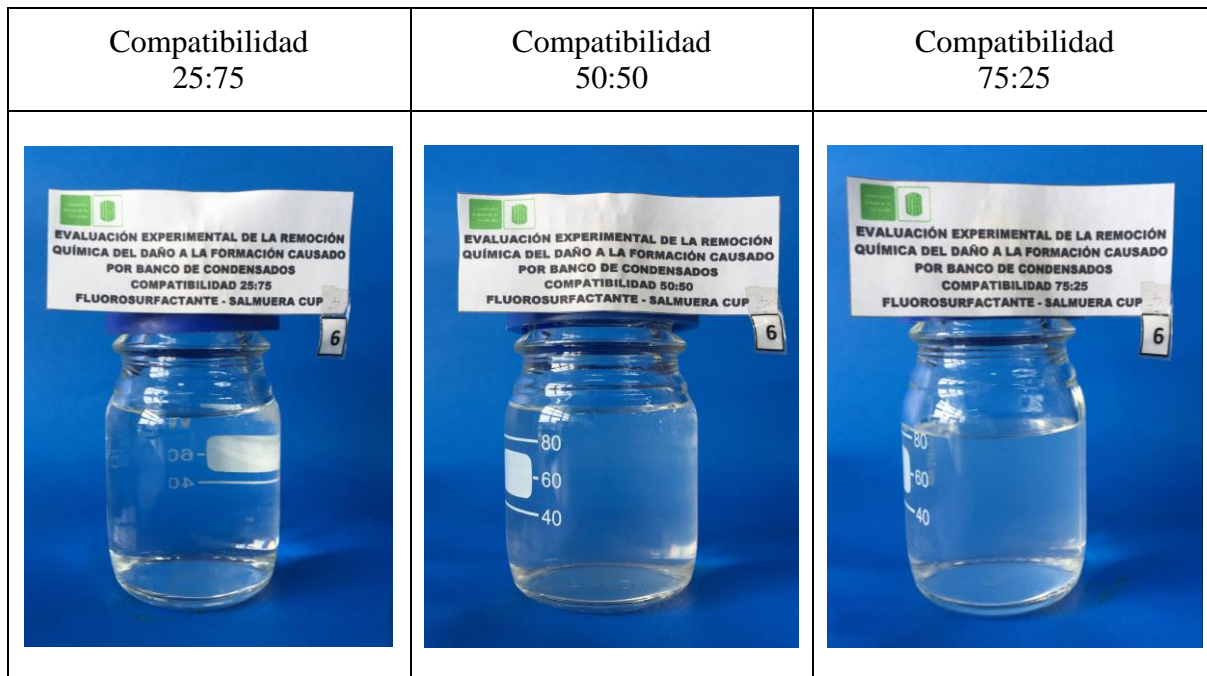


Figura 15. Resultados prueba de compatibilidad fluoroquímico-salmuera CUP

Se tomó una alícuota de 50 ml, la cual se mezcló con 50 ml de condensado y se llevó a condición de temperatura de yacimiento. En la figura 16 se presentan los resultados de la prueba pasado un tiempo de 24 horas a 90 °C (194 °F).

En este caso, se observó que ninguno de los recipientes presento solidos o cristales en el fondo, sin embargo, existe formación de emulsión en los tres recipientes, la cantidad de la fase emulsionada es mayor a medida que aumenta la proporción del fluoroquímico.

La nomenclatura utilizada para presentar los resultados de las pruebas de compatibilidad se describe a continuación:

- Incompatible por presencia de precipitados
- Compatible

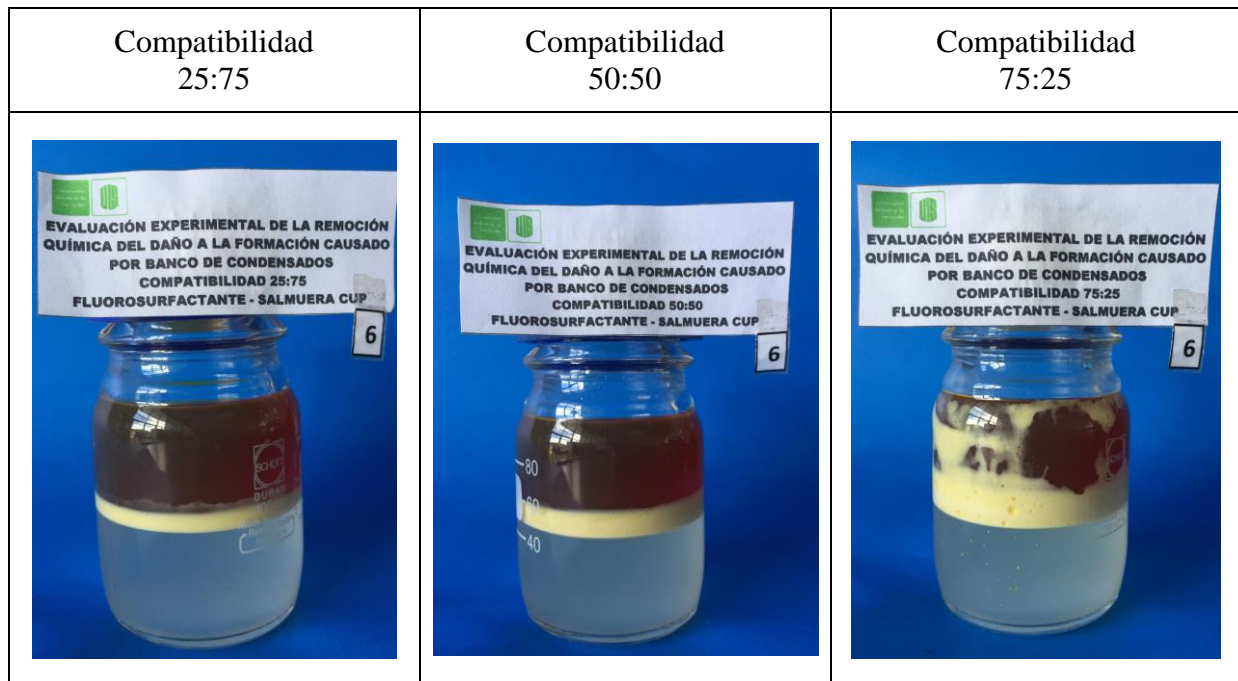


Figura 16. Resultados prueba de compatibilidad fluoroquímico-condensado

Los resultados experimentales de compatibilidad se resumen en la Tabla 7.

Tabla 7.

Resultados prueba de compatibilidad

	Compatibilidad fluoroquímico		
	25:75	50:50	75:25
Tratamiento – salmuera CUP	●	●	●
Tratamiento – condensado	●	●	●

Con base en la información anterior, se concluye que el tratamiento es compatible con la salmuera CUP y con el condensado.

4.4.3 Sludge. Al agregar agua tibia y aceite mineral sobre la mezcla, se observa sludge en trazas en la malla, como lo muestra la Figura 17. Por lo anterior, se concluye que el tratamiento genera sludge en trazas.



Figura 17. Resultado prueba de sludge

4.4.4 Tensión Interfacial. Se emplea el tensiómetro de gota giratoria del laboratorio de daño a la formación del Parque Tecnológico Guatiguará para evaluar la tensión interfacial entre el producto químico y el condensado a una temperatura de 40 °C (104 °F).

El resultado de la prueba fue una tensión interfacial de 0.154 dinas/cm, el cual es un valor aceptable para procesos de estimulación.

4.4.5 Mojabilidad Visual. Al espolvorear la arena en la probeta de salmuera se observa que existe una dispersión de los granos en el agua, por otro lado, al agregarla en la probeta de varsol, existe una dispersión en forma de grumos.

Por lo anterior, se concluye que el tratamiento tiende a dejar la roca mojada por agua. Lo anterior se observa en la Figura 18.

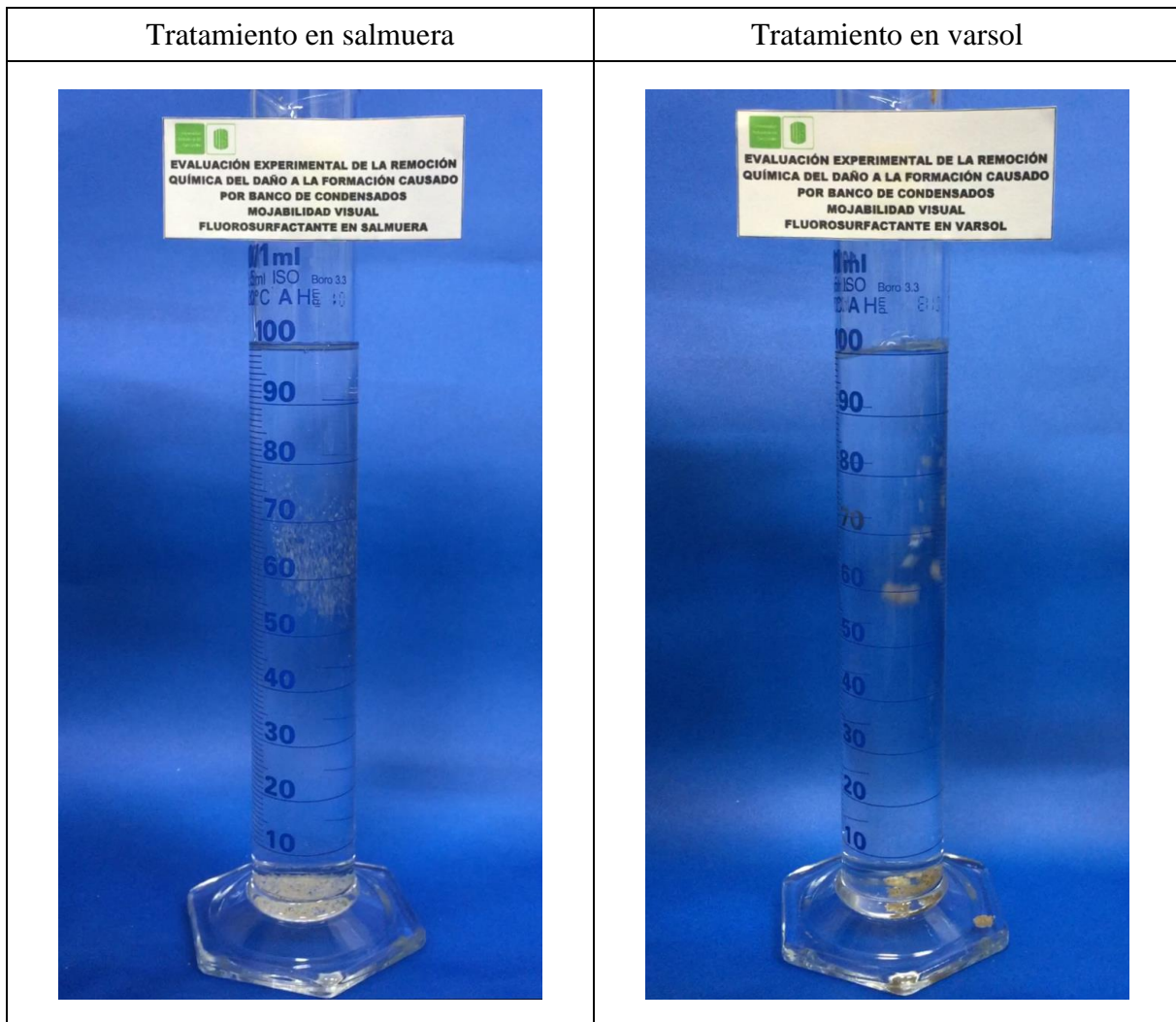


Figura 18. Resultado prueba de mojabilidad visual

4.4.6 Detergencia. Después de una hora a temperatura de yacimiento, se analiza el recipiente que contiene la mezcla de arena Ottawa, condensado y salmuera CUP. Se observan granos de arena en la interfase condensado-agua, pocos granos de arena en las paredes del recipiente, y no se observan gotas de aceite en la fase acuosa o en la arena, por lo anterior, se concluye que el tratamiento presenta buena detergencia, como se observa en la figura 19.

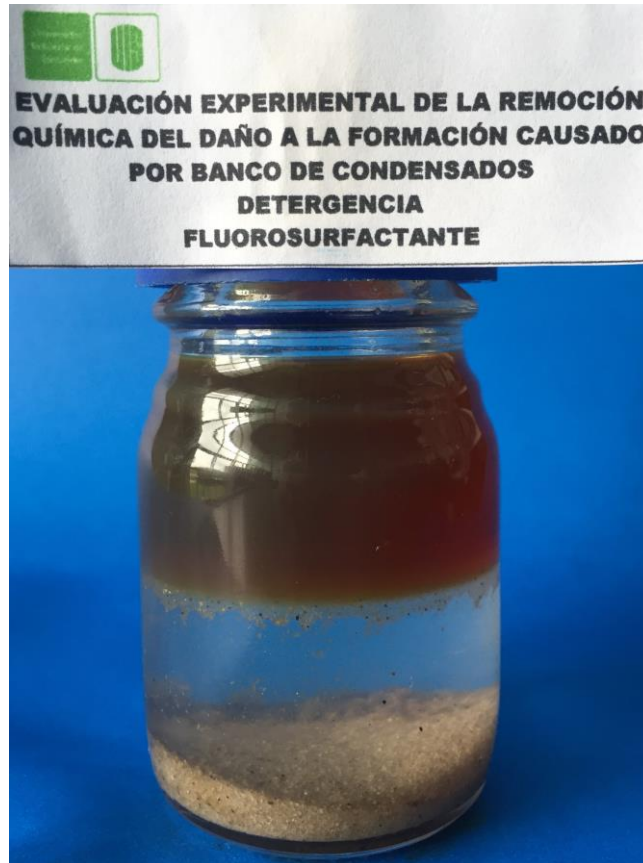


Figura 19. Resultado prueba de detergencia

Al analizar los resultados de las pruebas de compatibilidad, se concluye que el fluoroquímico no generara daños en los núcleos causados por incompatibilidad de fluidos, así que se recomienda para continuar con el proyecto. A pesar de ello es importante mencionar de nuevo la formación de espuma, la generación de emulsión y turbidez de la salmuera.

5. Pruebas de Desplazamiento

Para evaluar la efectividad de los tratamientos, se hizo uso del equipo de desplazamiento VINCI RPS 700 para desplazar una serie de fluidos a través de una muestra de roca representativa (cap. 2.3.1) a unas condiciones de presión y temperatura establecidas (cap. 2.3.3), con el fin de simular la producción de los fluidos, la inducción del daño y la inyección del tratamiento bajo un escenario dinámico similar al que ocurre en la zona de interés. Para evaluar dicha efectividad se observaron los cambios de permeabilidad en el sistema teniendo en cuenta los diferenciales de presión en cada etapa. El equipo se encuentra en el Laboratorio de Análisis Petrofísico y Daño a la Formación del Parque Tecnológico Guatiguará y la prueba en su totalidad se llevó a cabo en dos semanas.

Antes y después de realizar los desplazamientos a través de la muestra, se determinó la tendencia humectante de la roca por medio de la medición del ángulo de contacto entre los fluidos (condensado y salmuera CUP) y la muestra plug, de esta manera se podría evidenciar si existía un cambio en la mojabilidad debido al efecto del fluoroquímico. Además, se saturó la muestra con el tratamiento fluoroquímico al 1 % wt y se realizó una tercera medición de ángulo de contacto, para observar el efecto del producto químico sobre la roca bajo esta condición. Estas mediciones se desarrollaron en el Laboratorio de Electroquímica del Centro de Investigación Científica y Tecnológica en Materiales y Nanociencias (CMN) y tardaron alrededor de un día en completar cada una de ellas.

5.1 Medida del Ángulo de Contacto

La medición del ángulo de contacto se desarrolló con el sistema de medición de ángulo de contacto basado en video, Dataphysics OCA 15 EC (figura 20) del Laboratorio de Electroquímica del Centro de Investigación Científica y Tecnológica en Materiales y Nanociencias (CMN) del edificio de investigación del Parque Tecnológico Guatiguará. El equipo cuenta con un software SCA 20 y las pruebas se realizaron siguiendo el manual de uso del equipo dado por el diseño experimental a temperatura ambiente. (Ver Apéndice D. Equipo para medición de ángulo de contacto).

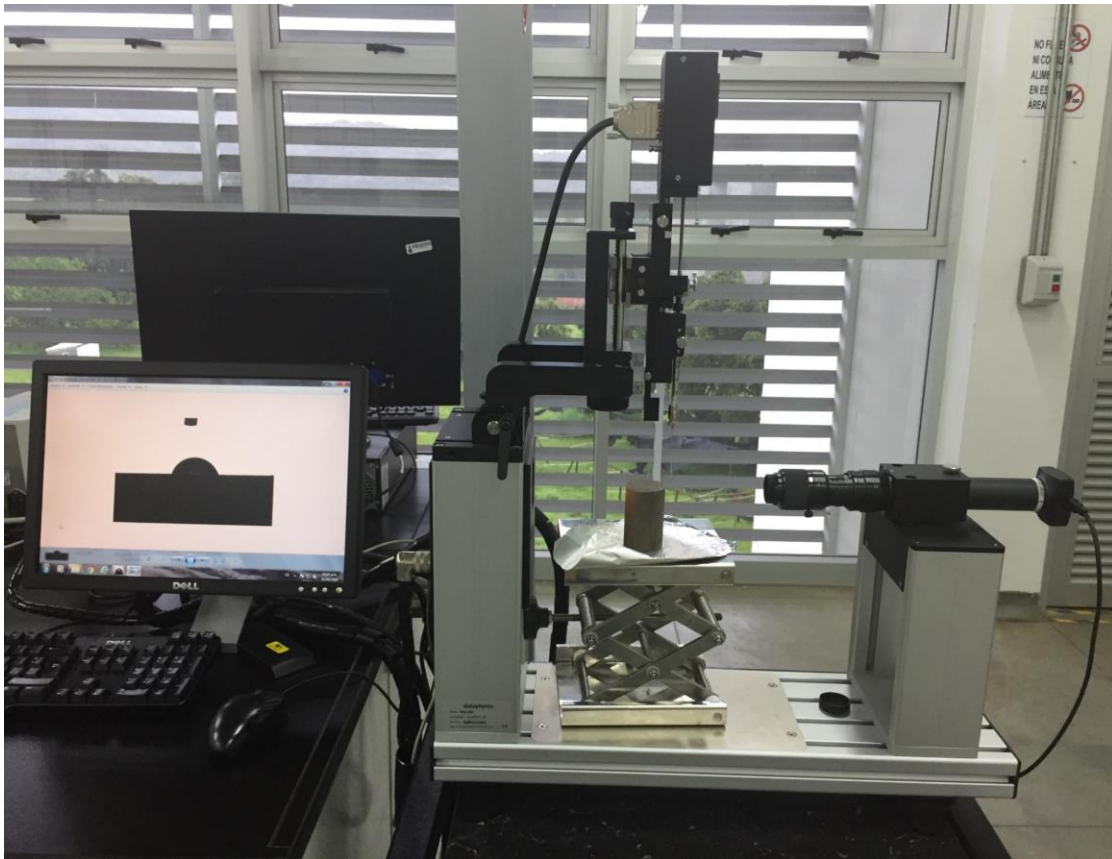


Figura 20. Equipo de medición de ángulo de contacto, Dataphysics OCA 15 EC

Para la primera medición del ángulo de contacto, el núcleo fue saturado al vacío con salmuera CUP por 3 días, con el objetivo de simular las condiciones de yacimiento a condiciones originales, es decir, cuando en el medio poroso solo existe la fase gaseosa y el agua y aún no se ha generado el banco de condensados, ni se ha aplicado ningún tratamiento químico, en otras palabras, se intenta restaurar la mojabilidad del plug antes de iniciar las pruebas de desplazamiento de fluidos.

5.2 Desplazamiento de fluidos

Como se mencionó, la muestra plug fue saturada con salmuera CUP para la medición del ángulo de contacto, después de esta medida se volvió a llevar a saturación para garantizar que muestra se encontrará realmente saturada antes de realizar el montaje de la misma en el equipo VINCI RPS 700, el cual se puede observar en la figura 21.

Es importante también mencionar que la muestra debe ser pesada seca y saturada con salmuera para corroborar el volumen poroso de la misma. El peso seco fue de 171.91 g y el peso saturado fue de 175.525 g, así que la diferencia correspondía a el peso del agua en el interior del plug, que corresponde a 3.615 g, ya que la densidad de la salmuera era 0.997 g/cc, indica que el volumen poroso era aproximadamente de 3.625 cc lo cual confirma el valor de volumen poroso obtenido por el KEYPHI, el cual fue de 3.787 cc.

El equipo VINCI RPS 700 cuenta con dos hornos que permiten simular la temperatura de yacimiento, desde 25 hasta 150 °C (77-302 °F); ocho bombas de desplazamiento positivo tipo jeringa que permiten inyectar los fluidos a través del núcleo y presurizar el sistema; un core holder hidrostático y un separador bifásico.

Además, se emplearon dos cilindros de nitrógeno, para llevar a cabo los desplazamientos, uno de ellos se utilizó para desplazar gas a través de la muestra, el cual represento la fase gaseosa en yacimiento y el otro cilindro se empleó para generar la presión de poro. Las presiones iniciales de cada cilindro fueron 2100 y 700 psi respectivamente.

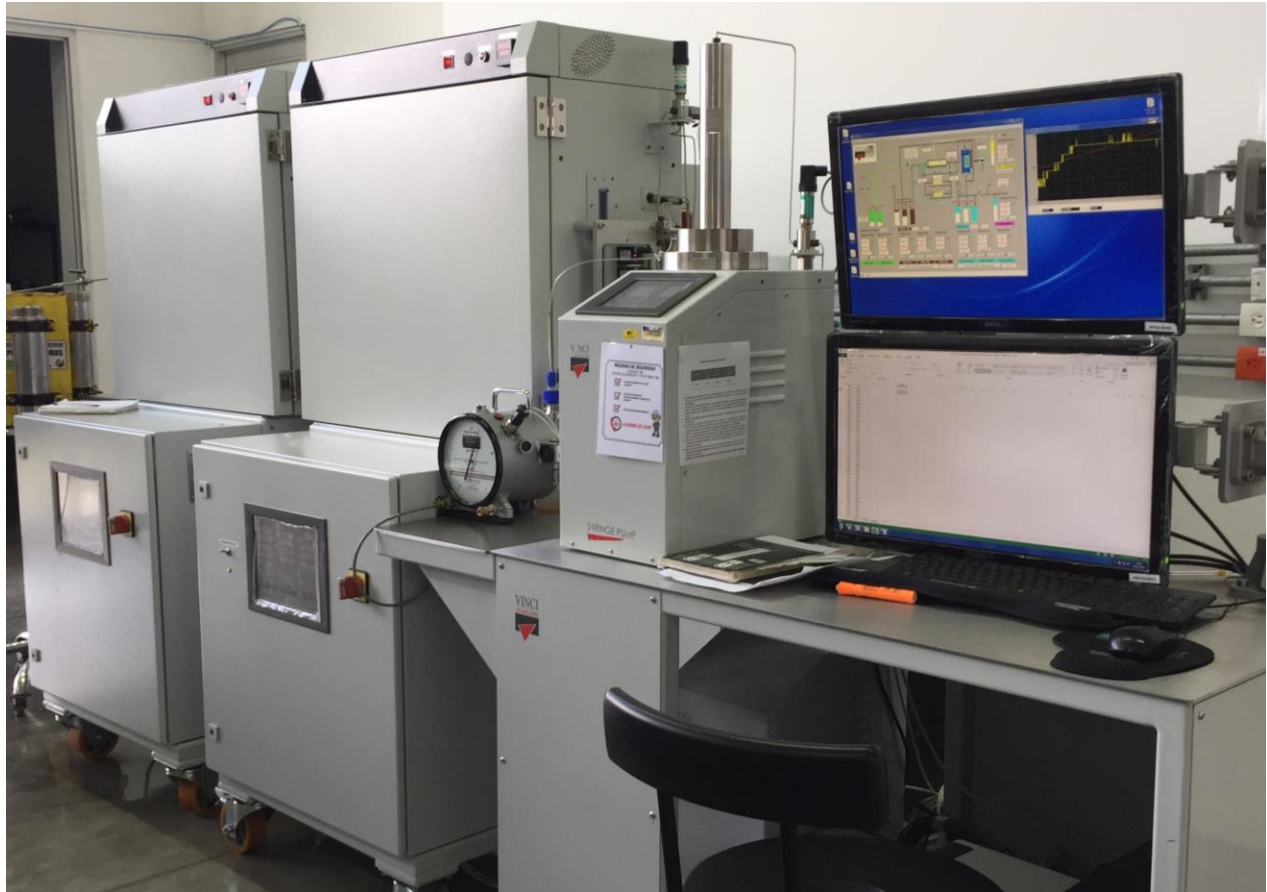


Figura 21. Equipo de desplazamiento VINCI RPS 700

En el apéndice E se presenta una representación esquemática de la configuración experimental empleada en el desarrollo de los desplazamientos.

Tabla 8.

Protocolo de desplazamiento

1.	Saturar muestra plug con salmuera sintética.
2.	Realizar montaje de muestra en equipo de desplazamiento VINCI RPS 700.
3.	Determinar tasa de trabajo para hallar permeabilidad absoluta al agua. Iniciar con tasa de 0.25 hasta máximo 1 cc/min. Verificar que no haya migración de finos. Estabilizar 10 VP ($\Delta P \pm 5\%$) y posteriormente verificar tasa.
4.	Determinar tasa de trabajo para hallar permeabilidad efectiva al gas hasta alcanzar condición de saturación de agua irreducible (Swirr). Iniciar con tasa de 100 hasta máximo 200 cc/min. Monitorear incremento de ΔP . Estabilizar 10 VP ($\Delta P \pm 5\%$) y posteriormente verificar tasa.
5.	Inyectar 5 VP de condensado para inducir daño a la tasa establecida en numeral 3.
6.	Determinar permeabilidad efectiva al gas post daño. A la tasa establecida en el numeral 4. Estabilizar 10 VP ($\Delta P \pm 5\%$) y posteriormente verificar tasa.
7.	Inyectar 5 VP de tratamiento DAX. Tasa de desplazamiento = 0.5 cc/min y dejar en REMOJO 6 horas.
8.	Determinar permeabilidad efectiva al gas post tratamiento. A la tasa establecida en el numeral 4. Estabilizar 10 VP ($\Delta P \pm 5\%$) y posteriormente verificar tasa.
9.	Inyectar 5 VP de condensado para inducir daño a la tasa establecida en numeral 3.
10.	Determinar permeabilidad efectiva al gas post daño. A la tasa establecida en el numeral 4. Estabilizar 10 VP ($\Delta P \pm 5\%$) y posteriormente verificar tasa.
11.	Inyectar 5 VP de fluoroquímico 2.0 wt%. Tasa de desplazamiento = 0.5 cc/min y dejar en REMOJO 15 horas.
12.	Determinar permeabilidad efectiva al gas post tratamiento. A la tasa establecida en el numeral 4. Estabilizar 10 VP ($\Delta P \pm 5\%$) y posteriormente verificar tasa
13.	Repetir desde numeral 9, cambiando concentración de fluoroquímico: 1.0 y 0.5 wt%.
14.	Desmontar muestra para hacer medida de ángulo de contacto post tratamiento.

Se inyectaron 5 VP tanto del tratamiento DAX, como del fluoroquímico por dos razones, la primera es debido a que es una cantidad ampliamente utilizada y aceptada a nivel de laboratorio para evaluar tratamientos químicos, además, con el objetivo de comparar estos tratamientos se sugirió inyectar el mismo volumen de producto químico.

El tiempo de remojo para cada tratamiento fue diferente debido al hecho de que sus mecanismos para remover el banco de condensados son diferentes, se empleó 6 horas para el alcohol porque es el tiempo empleado a nivel de laboratorio para evaluar el mismo y 15 horas para el fluoroquímico por ser el tiempo empleado por Li y Firoozabadi en sus investigaciones.

Se tuvo en cuenta la concentración de fluoroquímico 1 % wt, ya que fue la concentración optima de acuerdo con la investigación de Zabala et al. (2017), además, se pretendía evaluar una concentración por encima y una por debajo de la anterior (2 y 0.5%), pero debido a los resultados de las pruebas de coreflooding solo fueron evaluadas las concentraciones de 2 y 1 % wt.

La permeabilidad tanto para la salmuera, como para el condensado se determinó empleando la ecuación de Darcy (ecuación 5), la cual tiene en cuenta los diferenciales de presión (ΔP) obtenidos durante los desplazamientos, la viscosidad de cada fluido, la tasa de inyección y propiedades del plug.

$$k = 245 \frac{q u L}{A \Delta P} \quad (5)$$

Donde:

q = Tasa de inyección (cm³/min)

u = Viscosidad (cP)

L = Longitud del plug (cm)

A = Área lateral del plug (cm²)

ΔP = Caída de presión (psi)

Al determinar la permeabilidad para el gas (ecuación 6), se debe tener en cuenta la expansión que ocurre debido a los cambios de presión (ecuación 7) y temperatura (ecuación 8):

$$k = 245 \frac{q u L}{A \Delta P} * P' * T' \quad (6)$$

$$P' = \frac{2}{\left(\frac{(\Delta P + P_{poro})}{14.7} + P_{atm}\right) + \left(P_{atm} + \frac{P_{poro}}{14.7}\right)} \quad (7)$$

$$T' = \frac{T_{yto} + 273}{T_{lab} + 273} \quad (8)$$

Donde:

P_{poro} = Presión de poro (psi)

P_{atm} = Presión atmosférica = 1 Atm

T_{yto} = Temperatura de yacimiento (C)

T_{lab} = Temperatura de laboratorio (C)

5.3 Análisis de resultados

A continuación, se presentan los resultados de la prueba de desplazamiento y seguido se presentan los resultados de las pruebas de ángulo de contacto, las cuales se realizaron antes y después de las pruebas de desplazamiento.

5.3.1 Resultados Pruebas de Desplazamiento. Primeramente, se inyectó salmuera a una tasa de 0.25 cc/min, seguido se aumentó a 0.5 cc/min y se verificó al disminuir a 0.1 cc/min. Se estableció que la tasa de trabajo sería de 0.5 cc/min, a la cual no existe migración de finos y se determinó la permeabilidad absoluta a la salmuera, la cual tuvo un valor de 0.8 mD. La figura 22 presenta la gráfica de permeabilidad a la salmuera vs VP inyectados de salmuera.

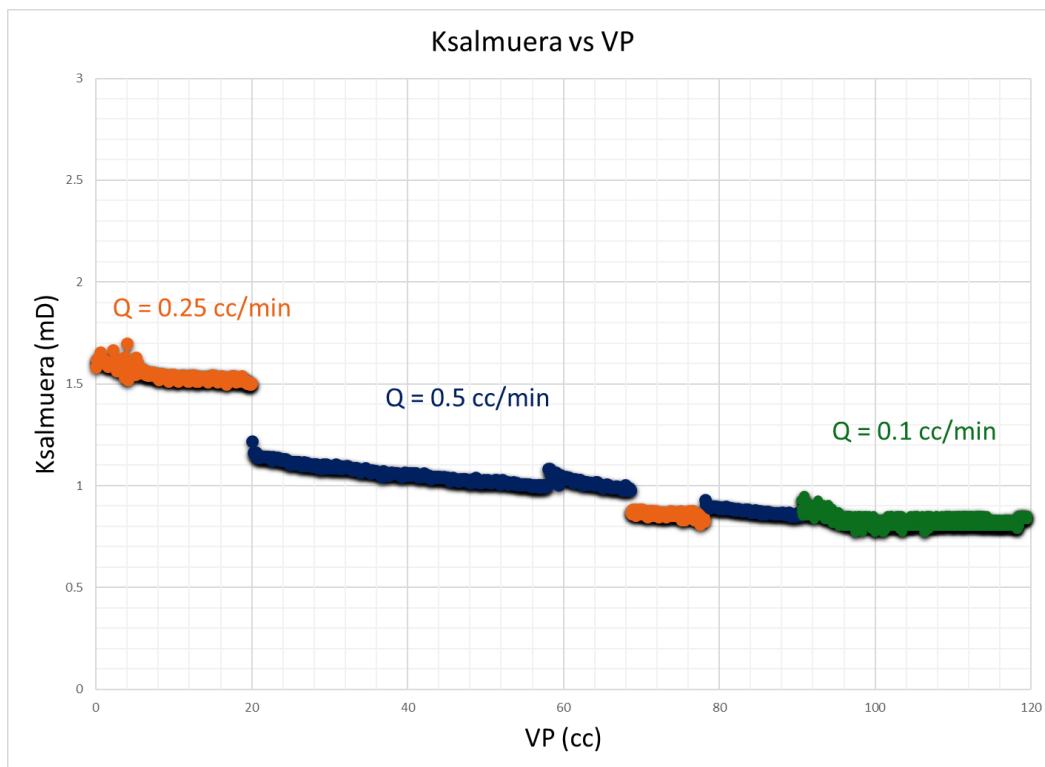


Figura 22. Permeabilidad a la salmuera vs VP inyectados de salmuera

Luego, se dio inicio a la inyección de gas (primer ciclo) para hallar el valor de permeabilidad relativa al gas a condición de saturación de agua irreducible (S_{wirr}). Se inyectaron más de 10000 volúmenes porosos de gas, lo que equivale a más de 40000 cc de gas, se evidenció estabilidad en la caída de presión, por lo cual se detuvo la inyección y se prosiguió a la inyección de 5 VP de condensado, después se inyectó gas (segundo ciclo) para determinar la permeabilidad al gas post daño.

Al graficar la permeabilidad de gas vs VP inyectados de gas, se observa que en el primer ciclo de inyección no se alcanzó realmente la estabilidad en la permeabilidad, en el segundo ciclo, post daño, se observó que se alcanza estabilidad de la permeabilidad en un valor cercano a 1.57 mD. Lo anterior indica que no se cuenta con un valor de permeabilidad al gas a condición de saturación de agua irreducible y no se puede determinar el porcentaje de daño debido al condensado.

A continuación, se inyectó el tratamiento DAX para remover el condensado, se dejó el tiempo de remojo establecido y después se inyectó gas (tercer ciclo) para determinar la permeabilidad al gas post tratamiento. Se determinó que el aumento en la permeabilidad del gas fue del 4 %, el valor alcanzado fue de 1.64 mD.

Se inyectó por segunda vez 5 VP de condensado y se observó que su permeabilidad aumentó en un 21 %, en la primera inyección de condensado se obtuvo una permeabilidad de 1.83 mD, en esta segunda inyección, aumentó a 2.23 mD, lo cual indica que el tratamiento DAX mejoró la permeabilidad al condensado.

Se inyectó gas (cuarto ciclo) y en este ciclo fue evidente un aumento en la permeabilidad al gas, el cual fue del 40%, se alcanzó un valor de 2.3 mD, lo cual sugiere que el DAX no permitió

que el condensado se acumulara en el medio poroso y como consecuencia el gas tuvo una mayor permeabilidad.

Se inyectó por tercera vez 5 VP de condensado con el objetivo de disminuir la permeabilidad al gas antes de evaluar el tratamiento con fluoroquímico. En este ciclo la permeabilidad al condensado disminuyó a 2.06 mD. Se inyectó gas (quinto ciclo) y la permeabilidad al gas disminuyó a 1.6 mD, lo cual indica que el condensado se encontraba obstruyendo el paso del gas.

En este momento se inyectó el tratamiento con fluoroquímico 2 % wt, se dejó el tiempo de remojo establecido y seguido se inyectó gas (sexto ciclo) para determinar la permeabilidad post tratamiento. Se determinó que la permeabilidad disminuyó 29%, alcanzó un valor de 1.13 mD, lo que indica que el tratamiento no fue efectivo en remover el banco de condensados, por el contrario, estaba obstruyendo el paso del gas.

Se inyectó 5 VP de condensado (por cuarta vez) y se observó que su permeabilidad también disminuyó en un 38 %, así que el tratamiento con fluoroquímico también obstruyó el paso del condensado, lo cual se explica, debido a que el tratamiento fluoroquímico, el cual es base agua, aumenta su saturación en el medio poroso y disminuye la saturación de condensado y como consecuencia su permeabilidad.

Se inyecta gas nuevamente (séptimo ciclo) y la permeabilidad fue de 1.07 mD. En este momento se inyectó el tratamiento con fluoroquímico 1 % wt, se dejó el tiempo de remojo establecido y seguido se inyectó gas (octavo ciclo) para determinar la permeabilidad post tratamiento. Se determinó que la permeabilidad nuevamente disminuyó, en esta ocasión 21%, alcanzó un valor de 0.84 mD, lo que indica que el tratamiento a esta concentración tampoco fue efectivo.

Se inyectó por quinta vez 5 VP de condensado y se observó que su permeabilidad volvió a disminuir, esta vez 13 %; se concluyó que el tratamiento con fluoroquímico obstruyó tanto el paso del gas como el paso del condensado.

Debido los resultados negativos, se decidió realizar un último ciclo de gas y finalizar la prueba, para este ciclo (noveno), la permeabilidad al gas fue de 0.7 mD.

La figura 23 presenta la gráfica de permeabilidad al gas vs VP inyectados de gas, en ella se resume los diferentes ciclos de inyección y se observa el efecto de los tratamientos sobre la permeabilidad del gas.

La curva de color azul oscuro representa la K_{gas} durante el primer ciclo de inyección de gas, se evidencia que no alcanza estabilidad y por lo tanto no se tiene un valor de referencia para evaluar el daño. La curva de color rojo representa la K_{gas} después de la inyección del condensado. La curva de color verde oscuro representa la K_{gas} después tratamiento DAX. La curva de color amarillo representa la K_{gas} después de la inyección de condensado. La curva de color naranja representa la $K_{condensado}$ después de la inyección de un nuevo ciclo de condensado. La curva azul celeste representa la K_{gas} después del tratamiento Fluoroquímico 2 %wt. La curva gris después de la inyección de condensado, la curva de color morado representa la K_{gas} después de la inyección del tratamiento Fluoroquímico 1 % wt y la última curva verde representa la K_{gas} después de la inyección de condensado.

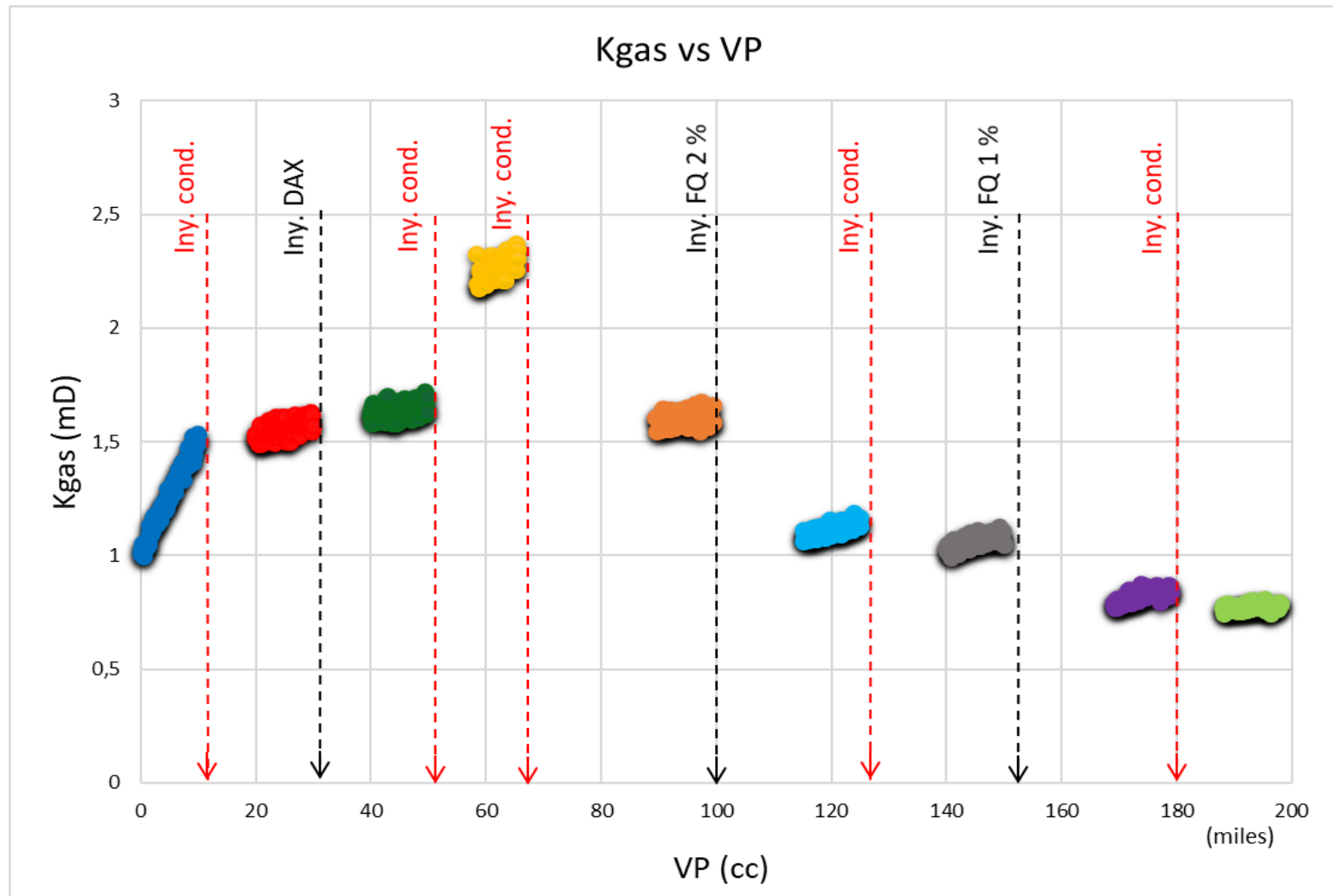


Figura 23. Permeabilidad al gas vs VP inyectados de gas

La figura 24 presenta la gráfica de permeabilidad al condensado vs VP inyectados de condensado.

La curva de color amarillo representa la $K_{\text{condensado}}$ durante el primer ciclo de inyección de condensado. La curva de color azul representa la $K_{\text{condensado}}$ después de la inyección del tratamiento DAX. La curva de color rojo representa la $K_{\text{condensado}}$ durante el tercer ciclo de inyección de condensado. La curva de color verde representa la $K_{\text{condensado}}$ después de la inyección del tratamiento Fluoroquímico 2 %wt. La curva de color morado representa la $K_{\text{condensado}}$ después de la inyección del tratamiento Fluoroquímico 1 %wt

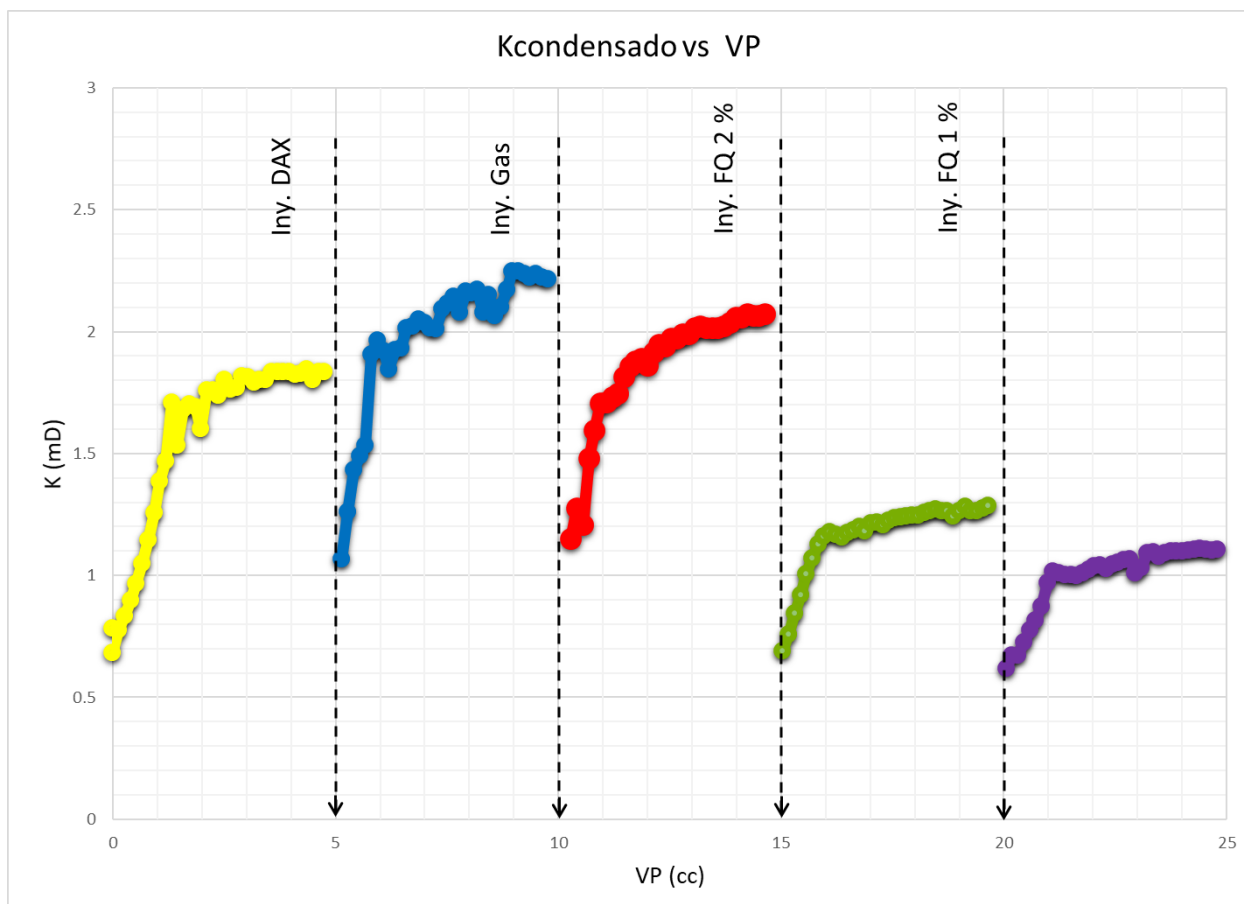


Figura 24. Permeabilidad al condensado vs VP inyectados de condensado

En las gráficas se observa que el tratamiento DAX mejoro la permeabilidad del gas en 40 % y la permeabilidad del condensado en un 21 %, es decir, fue efectivo para remover el banco de condensados, por su parte la inyección del tratamiento fluoroquímico disminuyo la permeabilidad tanto del gas, como del condensado en las dos concentraciones que fue inyectado, lo cual indica que el tratamiento no fue efectivo para remediar el daño.

Es importante mencionar que, en su investigación, Fahimpour et al. (2012) concluyo que se presentó disminución de la permeabilidad debido al exceso de químico depositado en la superficie mineral lo que fue más severo en rocas de baja permeabilidad, esto también pudo haber sucedido en este caso, ya que incluso a las concentraciones empleadas, del 2 y 1%, se observó una gran formación de espuma debido al tratamiento.

5.3.2 Resultados Pruebas de Ángulo de Contacto. Se realizó la medida de ángulo de contacto entre los fluidos (condensado y salmuera CUP) y la muestra plug para determinar la mojabilidad de la roca antes y después de las pruebas de desplazamiento. Además, se saturó la muestra con el tratamiento fluoroquímico al 1 % wt y se realizó una tercera medición de ángulo de contacto, para observar el efecto del producto químico sobre la roca bajo esta condición.

Se realizaron 3 mediciones de ángulo de contacto entre cada fluido y la muestra. Dos de ellas sobre el tope del plug (P1 y P2) y la última de forma lateral (P3). Así mismo, se tuvo en cuenta el comportamiento de la gota durante el tiempo, se realizaron mediciones a los tiempos de 0, 1, 5, 10 y 15 minutos. En la tabla 9 se observan los resultados cuando la muestra estaba saturada con salmuera, simulando las condiciones iniciales de yacimiento.

Tabla 9.

Ángulo de contacto entre los fluidos y la muestra saturada con salmuera

Tiempo (min)	Ángulo de contacto (°)							
	Salmuera				Condensado			
	P 1	P 2	P 3	Promedio	P 1	P 2	P 3	Promedio
0	68.9	68.4	78.2	71.8	11.9	8.1	12.1	10.7
1	61.6	58.7	71.6	63.9	0	0	0	0
5	44.5	40.3	39.3	41.3	0	0	0	0
10	23.9	12.4	0	12.1	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0

Los resultados de esta primera prueba revelan que la muestra es mojada por los líquidos, tanto la salmuera, como el condensado, debido a que el ángulo en ambos casos fue menor a 90°, es importante indicar que la muestra tiende a ser fuertemente mojada por el condensado, ya que los ángulos entre el condensado y la roca fueron para el tiempo 0 en promedio de 10.7° y a partir del tiempo 1, el ángulo fue de 0°, es decir, la gota estaba por completo dispersa en el plug. Los anteriores resultados concuerdan con la teoría presente en la literatura, la cual expresa que los yacimientos de gas condensado tienden a ser mojados por los líquidos.

Después, la muestra fue llevada al equipo VINCI RPS 700 donde se desplazó a través de ella los tratamientos con fluoroquímico, producto químico capaz de alterar la mojabilidad de la roca. Tan pronto como acabaron los desplazamientos, se evaluó el ángulo de contacto entre los fluidos y la muestra para determinar si el producto químico realmente alteró las propiedades de la roca. En la tabla 10 se observan los resultados de la prueba de ángulo de contacto después de los desplazamientos.

Tabla 10.

Ángulo de contacto entre los fluidos y la muestra después de desplazamientos

Tiempo (min)	Ángulo de contacto (°)							
	Salmuera				Condensado			
	P 1	P 2	P 3	Promedio	P 1	P 2	P 3	Promedio
0	82.3	78.8	66.1	75.3	22.0	14.7	10.7	15.8
1	56.3	51.5	47.1	51.6	15.5	0	0	5.16
5	43.9	43.5	40.9	42.7	0	0	0	0
10	18.3	26.5	28.8	24.53	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0

Los resultados de esta segunda prueba muestran que no hubo un cambio significativo en los ángulos de contacto, ni en la mojabilidad de la roca, es decir, esta seguía siendo fuertemente mojada por el condensado, para el tiempo 0 el ángulo fue en promedio de 15.8°, para el tiempo 1, el ángulo fue de 5.16° y a partir del tiempo 5, la gota estaba por completo dispersa en el plug, lo cual significa ángulos de 0°. Estos resultados indican que el tratamiento no fue efectivo en alterar la mojabilidad de la roca.

Como última prueba se decidió saturar la muestra plug con solución de fluoroquímico al 1 % wt por 24 horas y después de esto realizar una tercera prueba de ángulo de contacto, para determinar si de esta manera existía algún cambio en la muestra. La tabla 11 presenta los resultados de esta prueba en la cual se saturó el plug con tratamiento fluoroquímico.

Los resultados de esta tercera prueba muestran que al saturar la muestra con el fluoroquímico hubo un cambio significativo en los ángulos de contacto, al evaluar la salmuera, para el tiempo 0 el ángulo fue en promedio de 21.5° y a partir del tiempo 1, el ángulo fue de 0°, la gota de salmuera estaba por completo dispersa en el plug. Al evaluar el condensado, se observó que para

el tiempo 0 el ángulo fue en promedio de 63°, para el tiempo 15 el ángulo fue en promedio de 43.9° e incluso para un tiempo mayor de 30 minutos, el ángulo formado entre el condensado y el plug no fue menor de 40° en las pruebas 1 y 2. Lo anterior indica que la roca paso de ser fuertemente mojada por condensado a fuertemente mojada por salmuera.

Tabla 11.

Ángulo de contacto entre los fluidos y la muestra saturada con Fluoroquímico

Tiempo (min)	Ángulo de contacto (°)							
	Salmuera				Condensado			
	P 1	P 2	P 3	Promedio	P 1	P 2	P 3	Promedio
0	18.7	22.7	23.3	21.5	66.9	66.1	56.1	63
1	0	0	0	0	56.6	60.6	46.6	54.6
5	0	0	0	0	52.9	52.5	40.4	48.6
10	0	0	0	0	48.1	49.9	37.2	45.0
15	0	0	0	0	47.7	48.3	35.9	43.9

La figura 25 presenta mediante un diagrama de barras, los ángulos de contacto promedio de la salmuera y del condensado con la muestra plug @ t = 0 min. para las tres condiciones a las cuales se realizó la prueba de ángulo de contacto, es decir, cuando la muestra estaba saturada con salmuera, después de los desplazamientos y cuando la muestra estaba saturada con fluoroquímico.

Al comparar los resultados antes y después de la prueba de desplazamiento, es evidente que el fluoroquímico no altero la mojabilidad del medio poroso, su tendencia fue a estar mojado fuertemente por el condensado.

Al evaluar los resultados del ángulo de contacto cuando la muestra fue saturada con el tratamiento fluoroquímico, se observa que hubo un cambio en la preferencia de la roca, la cual paso de ser fuertemente mojada al condensado a fuertemente mojada por salmuera, sin embargo, la muestra sigue siendo mojada por los líquidos, debido a que el ángulo tanto para la salmuera, como el condensado fue menor a 90° . A pesar de que hay un cambio en la mojabilidad debido al fluoroquímico, el objetivo de estos es hacer que la roca no sea mojada ni por el condensado, ni por la salmuera, de esta manera, estos fluidos no obstruirán el paso del gas a través del medio poroso, por lo tanto, el fluoroquímico a las concentraciones evaluadas no genera en la roca el efecto esperado.

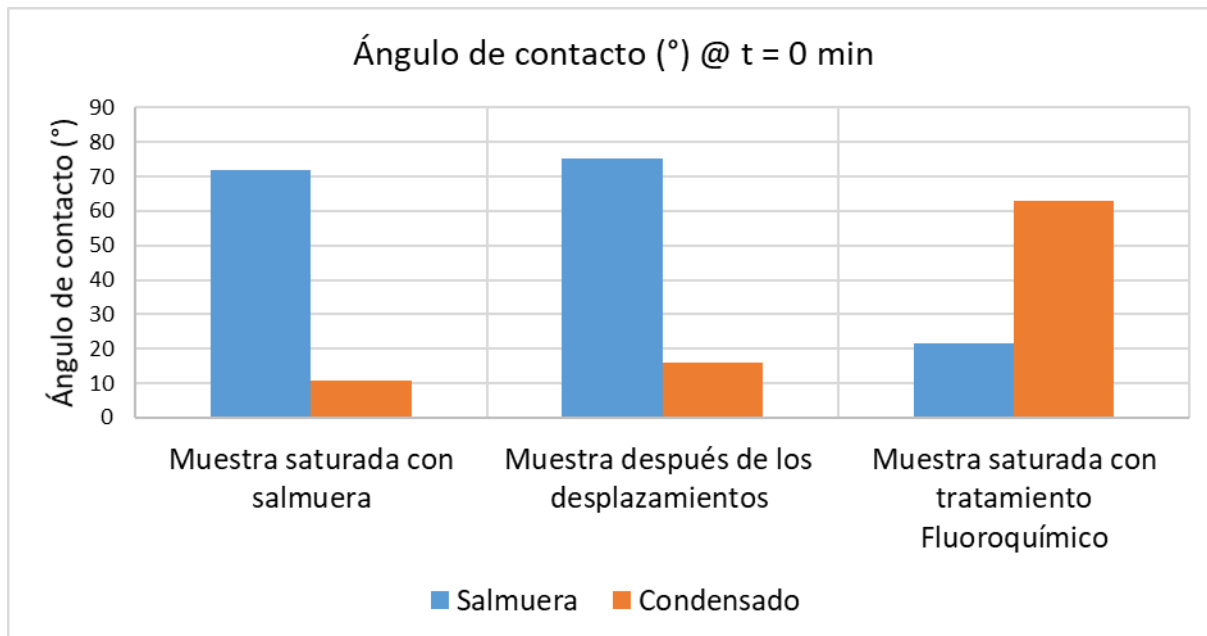


Figura 25. Ángulos de contacto entre los fluidos y la muestra plug @ t=0 min

6. Conclusiones

- Se evaluaron a nivel de laboratorio dos productos químicos, los cuales se fundamentan en diferentes mecanismos para remover el banco de condensados; el alcohol disminuye la tensión interfacial entre las fases condensado y gas; y el fluoroquímico altera la mojabilidad de la roca para que esta no sea mojada por líquidos; de ambas maneras la presión capilar en el yacimiento disminuye, el condensado no queda atrapado en el medio poroso y permite el paso y producción del gas.
- Se seleccionó una muestra plug representativa de un campo de gas condensado, al igual que fluidos y condiciones representativas del mismo para realizar las pruebas de compatibilidad fluido-fluido, roca-fluido, de desplazamiento y de ángulo de contacto.
- El protocolo propuesto al igual que el diseño experimental fueron efectivos para evaluar el daño a la formación causado por banco de condensados, ya que permitió evaluar la permeabilidad al gas antes y después de la inyección tanto del daño, como de los tratamientos.
- El tratamiento DAX fue efectivo para remover el banco de condensados, mejoró la permeabilidad del gas en 40 % y la permeabilidad del condensado en un 21 %, por el contrario, la inyección del tratamiento fluoroquímico disminuyó la permeabilidad tanto

del gas, como del condensado en las dos concentraciones en las cuales fue inyectado, lo cual indica que el tratamiento no fue efectivo para remediar el daño.

- Las mediciones de ángulo de contacto indicaron que tanto antes como después de los desplazamientos la muestra plug tendía a ser mojada fuertemente por condensado, así que no se evidenció un cambio en la mojabilidad debido al fluoroquímico durante los desplazamientos.
- Al saturar el plug con tratamiento fluoroquímico se observa que la tendencia de la roca pasó de ser fuertemente mojada por condensado a fuertemente mojada por salmuera, a pesar de que hay un cambio en la mojabilidad debido al fluoroquímico, el objetivo de estos es hacer que la roca no sea mojada ni por el condensado, ni por la salmuera, de esta manera, estos fluidos no obstruirán el paso del gas a través del medio poroso, por lo tanto, el fluoroquímico a las concentraciones evaluadas no genera en la roca el efecto esperado

7. Recomendaciones

- Evaluar el fluoroquímico a diferentes concentraciones para determinar una concentración óptima en la alteración de la mojabilidad de la roca.
- Evaluar el fluoroquímico en una solución base alcohol, lo cual permitiría desarrollar una sustancia química capaz de disminuir la tensión interfacial entre el condensado y el gas al tiempo que altera la mojabilidad del medio poroso.
- Evaluar el fluoroquímico al dispersarlo en gas, de esta manera, el tratamiento se encontraría en fase gaseosa y se evitarían problemas de taponamiento en el medio poroso, los cuales generan resultados negativos.
- Evaluar el efecto del tiempo de remojo sobre la eficiencia del fluoroquímico, para determinar el tiempo ideal en el cual sucede la alteración de la mojabilidad en la roca.
- Desarrollar investigaciones sobre el uso de nanofluidos para remediar el banco de condensados.

Referencias Bibliográficas

- Achury, D. y Martínez, R. (2013). *Modelamiento de la depositacion de escamas de carbonato de calcio en el Wellbore* (tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Afidick, D., Kaczorowski, N.J. y Bette, S. (1994). *Production Performance of a Retrograde Gas Reservoir: A Case Study of the Arun Field*. Presentado en SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Melbourne, Australia, 7–10 noviembre. Paper SPE 28749.
- Ahmadi et al. (2011). *Chemical Treatment to Mitigate Condensate and Water Blocking in Gas Wells in Carbonate Reservoirs*. *SPE Production & Operations*, pp 67-74. Basado en el paper SPE 133591.
- Ahmed, T. (2010). *Reservoir Engineering Handbook* 4th Edition. Elsevier Science. pp 1-13
- Ali, J. K., Butler, S., Allen, L. (1993). *The Influence of Interfacial Tension on Liquid Mobility in Gas Condensate Systems*. Presentado en Offshore Europe, Aberdeen, 7–10 septiembre. Paper SPE 26783.
- Alzate, G. A. et al. (2006). *Evaluation of Alcohol-Based Treatments for Condensate Banking Removal*. Presentado en SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, 15–17 February. Paper SPE 98359.
- Al-Anazi, H. A., et al. (2002) *Laboratory Measurements of Condensate Blocking and Treatment for Both Low and High Permeability Rocks*. Presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 29 septiembre–2 octubre. Paper SPE 77546.

- Al-Anazi, H. A., et al. (2005a) *Impact of completion fluids on productivity in Gas/condensate reservoirs*. Presentado en SPE Production and operations symposium. Oklahoma City, Oklahoma, USA. 17-19 abril. Paper SPE 94256.
- Al-Anazi, H. A. et al. (2005b) *A Successful Methanol Treatment in a Gas/Condensate Reservoir: Field Application*. Presentado en SPE Production & Operations Symposium, Oklahoma city, Oklahoma, Estados Unidos. 22 -25 marzo. Paper SPE 80901.
- Al-Anazi, H. A., Solares, J. R., and Al-Faifi, M. (2005c). *The Impact of Condensate Blockage and Completion Fluids on Gas Productivity in Gas/Condensate Reservoir*. Presentado en SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, 5–7 April. Paper SPE 93210.
- Al-Yami, A. M., et al. (2013). *A Successful Field Application of a New Chemical Treatment in a Fluid Blocked Well in Saudi Arabia*. Presentado en SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Saudi Arabia, 19–22 Mayo. Paper SPE 168086.
- Aminnaji, M. et al. (2015). *Wettability alteration of reservoir rocks from liquid wetting to gas wetting using nanofluid*. Transport in Porous Media. Springer.
- Arnold, K. y Stewart, M. (2008). *Surface production operations design of oil handling systems and facilities*. Elsevier. pp 104-110.
- Bander et al. (2013). *Field Implementation of Condensate Bank Removal Using Chemical Treatment*. Presentado en International Petroleum Technology Conference. Beijing, China, 26–28 marzo. Paper SPE IPTC 16545 MS.
- Bang et al. (2010). *A new solution to restore productivity of gas wells with condensate and water blocks*. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, pp 323-331. Basado en el paper SPE 116711.
- Barajas, G. y Jimenez L. (2016). *Evaluación de la reducción de la tensión interfacial entre un crudo condensado y una salmuera y cambio del ángulo de contacto por medio de la adición de agentes tensoactivos*. (tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

- Barnum et al. (1995). *Gas Condensate Reservoir Behavior: Productivity and Recovery Reduction Due to Condensation*. Presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, USA, 22-25 octubre. Paper SPE 30767.
- Benavides, N. y Bernal, J. (2015). *Estado del arte en el daño a la formación causado por emulsiones* (tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Boom, W., et al. (1996). *On the Use of Model Experiments for Assessing Improved Gas-Condensate Mobility Under Near-Wellbore Flow Conditions*. Presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, 6-9 octubre. Paper SPE 36714.
- Caballero, F. y Rodríguez, J. (2015). *Predicción de la tendencia incrustante por escamas inorgánicas ocasionadas por agua de formación en los campos petroleros de Equion y Hocol* (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Civan, F. (2016). *Reservoir Formation Damage, Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation*. Third edition. University of Oklahoma, Estados Unidos: Elsevier.
- Correa, T., Tiab, D, & Restrepo, D. (2009). *Evaluation of solvents efficiency in condensate banking removal*. CT&F. pp. 163-171. Medellín, Colombia.
- Delavarmoghaddam A., Mirhaj S.A., y Zitha P.L.J. (2009). *Gas Condensate Productivity Improvement by Chemical Wettability Alteration*. Presentado en SPE European Formation Damage Conference held in Scheveningen, The Netherlands, 27–29 mayo. Paper SPE 122225.
- Du, L. et al. (2000) *Use of Solvents to Improve the Productivity of Gas Condensate Wells*. Presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, 1–4 octubre. Paper SPE 62935.
- Engineer, R. (1985). *Cal Canal Field, California: Case History of a Tight and Abnormally Pressured Gas Condensate Reservoir*. Presentado en SPE California Regional Meeting, Bakersfield, California, 27–29 marzo. Paper SPE 13650.
- Fahes, M. y Firoozabadi, A. (2007). *Wettability Alteration to Intermediate Gas-Wetting in Gas/condensate Reservoirs at High Temperatures*. SPE Journal. Basado en paper SPE 96184.

- Fahimpour, J., Jamiolahmady, M., y Sohrabi, M. (2012). *A Combined Experimental and Theoretical Investigation on Application of Wettability Modifiers in Gas/Condensate Reservoirs*. Presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 8–10 Octubre. Paper SPE 159807.
- Fahimpour, J. y Jamiolahmady, M. (2015). *Optimization of Fluorinated Wettability Modifiers for Gas/condensate Carbonate Reservoirs*. SPE Journal, pp 729 – 742. Basado en el Paper SPE 154522.
- Fernández, R. et al. (2011). *Wettability Alteration at Optimum Fluorinated Polymer Concentration for Improvement in Gas Mobility*. Presentado en SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition. Vienna, Austria. 23–26 Mayo. Paper SPE 143040.
- Franco, C. et. al. (2013). *Inhibited Gas Stimulation to Mitigate Condensate Banking and Maximize Recovery in Cupiagua Field*. SPE Production & Operations, pp 154-167. Basado en el paper SPE 151575.
- Freire, P. y Chuiza, A. (2012). *Análisis del factor de daño de formación y evaluación de los tratamientos de fracturamiento realizados en el campo ANPA del distrito amazónico* (tesis de pregrado). Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador.
- Garzón, F. et. al. (2006). *Laboratory and field trial results of condensate banking removal in retrograde gas reservoirs: case history*. Presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition en San Antonio, Texas, USA, 24-27 septiembre. Paper SPE 102558.
- Golan, M. y Whitson C. (1991). *Well Performance*. Norwegian University of Science and Technology (NTNU).
- Gomes, P. Correa, A. (1992). *Fully implicit compositional modelling of gas condensate and volatile oil reservoirs*. Presentado en 2 Latin American Petroleum Engineering Conference. Caracas, Venezuela. 8-11 marzo. Paper SPE 23700.
- Hicham El Hajj y Muzzammil Shakeel. (2016). *New Technique for Condensate Banking Removal in Gas Reservoirs*. Presentado en SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition en Dammam, Arabia Saudi, 25-28 abril. Paper SPE 182796.

- Jin, J. et al. (2016). *The effect of fluorosurfactant-modified nano-silica on the gas-wetting alteration of sandstone in a CH₄-liquid-core system*. Fuel. Elsevier.
- Lee, J. (1982). *Well Testing*. SPE textbook series N1. p 5.
- Li, K. y Firoozabadi, A. (2000a). *Phenomenological Modeling of Critical Condensate Saturation and Relative Permeabilities in Gas/Condensate Systems*. SPE Journal. 5 (2): 138–147. Basado en paper SPE-56014-PA.
- Li, K. y Firoozabadi, A. (2000b). *Experimental Study of Wettability Alteration to Preferential Gas-Wetting in Porous Media and Its Effects*. SPE Reservoir Eval. & Eng. 3 (2): 139–149. Basado en paper SPE-62515-PA.
- Li, K. Jing, X. He, S. Wei, B. (2016). *Static Adsorption and Retention of Viscoelastic Surfactant in Porous Media: EOR Implication*. Energy & Fuels. American Chemical Society.
- Lyons W. (1996). *Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering*. Vol 53. Gulf Professional Publishing.
- Malagón, Y. y Dallos, L. (2016). *Análisis del daño a la formación por efecto de la depositación de escamas inorgánicas en medios porosos de mediana permeabilidad* (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- McCain, W. (1990). *The properties of petroleum Fluids*. Tulsa, Oklahoma. Estados Unidos: PennWell. pp 147- 152
- Mousavi, M. Hassanajili, S. y Rahimpour, M. (2013). *Synthesis of fluorinated nano-silica and its application in wettability alteration near-wellbore region in gas condensate reservoirs*. Applied Surface Science. Elsevier.
- Noh, M. H. y Firoozabadi, A. (2008). *Effect of Wettability on High-Velocity Coefficient in Two-Phase Gas/Liquid Flow*. SPE Journal. 13 (3): 298–304. Basado en paper SPE 102773.
- Norma API RP 42. American Petroleum Institute (1977). *Recommended practices for laboratory evaluation of surface active agents for well stimulation*.
- Padrón, R. y Lizcano, J. (2014). *Evaluación del efecto de la depositación de asfaltenos en el medio poroso a condiciones dinámicas para un crudo colombiano* (tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

- Sayed M. y Al-Muntasheri G. (2016). *Mitigation of the effects of Condensate Banking: A critical review*. SPE Production & Operations, pp 85-102. Basado en el paper SPE 168153.
- Shang-Tai Lee y Chaverra M. (1998). *Modelling and Interpretation of condensate banking for the near critical Cupiagua field*. Presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA. 27-28 septiembre. Paper SPE 49265.
- Simancas, D. y Villabona, C. (2012). *Diseño y evaluación de un fluido para la remoción de escamas de carbonato de calcio a partir de una solución de EDTA. Caso aplicado Campo Colorado* (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Unidad de Planeación Minero-Energética UPME (2017). *Balance de oferta y demanda de gas natural 2017*. I Jornada UPME de gas natural – balance de gas natural. Recuperado el 21 de Julio de 2018 de <http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/UPME.pdf>
- Wang, X. y Economides, M. (2009). *Advanced Natural Gas Engineering*. Houston, Texas. Estados Unidos: Gulf Publishing Company. pp 10-11.
- Wheaton, R.J. y Zhang, H.R. (2000). *Condensate Banking Dynamics in Gas Condensate Fields: Compositional Changes and Condensate Accumulation Around Production Wells*. Presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, 1-4 octubre. Paper SPE 62930.
- Zabala, R. et al. (2017). *The Use of Nanotechnology for Gas - Wettability Alteration in Tight Gas-Condensate Reservoirs Based on the Interaction Surfactant-Nanoparticles*. Presentado en XVII Congreso Colombiano del Petróleo, organizado por ACIPET en Bogotá, Colombia.

Apéndices

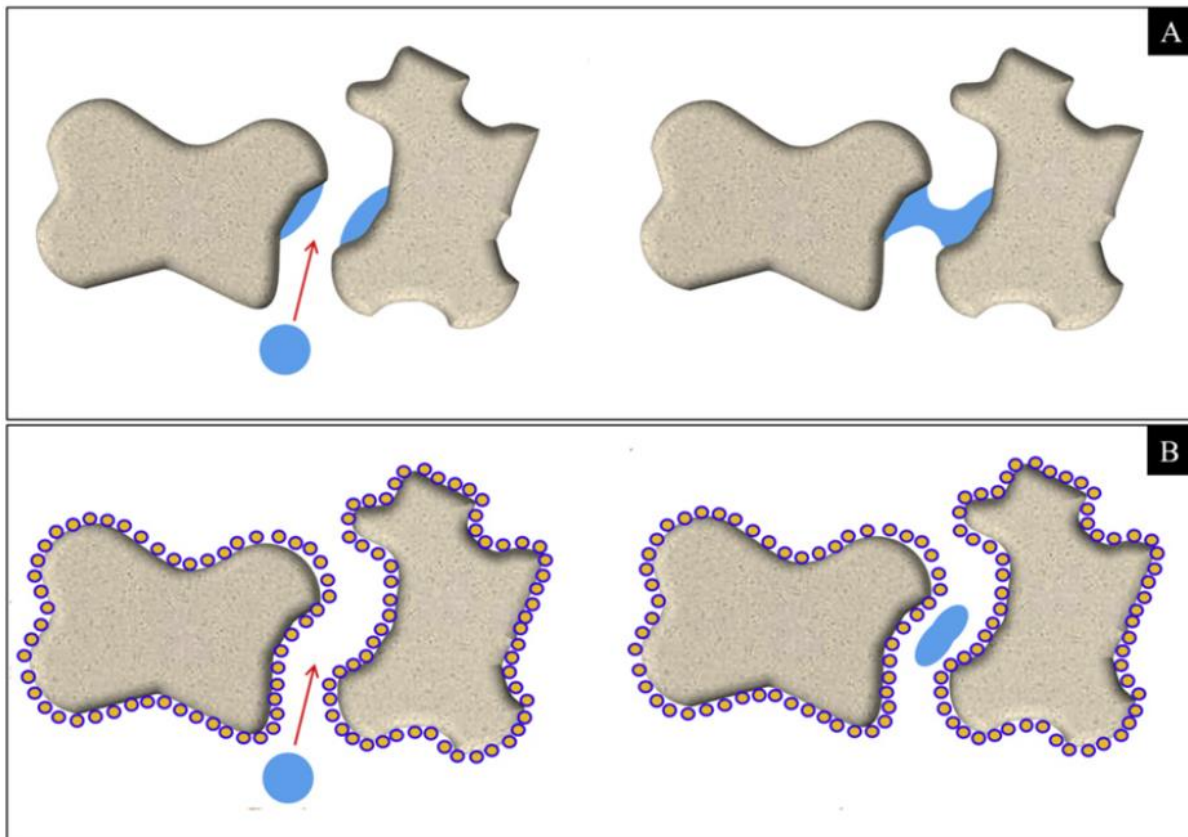
Apéndice A. Inyección de nanopartículas.

Li et al. (2016) plantea que debido al carácter anfifílico de los productos químicos mencionados anteriormente (fluoroquímicos), estos tienden a formar agregados, que no pueden penetrar en todos los poros, especialmente en yacimientos tight (apretados).

Por su parte, Mousavi et al. (2013) asegura que hay dos factores que afectan la mojabilidad de una superficie sólida, los cuales son la energía superficial y la rugosidad superficial. Los investigadores presentan el ejemplo de algunas hojas de plantas como la hoja de loto, las cuales debido a la aspereza en dos o más escalas de longitud es responsable de su carácter superhidrófobo y concluyen que estas superficies superhidrófobas pueden producirse creando estructuras rugosas por compuestos con baja energía libre de superficie. Debido al tamaño de partícula de las nanopartículas estas pueden difundirse en el medio poroso, incluso en rocas con baja permeabilidad, donde eliminan eficazmente la película líquida de las superficies de los poros y reducen significativamente la resistencia al flujo. La figura a continuación presenta el estado de la gota líquida a través de los poros antes (A) y después (B) de la adsorción de nanopartículas de sílice fluorada en la superficie de los poros.

Zabala et al. (2017) plantea que para hacer un mejor barrido en la roca y alterar sus superficies desde un estado de mojado por líquido a mojado por gas, es necesario usar productos químicos y estructuras del tamaño apropiado que puedan difundirse en las gargantas profundas de los poros

en rocas de baja permeabilidad. Por lo tanto, se sugiere el uso de nanofluidos basados en la interacción de fluorosurfactantes/polímeros y nanopartículas con el tamaño de partícula apropiado podría ser una alternativa prometedora para mejorar la alteración de la mojabilidad a sistemas mojados por gas.



Efecto de las nanopartículas en el medio poroso Fuente: Mousavi, M.; Hassanajili, S.; Rahimpour, M., (2013). *Synthesis of fluorinated nano-silica and its application in wettability alteration near-wellbore region in gas condensate reservoirs*. Applied Surface Science, 273, 205-214.

Apéndice B. Pruebas de caracterización básica

Prueba de densidad: es la medida de la masa contenida en determinado volumen de una sustancia.

Esta prueba se realiza utilizando un picnómetro de volumen calibrado. Se pesa el picnómetro vacío y se registra el peso (M_p), se llena el picnómetro por completo incluyendo el capilar, se pesa y se registra este valor (M_{pl}), se determina la densidad del líquido empleando la siguiente ecuación:

$$M_L = M_{pl} - M_p \quad (9)$$

$$\rho = \frac{M_L}{V_L} \quad (10)$$

Donde:

M_L = masa del líquido (g)

V_L = volumen del líquido (ml)

ρ = densidad del líquido (g/ml)

Prueba de solubilidad: esta es la medida de la capacidad de disolverse de una sustancia (solute) en determinado medio (solvente).

La solubilidad se evalúa visualmente en la proporción de 75:25 con agua de Villatina. (3 ml de Producto químico + 1 ml agua de villatina). Se mide con la pipeta 1 ml de agua de villatina y se adiciona a tubo de ensayo, después se mide con la pipeta 3 ml de producto químico y se agrega al tubo de ensayo, seguido se agita manualmente y se registran las observaciones

(formación de fases, formación de emulsión, aspecto de la solución, presencia de precipitados, etc.).

Prueba de pH: es la medida de la concentración de iones hidrógeno presentes en determinadas disoluciones, indica si esta es acida o alcalina.

Esta prueba se realiza utilizando tiras medidoras de pH. En un recipiente limpio, se agrega el líquido que se desea medir, se sumerge la tira en el líquido al menos por 2 segundos y luego se retira una vez transcurrido el tiempo y se compara el color que resulta en la tira con la gráfica que proporciona el fabricante para determinar el valor de pH.

Apéndice C. Pruebas de Compatibilidad Fluido-Fluido y Roca-Fluido.

Rompimiento de Emulsiones. Se prepara 100 ml de mezcla producto químico - crudo en tres proporciones (25:75, 50:50 y 75:25). A cada mezcla se adiciona 2.5 gramos de mezcla Bentonita-Ottawa (Mesh 200) en una proporción 1:1, se agita a 14000 rpm en un Agitador HAMILTON BEACH Modelo HMD200 durante 30 segundos, a temperatura ambiente. Las observaciones se realizan a los 15 minutos, 1 hora y 24 horas registrando el volumen de agua de rompimiento, el aspecto de la solución acuosa, de la emulsión y de los sólidos.

Compatibilidad. Se prepara la mezcla producto químico - agua de formación (salmuera) en tres proporciones (25:75, 50:50 y 75:25), y se agita a 14000 rpm durante 60 segundos, luego se vierte la emulsión en un tarro tapa azul de 100 ml, se toma la observación inicial y se lleva a temperatura de formación (194 °F). La compatibilidad se evalúa mediante la observación de la

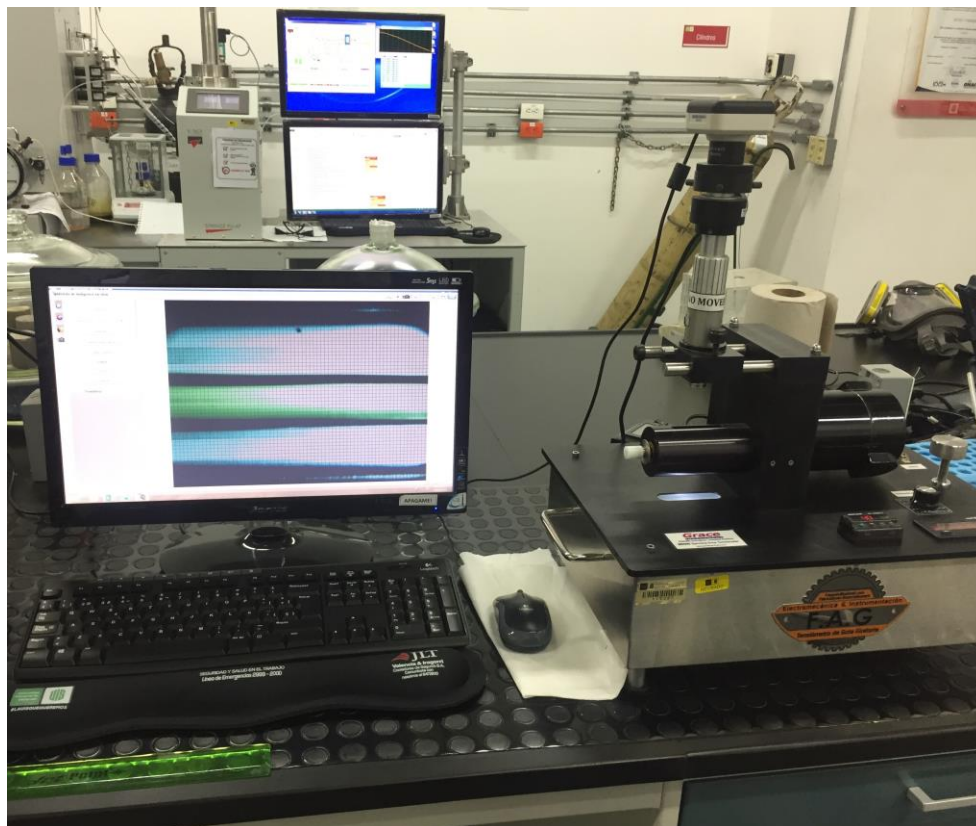
mezcla, se registra el volumen de rompimiento de agua en intervalos de tiempos: 30 minutos, 1, 2, 4, 6 y 24 horas, aspectos como el color, la espuma y partículas también son importantes en la descripción. Al término de las veinticuatro horas (24 h) se toma una alícuota de cincuenta mililitros (50 ml) de la mezcla anterior, se adicionan cincuenta mililitros (50 ml) de crudo y se repite el procedimiento anterior. En esta parte de la prueba es importante analizar el porcentaje de rompimiento de las fases, el porcentaje de emulsión, aspecto de la solución, interfase, detergencia y presencia de precipitados para poder concluir sobre la compatibilidad entre los fluidos de la formación y el producto evaluado

Sludge. Se adiciona el producto químico a ser evaluado en una proporción 1:1 con aceite crudo libre de sólidos y emulsión, se agita vigorosamente durante 60 segundos y se coloca la mezcla en el baño de María a temperatura de formación por 24 horas (194 °F), luego se pasa la mezcla a través de una malla Mesh 100 y se examinan los sólidos presentes en ella. Para evaluar correctamente los sludges formados se debe lavar la malla alternadamente con agua tibia y aceite mineral, ya que este proceso permite remover emulsiones y parafinas sin afectar los sludges.

Los resultados se expresan de acuerdo con la cantidad de partículas presentes en la malla:

- Sin sludge: No hay partículas sólidas retenidas en la malla.
- Trazas: Existen unas pocas partículas en la malla.
- Moderado: Partículas obviamente presentes en la malla.
- Abundante: Muchas partículas de grandes son retenidas.

Tensión interfacial. Se emplea el tensiómetro de gota giratoria para evaluar cuantitativamente la tensión interfacial del producto químico con el condensado, este equipo se observa en la siguiente figura:



Tensiómetro por gota giratoria

Un tubo capilar se llena completamente con la fase más densa (fluoroquímico), y la fase menos densa (condensado) se inyecta con una jeringa de microlitros. El tubo lleno se coloca luego en el eje del instrumento a una temperatura de 40 °C (104 °F). Para valores muy bajos de tensión interfacial, se requieren volúmenes muy pequeños (10-3 cm³ o menos) de la fase menos densa. Las dimensiones de gota generalmente se miden utilizando un microscopio móvil. Se requieren velocidades de rotación en el rango de al menos 1000 a 10000 rpm. Para tamaños de

gota tales que la longitud, L , es al menos ocho veces el radio de caída, R , la siguiente ecuación se puede usar para calcular la tensión interfacial:

$$\sigma = \frac{\Delta p \omega^2 R^3}{4} \quad (11)$$

Donde:

σ = tensión interfacial (dinas/cm)

ω = velocidad angular (radianes/seg)

r = radio de la gota (cm)

Δp = diferencia en densidad entre la gota y la fase (gm/cm^3)

Mojabilidad visual. En 50 ml de la sustancia química se agrega 10 ml (26.5g) de arena Ottawa limpia (Mesh 40-60), después de 30 minutos en contacto se decanta la solución y se agrega sobre dos probetas, la primera contiene agua de Villatina y la segunda Varsol filtrado con sílice gel como aceite de referencia. La arena se espolvorea dentro de las probetas, primero sobre la que contiene agua, si las partículas se dispersan rápida y fácilmente en la fase acuosa se concluye que son mojadas por agua, por el contrario, si al dispersarla, se aglomeran y forman grumos, se concluye que son mojadas por petróleo; este mismo procedimiento se realiza en la fase aceite para confirmar los resultados.

Detergencia. Se adiciona 5 mL de arena Ottawa limpia, mesh 50, a un frasco Schott tapa azul con 50 mL de tratamiento. Después de 1 hora en contacto a temperatura ambiente, se decanta la

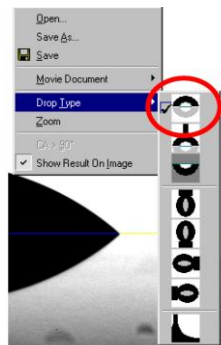
solución y se adiciona 50 mL de salmuera y 50 mL de crudo, se agita suavemente por 1 minuto y se lleva a temperatura de yacimiento por una hora.

Apéndice D. Equipo para medición de ángulo de contacto

La medición del ángulo de contacto se desarrolló con el sistema de medición de ángulo de contacto basado en video, Dataphysics OCA 15 EC del Laboratorio de Electroquímica del Centro de Investigación Científica y Tecnológica en Materiales y Nanociencias (CMN) del edificio de investigación del Parque Tecnológico Guatiguará. El equipo cuenta con un software SCA 20 y las pruebas se realizaron siguiendo el manual de uso del equipo dado por el diseño experimental a temperatura ambiente.

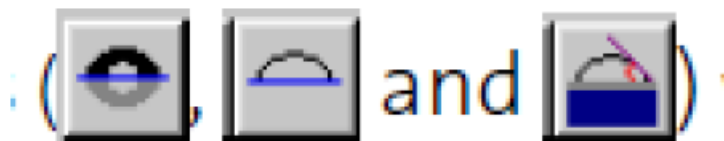
Primeramente, se debe encender el equipo, para lo cual se retira el forro protector, se revisa la conexión del equipo al PC (cable blanco), sino se debe ajustar, se conecta el equipo a la fuente de energía y se enciende primero el equipo OCA y luego el PC.

Se observa en el escritorio, el icono del programa denominado SCA 20U, se ubica la muestra en el lugar indicado de manera que este nivelada, se ajusta la iluminación y la imagen de la gota con la cámara. Para empezar la medición de ángulo de contacto, se ajusta el software para el tipo de análisis a realizar, en este caso “Sessile drop”.



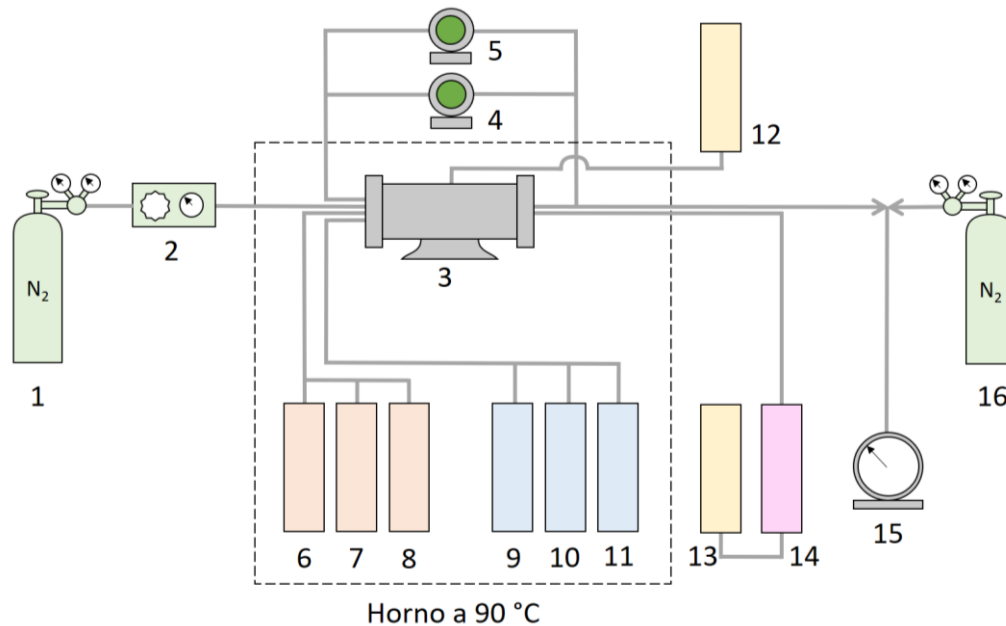
Se completa el llenado de la jeringa bien sea de forma manual o electrónica hasta su mayor medida posible para garantizar mayor vida útil del equipo. (Entorno azul modo eléctrico; entorno rojo modo manual). Se define el volumen adecuado según el tipo de líquido para obtener la gota de manera perfecta en la superficie y la velocidad de salida del líquido a través de la jeringa. Se sugiere que la gota sea lo más pequeña posible, ya que con estas se obtiene una mejor forma esférica, el volumen de gota empleado fue de 1 μm y la velocidad de 1 $\mu\text{L}/\text{seg}$.

Se debe marcar la línea base del sistema, lo cual se hace con el “método tangente”, después se establecen los límites de la circunferencia generada por la gota a medir, después el software determina el ángulo formado entre la gota y la superficie. Lo anterior se realiza clicando sobre los siguientes iconos.



Se anotan los resultados en su bitácora o pueden ser guardados también en su memoria USB o en la PC. Se recomienda para almacenar los datos de una manera más práctica tomar pantallazos y colocarlos en un archivo de Word, y guardar las imágenes en el formato que mejor le convenga exportándolas con la opción “export”.

Después de realizar las medidas, se cierra el software y se apaga el computador, se apaga la luz del equipo OCA y se retira la aguja con cuidado para su limpieza. Esta debe lavarse con la solución correspondiente según el tipo de líquido usado y se ajusta nuevamente al equipo. Se revisa que todo este apagado y se coloca el forro.

Apéndice E. Representación esquemática de la configuración experimental

1) representa el cilindro de nitrógeno empleado para inyectar el gas al núcleo, 2) la caja de inyección de gas, la cual permite controlar la cantidad de gas que se inyecta al plug, 3) Core Holder, 4) medidor de diferencial de baja presión, 5) medidor de diferencial de alta presión, 6) 7) 8) son bombas de desplazamiento que contenían condensado, 9) 10) 11) son bombas de desplazamiento que contenían salmuera, 12) bomba de desplazamiento para mantener presión de confinamiento, 13) bomba de desplazamiento, 14) cilindro tipo pistón que contenía los tratamientos químicos, 15) gasómetro y 16) cilindro de nitrógeno empleado para generar la presión de poro. La evaluación de los tratamientos se realizó mediante el desplazamiento de los mismos a través del plug teniendo en cuenta el siguiente protocolo (tabla 5), elaborado con base en los procedimientos empleados por diversos investigadores en sus trabajos (Cap. 2)