

**DETERMINACIÓN DE FLUIDOS PARA LAS OPERACIONES DE CONTROL DE
POZO DEL PIEDEMONTE LLANERO EN OPERACIONES DE WORKOVER**

MODALIDAD TRABAJO DE GRADO

MARÍA PAULA POLANÍA 2008172820

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
NEIVA – HUILA
2014**

**DETERMINACIÓN DE FLUIDOS PARA LAS OPERACIONES DE CONTROL DE
POZO DEL PIEDEMONTE LLANERO EN OPERACIONES DE WORKOVER**

MODALIDAD TRABAJO DE GRADO

MARÍA PAULA POLANÍA 2008172820

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero de
Petróleos

**DIRECTOR DEL PROYECTO
ING. JOSÉ FERNANDO PORTELA**

**CODIRECTOR DEL PROYECTO
LUIS HUMBERTO ORDUZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
NEIVA – HUILA
2014**

Nota de Aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Neiva, Mayo 2014

DEDICATORIA

Gracias a toda mi familia, en especial a mí papá y a mí mamá por acompañarme en cada momento, por mostrarme su apoyo incondicional y aprovechar cada oportunidad para enseñarme algo nuevo.

AGRADECIMIENTOS

A EQUION ENERGÍA, en especial a los ingenieros Fernando Portela, Alejandro Restrepo y Magda Arenas, por dedicar parte de su tiempo para lograr el desarrollo de este proyecto.

Al grupo de trabajo del Laboratorio de Petrofísicos de la Universidad Industrial de Santander, por permitirme hacer parte durante un tiempo de su equipo y resolver las dudas que iban surgiendo a lo largo del desarrollo del proyecto.

CONTENIDO

1. RESUMEN	13
2. ABSTRAC.....	14
3. INTRODUCCIÓN	15
4. CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO.....	16
5. MARCO TEÓRICO	19
5.1 GAS CONDENSADO	19
5. 2 PRESIÓN HIDROSTÁTICA	20
5.3 CONTROL DE POZO.....	21
5.4 DAÑO A LA FORMACIÓN.....	22
5.5 PROPIEDADES DE LA ROCA	24
5.5.1 Saturación	24
5.5.2 Permeabilidad	24
5.5.3 Tensión interfacial	25
5.5.3.1 Métodos para estimar la tensión interfacial	26
5.5.4 Presión Capilar.....	29
5.5.5 Mojabilidad	30
5.5.5.1 Inversión de la mojabilidad.....	31
5.6 PRECIPITACIÓN.....	31
5.6.1 Precipitados inorgánicos	31
5.6.1.1 Cristalización.....	32
5.6.2 Precipitados orgánicos.....	32
5.6.2.1 Sludge	33
5.7 EMULSIONES	34
5.8 ADITIVOS.....	34
5.8.1 Surfactantes	35
5.8.2 Solventes mutuales.....	37
5.8.3 Alcoholes.....	38
6. ANTECEDENTES.....	39
6.1 PIEDEMONTE 1	39
6.2 PIEDEMONTE 2.....	41
6.3 PIEDEMONTE 3.....	42
7. METODOLOGÍA.....	44
7.1 CARACTERIZACIÓN BÁSICA	44

7.1.1 Solubilidad.....	45
7.1.2 Densidad.....	45
7.1.3 pH.....	45
7.1.4 Índice de refracción.....	45
7.1.5 Espectro infrarrojo.....	46
7.2 EVALUACIÓN DE LA TENSIÓN INTERFACIAL.....	46
7.3 INTERACCIÓN FLUIDO – FLUIDO	47
7.3.1 Sludge.....	47
7.3.2 Mojabilidad visual.....	48
7.3.3 Compatibilidad	49
7.3.3.1 Compatibilidad con salmuera.....	49
7.3.3.2 Compatibilidad con crudo.....	49
7.3.3.3 Compatibilidad por variación de temperatura	50
7.3.4 Rompimiento de emulsiones.....	50
7.4 INTERACCIÓN ROCA – FLUIDO	51
7.4.1 Fluido Actual	51
7.4.2 Fluidos propuestos.....	51
8. RESULTADOS	54
8.1 TENSIÓN INTERFACIAL.....	54
8.2 CARACTERIZACIÓN BÁSICA DE LOS FLUIDOS	56
8.2.1 Solubilidad.....	56
8.2.2 Densidad.....	57
8.2.3 pH.....	57
8.2.4 Índice de refracción.....	57
8.3 INTERACCIÓN FLUIDO – FLUIDO	58
8.3.1 Sludge.....	58
8.3.2 Mojabilidad visual.....	58
8.3.3 Compatibilidad	59
8.3.3.1 Piedemonte – 1	59
8.3.3.2 Piedemonte – 4.....	61
8.3.4 Rompimiento de emulsiones.....	62
8.3.5 Compatibilidad pre-flujos orgánicos.....	64
8.3.5.1 Piedemonte-1.....	64
8.3.5.2 Piedemonte-4.....	64
8.3.6 Mojabilidad visual para los preflujos orgánicos	65
8.4 INTERACCIÓN ROCA – FLUIDO	65
9. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.....	68
10. ANÁLISIS FINANCIERO.....	71
10.1 INVERSIÓN INICIAL	71

10.2 PLANTEAMIENTO DE ESCENARIOS	72
10.3 INGRESOS NETOS	73
10.4 INDICADORES FINANCIEROS	75
10.4.1 Valor presente neto	75
10.4.2 Periodo de recuperación o Pay Back.....	75
10.4.3 Relación Beneficio Costo	76
11. CONCLUSIONES	78
12. RECOMENDACIONES.....	79
13. ANEXOS.....	80
14. BIBLIOGRAFÍA	90

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Distribución de campos en Equion.	16
Figura 2. Distribución de permeabilidades para Pauto (Piedemonte) y Cupiagua .	18
Figura 3. Distribución del tamaño de poro en un pozo de Piedemonte.	18
Figura 4. Diagrama de fases para un sistema de gas condensado.	19
Figura 5. Comportamiento típico de las curvas de permeabilidad relativa en un yacimiento de gas condensado.....	20
Figura 6. Método de la gota colgante.....	27
Figura 7. Método de la gota colocada.....	27
Figura 8. Método de la gota giratoria	28
Figura 9. Molécula de surfactante y su distribución en la interfase.....	35
Figura 10. Comportamiento de la producción en el pozo Piedemonte-1	40
Figura 11. Comportamiento de la producción en el pozo Piedemonte-2	42
Figura 12. Comportamiento de la producción en el pozo Piedemonte-3	43
Figura 13. Árbol de decisiones del proyecto.	53
Figura 14. Resultados de la prueba de rompimiento de emulsiones para el pozo Piedemonte-1.....	63
Figura 15. Resultados de la prueba de rompimiento de emulsiones para el pozo Piedemonte-4.....	63
Figura 16. Resultado de la prueba de desplazamiento para el pozo Piedemonte-1	66
Figura 17. Resultado de la prueba de desplazamiento para el pozo Piedemonte-4	67

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Ventajas y desventajas de los métodos de control de pozo.....	23
Tabla 2. Uso de diferentes surfactantes en operaciones de intervención de pozos.	37
Tabla 3. Protocolo de desplazamiento para el fluido actual.....	51
Tabla 4. Protocolo de desplazamiento para los fluidos propuestos.	52
Tabla 5. Resultados de tensión interfacial para los diferentes fluidos evaluados. .	55
Tabla 6. Fluidos de control con IFT < 0,2 Dn/cm	55
Tabla 7. Preflujos orgánicos con IFT < 0,2 Dn/cm	56
Tabla 8. Resultados de densidad para los fluidos de control.....	56
Tabla 9. Resultados de densidad para los preflujos orgánicos.....	57
Tabla 10. Propiedades básicas de los fluidos de control.	57
Tabla 11. Propiedades básicas de los preflujos orgánicos.	58
Tabla 12. Resultados de la prueba de mojabilidad visual	58
Tabla 13. Resultados de la prueba de compatibilidad con crudo y salmuera para el pozo Piedemonte-1	60
Tabla 14. Resultados de la prueba de compatibilidad por variación de temperatura para el pozo Piedemonte-1	60
Tabla 15. Resultados de la prueba de compatibilidad con crudo y salmuera para el pozo Piedemonte-4.....	62
Tabla 16. Resultados de la prueba de compatibilidad por variación de temperatura para el pozo Piedemonte-4.....	62
Tabla 17. Resultados de la prueba de compatibilidad de los pre-flujos orgánicos con crudo y salmuera para el pozo Piedemonte-1	64
Tabla 18. Resultados de la prueba de compatibilidad por variación de temperatura para los pre-flujos orgánicos con los fluidos del pozo Piedemonte-1.....	64
Tabla 19. Resultados de la prueba de compatibilidad de los pre-flujos orgánicos con crudo y salmuera para el pozo Piedemonte-4.....	65
Tabla 20. Resultados de la prueba de compatibilidad por variación de temperatura para los pre-flujos orgánicos con los fluidos del pozo Piedemonte-4.....	65
Tabla 21. Resultados prueba de mojabilidad para los pre-flujos orgánicos	65
Tabla 22. Indicadores financieros	76

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Propiedades crudo y roca, Piedemonte -1 y Piedemonte -4.....	80
Anexo 2. Análisis fisicoquímico agua de producción, Piedemonte -1 y Piedemonte 4.....	80
Anexo 3. Productos dispersibles.....	81
Anexo 4. Registro fotográfico prueba de sludge	81
Anexo 5. Registro fotográfico mojabilidad por agua.....	82
Anexo 6. Prueba de mojabilidad producto FG2	83
Anexo 7. Prueba de mojabilidad producto FH2	83
Anexo 8. Registro fotográfico compatibilidad producto FA1.	84
Anexo 9. Registro fotográfico compatibilidad producto FB1.	84
Anexo 10. Registro fotográfico compatibilidad producto FB2.	85
Anexo 11. Registro fotográfico compatibilidad producto FB3.	85
Anexo 12. Registro fotográfico compatibilidad producto FD5.	86
Anexo 13. Registro fotográfico compatibilidad producto FE3	86
Anexo 14. Registro fotográfico compatibilidad producto FF6.....	87
Anexo 15. Equipo de desplazamiento.....	88
Anexo 16. Core holder y cilindros de desplazamiento.	88
Anexo 17. Esquema de la prueba de desplazamiento.....	89

GLOSARIO

IFT: Tensión interfacial

K: Permeabilidad

Ka: Permeabilidad absoluta

Ke: Permeabilidad efectiva

Kra: Permeabilidad relativa al agua

Sor: Saturación de aceite residual

Swir: Saturación irreducible de agua

Vp: Volumen poroso

1. RESUMEN

El bloqueo de agua causado durante las operaciones de control de pozo en el campo Piedemonte representa un gran problema para la compañía debido a las propiedades petrofísicas tan pobres que tiene el campo. El problema principal está asociado con las altas tensiones interfaciales que impiden una limpieza óptima del yacimiento, debido a esto se hace necesaria la búsqueda de un nuevo fluido de control con una tensión interfacial más baja que permita un re-establecimiento de la permeabilidad relativa del hidrocarburo una vez se induce en la formación el fluido de control.

Este trabajo presenta un estudio realizado a fluidos diseñados por 8 compañías diferentes. La evaluación llevada a cabo se divide en tres etapas principales: la primera es un filtro en el cuál se determina la tensión interfacial de las diferentes formulaciones, y se descartan aquellas que presenten valores superiores a 0,2 dn/cm. La segunda corresponde a pruebas de interacción fluido-fluido, en donde se analiza la compatibilidad de cada uno de los fluidos propuestos con los fluidos de formación, en esta etapa se seleccionan solo dos fluidos para pasar a la última etapa: interacción roca-fluido en la cual se evalúa el re-establecimiento de la permeabilidad relativa del hidrocarburo una vez el sistema es expuesto al fluido de control. Las pruebas realizadas se llevaron a cabo con núcleos del campo y sus respectivos fluidos de formación.¹

Finalmente, de acuerdo al estudio realizado se sugiere a la compañía uno de estos fluidos propuestos con base en su desempeño durante todo el proceso y a la mejora en el re-establecimiento de la permeabilidad relativa al hidrocarburo comparado con el fluido que se ha venido utilizando en las operaciones de Piedemonte.

Adicionalmente se presentan tres casos reales en donde se evidenció el impacto del fluido de control utilizado actualmente en el campo; el primero de ellos es un pozo en el cuál se observó bloqueo por líquidos después de dos trabajos de fracturamiento, los otros dos casos presentaron un bloqueo por líquidos después de llevar a cabo operaciones que requirieron el control del pozo. En cada uno de estos tres casos fueron necesarias operaciones adicionales que permitieran el re-establecimiento del potencial del pozo.

¹ El agua de formación fue reemplazada por salmuera sintética debido al bajo corte de agua se tiene en todo el campo.

2. ABSTRAC

Water blockage caused during well control operations seems to be a huge problem due to poor petrophysical properties shown by the field. Main limitations are normally related to high interfacial tension preventing optimal well's clean up, therefore is necessary to find a new product with a lower interfacial tension that allows a better and more efficiency hydrocarbon permeability re-establishment after the fluid is induced into the formation.

This work presents an evaluation of different fluids proposed by 8 companies. The overall evaluation is divided into three main parts: the first one is a screening in which the interfacial tension is determined, and the fluids that show a value greater than 0,2 dn/cm are rejected; the second one is conformed by fluid-fluid interaction tests, where the compatibility of formation fluids, and candidate fluids are tested, in this part only two fluids were chosen to continue with the last stage: an evaluation of the formation returning to its original permeability of production was examined after the well is exposed to the control fluid. Experiments herein were done in formation core samples with production fluids² from the same formation.

Finally one fluid was suggested to the Company, based on its performance during the whole process, and its enhanced hydrocarbon permeability, and re-establishment compared with the fluid used current in their operations.

Additional three historical cases are reported, first one in which a water blockage is induced during two fracturing jobs; the second and the third cases where tremendous production potential reduction are shown after well control operation was necessary in both. In each case supporting operations was needed to reach the base line once the operation that involved the "control fluid" was completed.

² Synthetic brine was necessary due to low water cut showed by the whole field.

3. INTRODUCCIÓN

El control de pozo mediante el uso de una columna hidrostática durante los trabajos de workover es una operación inevitable cuando es requerida y debido a la profundidad y las presiones de formación de los pozos del campo es necesaria su ejecución con fluido acuoso³.

En el campo Piedemonte se ha venido empleando el mismo fluido de control utilizado en los pozos de Cusiana, Buenos Aires y Río Chitamera, sin embargo, estos últimos campos presentan unas propiedades petrofísicas que resultan favorables durante la limpieza de la formación una vez el fluido de control es inducido en esta, comparadas con las propiedades que caracterizan las formaciones productoras del área conocida como Piedemonte, en donde se ha observado que una vez se re-establece la producción de un pozo que ha sido expuesto al fluido de control utilizado, su potencial de producción se reduce drásticamente recuperándose muy lentamente, lo que origina la ejecución de nuevos trabajos en el pozo que ayuden a acelerar la limpieza del mismo.

En el siguiente trabajo se presentan los resultados, los análisis y sus respectivas conclusiones de una serie de pruebas realizadas a diferentes fluidos diseñados por 8 compañías, con las cuales se espera determinar un fluido de control que facilite la limpieza de los pozos del campo teniendo en cuenta sus propiedades petrofísicas, mitigando de esta forma la pérdida de producción asociada al bloqueo por líquidos en el yacimiento cuando éste entra en contacto con el fluido de control y al mismo tiempo evitando en lo posible la ejecución de trabajos posteriores que permitan acelerar la limpieza del mismo, ya que dichas operaciones representan un costo adicional para la compañía.

³ El uso de fluidos base aceite generaría un daño menor en la formación, sin embargo sus bajas densidades le impiden controlar el pozo.

4. CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO

Equion Energía Limited, es una empresa operadora Colombiana adquirida en el año 2011 por los grupos empresariales Ecopetrol, Talisman Energy y Total a la multinacional BP Exploration, quien desde 1990 descubrió y operó los campos **Rio Chitamena, Cusiana, Cupiagua, Recetor (compuesto a su vez por Dele y Volcanera) y Piedemonte (conformado por Pauto y Floreña)** (Figura 1). Ubicados todos en el Piedemonte Casanareño, el cual se caracteriza por ser una zona de gran actividad tectónica con estructura geológica compleja y rocas bien consolidadas.

Los contratos asociados a la operación de los campos tienen distintas fechas de terminación, siendo la más cercana la correspondiente al contrato de Santiago de la Atalayas en el 2016, el cual comprende los campos de Cusiana y Rio Chitamena, Recetor revierte en el 2017 y el campo Piedemonte en el 2020, (el contrato correspondiente a Cupiagua, revirtió en 2010 y el campo es actualmente operado por Ecopetrol).

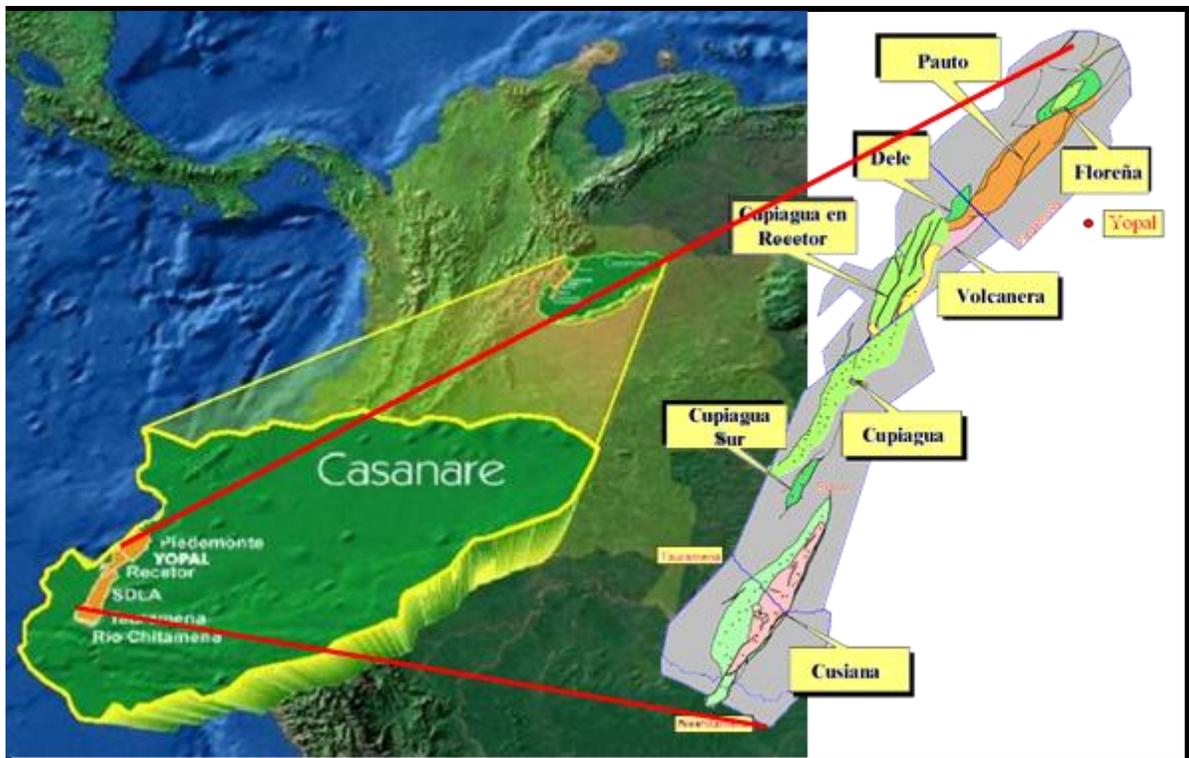


Figura 1. Distribución de campos en Equion.

A finales del 2013, el inventario de pozos perforados y operados actualmente por Equion en los campos de Piedemonte y Recetor es de alrededor 30 pozos, de los cuales 17 son productores de crudo, 8 inyectores de gas y 5 no activos.⁴ Las profundidades en estos campos oscilan entre 8,700 pies y 16,700 pies TVD, con presiones de yacimiento de 4,000 psi hasta 5,768⁵ psi a 13,400 pies, lo cual les permite fluir en flujo natural.

De acuerdo a cifras del ministerio de Minas y Energía, en el campo Piedemonte se produjeron de Enero a Marzo del 2013 en promedio de 34,911 Barriles por Día Calendario (BPDC)⁶, y 413.95 Millones de Pies Cúbicos de gas por Día Calendario (MPCPDC)⁷, lo que corresponden al 83% y 56% del total de la producción de petróleo y gas de Equion Energía para el mismo periodo de tiempo respectivamente.

Las formaciones productoras e inyectoras son Antorcha, Valle y Alcatraz⁸; dichas formaciones cuentan con unas propiedades petrofísicas bastante pobres, comparadas con las presentadas en los campos Río Chitamena, Buenos Aires y Cusiana, los valores de permeabilidad se encuentran entre 0,01mD y 1000 mD, mientras que la porosidad tiene un valor promedio de 4,5% (**Figura 2**), por su parte el tamaño de poro preferencial varía desde 0,01 a 31 micrones (**Figura 3**), lo que hace al yacimiento susceptible al daño de formación por bloqueo de fluidos y partículas. En la etapa de desarrollo del campo se ha encontrado que los potenciales de producción se han reducido considerablemente debido a los daños generados en la formación; según estudios se ha encontrado que una de las fuentes de daño es el bloqueo de fluidos (Agua y condensados).

En los yacimientos donde se tienen propiedades petrofísicas tan pobres como en Piedemonte, un pequeño cambio en la presión del yacimiento conlleva a una reducción en el potencial de producción del pozo debido a la acumulación de líquido inicialmente en la cara del pozo extendiéndose hacia toda el área del yacimiento, si además a esto se le suma un aumento en la saturación de líquido debido a la inducción de fluidos acuosos en la formación se notará una notable reducción en la permeabilidad relativa del condensado, por éste motivo es tan importante utilizar fluidos que aseguren una limpieza eficiente de ellos mismos (rápida y con el menor volumen remanente), es decir que presenten una baja tensión interfacial y que sean compatibles con los fluidos de yacimiento y con las rocas del mismo.

⁴ Well Review Piedemonte – Recetor, Diciembre 2013.

⁵ La densidad del fluido de control utilizado debe ser por lo tanto superior a 8,277 LPG, para que sea capaz de controlar cualquier pozo de Piedemonte.

⁶ Ministerio de Minas y Energía, Sistema de información energética producción fiscalizada de Petróleo por Campo. Enero a Marzo de 2013

⁷ Ministerio de Minas y Energía, Sistema de información energética producción Fiscalizada de Gas por Campo. Abril de 2013

⁸ El nombre de las formaciones de interés fue cambiado, con base en un acuerdo de confidencialidad con la compañía.

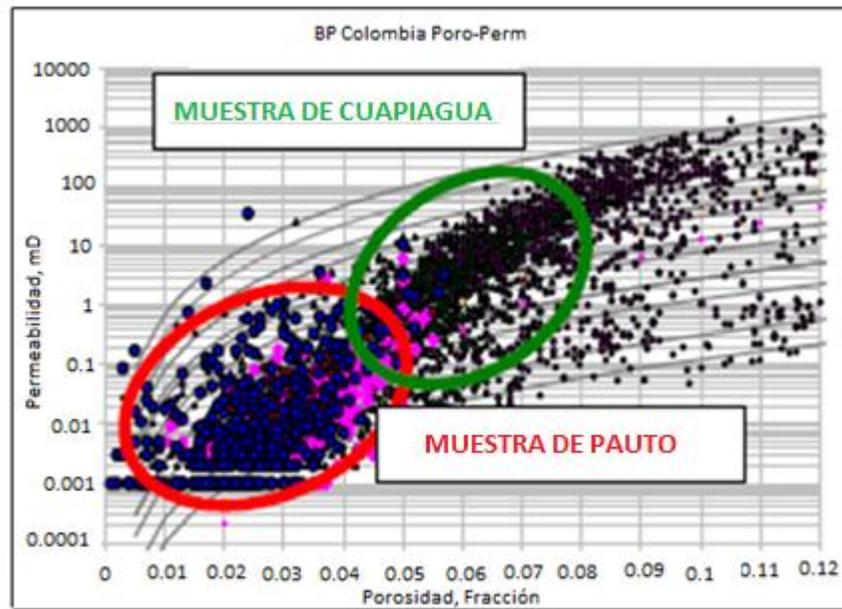


Figura 2. Distribución de permeabilidades para Pauto (Piedemonte) y Cupiagua⁹

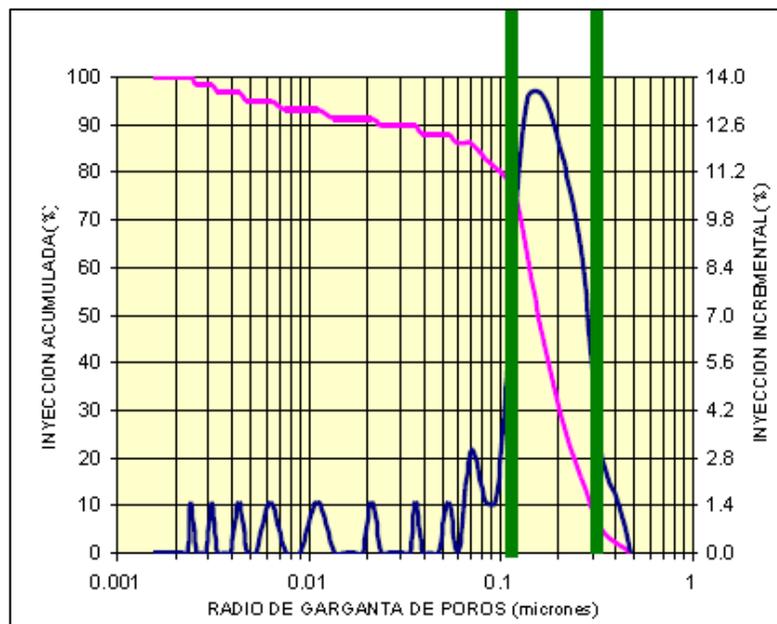


Figura 3. Distribución del tamaño de poro en un pozo de Piedemonte.¹⁰

⁹ Palencia C., Ocampo A., Alzate J. C. "Building a petrophysical model for a low porosity and highly tectonized reservoir. Field case: Pauto complex – Colombia," artículo de la SPW LA 53rd Annual Logging Symposium, June 16-20, 2012

¹⁰ Palencia C., Ocampo A., Alzate J. C. "Building a petrophysical model for a low porosity and highly tectonized reservoir. Field case: Pauto complex – Colombia," artículo de la SPW LA 53rd Annual Logging Symposium, June 16-20, 2012

5. MARCO TEÓRICO

5.1 GAS CONDENSADO

Un gas condensado es un fluido monofásico en condiciones de yacimiento originales. Su principal componente es el Metano y otros componentes de cadena corta, sin embargo la presencia de otros hidrocarburos de cadena larga permiten que bajo la influencia de ciertas condiciones de temperatura y presión este fluido se separe en una fase líquida y otra gaseosa, (condensado retrógrado)

Durante el proceso de producción de un yacimiento de gas condensado, la temperatura de formación normalmente no cambia, pero la presión se reduce y al reducir la presión la tensión interfacial aumenta.

Los yacimientos de gas condensado se caracterizan por tener su presión de yacimiento muy cercana a la presión de rocío, cuando ocurre un pequeño cambio de presión y esta se cae por debajo de la presión de rocío se forma líquido inicialmente en la cara del pozo, (**figura 4**); en la región cercana a la cara del pozo el gradiente de presión se hace más pronunciado, dando paso a una relación líquido gas muy alta, dependiendo de la saturación crítica del líquido y el flujo de gas, la saturación de líquido puede aumentar muy rápido hasta el punto de ocultar el flujo de gas, del mismo modo la formación de líquido alrededor de la cara del pozo causa una reducción significativa en la permeabilidad relativa al gas y por consiguiente un decrecimiento en la productividad, aún en yacimientos de gas condensados pobres donde la producción de condensados en el yacimiento es menor al 1%.

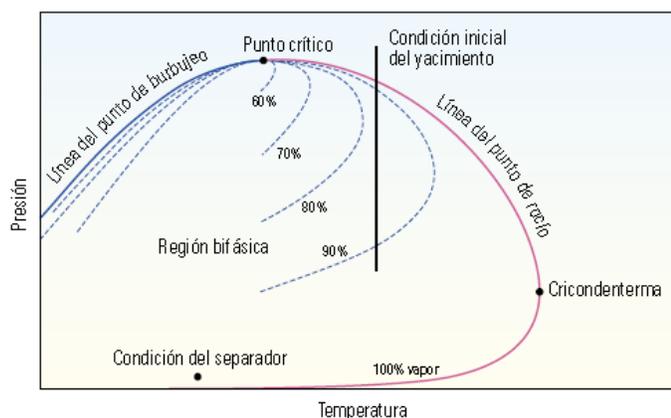


Figura 4. Diagrama de fases para un sistema de gas condensado.¹¹

¹¹ Fan, L., et al, Revisión de los yacimientos de gas condensado. Oilfield Review, Primavera 2006, 16-19p.

De acuerdo a estudios realizados sobre la influencia de la tensión interfacial en las permeabilidades relativas gas/aceite para sistemas de gas condensado, se observó que las saturaciones irreducibles de gas y líquido se aproximan a cero cuando la tensión interfacial tiende a cero¹². Al mismo tiempo, se logró concluir que el líquido puede fluir con una baja tensión interfacial en un yacimiento de gas condensado, lo cual es importante cuando en la región de dos fases encontramos una baja tensión interfacial.

Otros estudios demostraron que la permeabilidad relativa del gas se incrementaba con la reducción de la tensión interfacial y que el incremento de la permeabilidad relativa del gas siempre es mayor que el incremento de la permeabilidad relativa del condensado (**Figura 5**), sin embargo la disminución de la tensión interfacial en el sistema ayuda a que la fase líquida fluya con mayor facilidad.

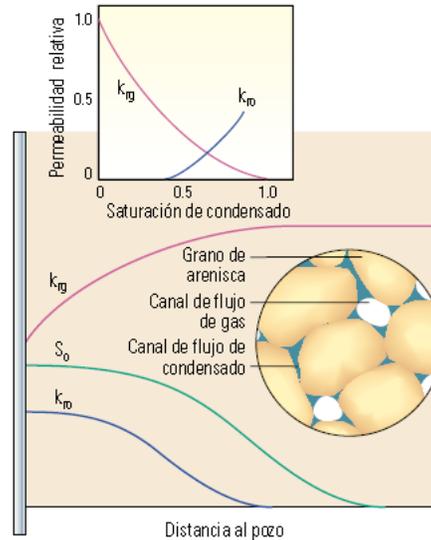


Figura 5. Comportamiento típico de las curvas de permeabilidad relativa en un yacimiento de gas condensado.¹³

5. 2 PRESIÓN HIDROSTÁTICA

La operación de control de pozo a través de un fluido está basada en el principio de la presión hidrostática:

$$P = g * h * \rho$$

En donde,

P, es la presión ejercida por la columna de fluido

¹² Olmos, P., Rodríguez, J. Efecto de la Tensión Interfacial y el Número Capilar en la Productividad de Yacimientos de Gas. Trabajo de grado, Universidad Surcolombiana, Facultad de Ingeniería.

¹³ Fan, L., et al, Revisión de los yacimientos de gas condensado. *Oilfield Review*, Primavera 2006, 16-19p.

g, la gravedad
h, la altura de la columna de fluido
 ρ , la densidad del fluido

Cuando se van a realizar operaciones de control de pozo, se debe tener en cuenta que la densidad del fluido utilizado sea suficiente para que el cálculo de la presión resultante entre la gravedad, la altura de la columna de fluido y dicha densidad sea ligeramente mayor a la presión de la formación de la zona que se encuentra expuesta, impidiendo de ésta forma el flujo de fluidos de la formación logrando así el control del pozo.

5.3 CONTROL DE POZO

La operación de control de pozo se lleva a cabo cuando es necesario detener la producción de fluidos para realizar cualquier tipo de intervención en un pozo o en caso de emergencia. El objetivo de esta operación es dejar el pozo con una presión de cabeza igual a cero, sin hidrocarburos ni fluidos de yacimiento en el pozo y en condiciones de sobrebalance de tal manera que éste no pueda fluir por su propia cuenta, esto se logra básicamente reemplazando en el pozo los fluidos del yacimiento por un fluido que ejerza la suficiente presión hidrostática de tal forma que en fondo se supere la presión de la formación y se impida la migración de los fluidos desde el yacimiento hacia el pozo.

Las principales razones para controlar un pozo en Equion Energía son¹⁴:

1. Por conveniencia o como preparación para futuros trabajos (Pescas, instalación de tapones, estimulaciones, entre otros)
2. Como parte de un abandono o de una suspensión temporal del pozo.
3. Si sucede un evento de control de pozo (fugas en los equipos de superficie) o como medida preventiva de eventos de control de pozo.

Se conocen 4 métodos de control de pozo:

1. Bullheading”: Consiste en bombear el fluido directamente al pozo, forzando a los fluidos provenientes de la formación volver a incorporarse en esta; este método resulta ser efectivo en cuanto a su objetivo de controlar el pozo, pero al mismo tiempo riesgoso, teniendo en cuenta que durante esta operación puede forzar dentro de la formación materiales indeseados ocasionando daño en esta.
2. Circulación en reversa: Este método consiste en bombear el fluido a través de un anular y recuperarlo a través de una tubería.

¹⁴ EQUION ENERGIA LIMITED. “Well Operations Manual, Well Intervention”

3. Circulación en directa: Este método es similar a la circulación en reversa, sin embargo en este caso el fluido es bombeado a través del tubing y recuperado por un anular.
4. Lubricar y drenar: Es una variación del método de Bullheading, y se utiliza en algunas circunstancias como en yacimientos de gas, yacimientos de gas condensado, yacimientos con altos valores de GOR y cuando se desee reducir el volumen de fluido de control forzado a la formación. Consiste básicamente en bombear el fluido de control en el pozo, hasta que este se llene, a continuación se drena el gas que queda presente con ayuda de un choke, se debe tener seguridad que el revestimiento es capaz de resistir el diferencial de presión al que será sometido durante la operación de drenaje, esto se hace repetidamente hasta que la presión hidrostática de la columna de líquido en el pozo supere la presión de la formación.

Las principales ventajas y desventajas de dichos métodos se presentan en la **tabla 1**.

5.4 DAÑO A LA FORMACIÓN

Existen muchos motivos por los cuales un pozo no aporta la producción que se espera de él o declina su producción con el tiempo, uno de esos motivos puede ser daño en la formación. Se conoce como daño a la formación a cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso afectando la productividad o inyectividad de un pozo, dicho daño es causado por una reducción en la permeabilidad en la vecindad del pozo, por la producción o intrusión de fluidos y puede ser eliminado mediante tratamiento químico, permitiéndole al pozo recuperar su capacidad inicial de producción o al menos una parte de esta; asimismo el daño a la formación se puede definir matemáticamente como una zona infinitesimalmente delgada que causa una caída de presión a través de la cara de la formación.

Existen varios mecanismos por los cuales puede restringirse el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo, por un lado están aquellos que debido a la interacción entre los fluidos de la formación y los fluidos inducidos durante alguna operación al pozo pueden originar la precipitación de algunas especies, las cuales se pueden ubicar en el espacio poroso, formando puentes o inclusive pueden causar un taponamiento, lo mismo ocurre durante la producción cuando el aceite arrastra partículas migratorias. Como resultado de esto, se va perdiendo la capacidad de flujo del yacimiento.

También existe un daño que puede ser causado al incrementar la saturación de agua en la región cercana a la cara del pozo, reduciendo de esta manera la permeabilidad relativa del aceite y del gas. La intrusión de fluidos extraños durante las operaciones de campo puede reducir la permeabilidad al alterar el equilibrio

químico y/o físico de la matriz de la roca y de los fluidos de la formación, se cree que este tipo de daño que afecta la permeabilidad de la roca es temporal ya que los fluidos que lo ocasionan se pueden retirar de la vecindad del pozo, sin embargo, en la práctica es muy difícil eliminar este tipo de daño por completo. La inyección de fluidos o químicos puede alterar la temperatura, la presión y la composición de los fluidos en la vecindad del pozo y en el tubing, como consecuencia, los nuevos balances termodinámicos y químicos podrían originar la precipitación de sustancias, el crecimiento de cristales y la formación de scale¹⁵.

MÉTODO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
BULLHEADING	Es el método más simple y el más eficiente si el yacimiento tiene buena permeabilidad. Requiere menos tiempo y menos equipos. Aunque el objetivo de una operación de control de pozo no es fracturar la formación, este método permite bombear a grandes tasas que permitirán establecer la inyectividad de la formación	Depende de la inyectividad de la formación. En formaciones delgadas se pueden ocasionar fracturas hidráulicas Incluso si el fluido utilizado no genera daño en la formación, pueden existir sólidos en el tubing que pueden ser desplazados durante el control del pozo y que pueden ocasionar taponamiento en la cara del mismo. La presión utilizada puede incrementar progresivamente una vez los fluidos del yacimiento sean forzados hacia la formación. El completamiento es expuesto a presiones diferenciales. En algunos casos es necesario aplicar presión en el anular para reducir el diferencial de presión en el tubing o en los empaque de producción.
LUBRICAR Y DRENAR	Es una variación del método de bullheading pero requiere menos volumen de fluido.	También depende de la presión de inyectividad de la formación. Existe el riesgo de que sólidos adheridos a la tubería sean arrastrados hacia la formación. El completamiento es expuesto a presiones diferenciales. También requiere la aplicación de presión en el anular. Requiere de un manifold para el drenaje de los hidrocarburos. Es necesario tener fluido extra en la locación por si el primer intento falla
CIRCULACIÓN (DIRECTA O REVERSA)	Es el método preferido para controlar un pozo ya que reduce la posibilidad de daño a la formación. El fluido de control que invade la formación se reduce sustancialmente, comparado con los otros métodos. Las cargas hidráulicas que se aplican en el revestimiento no son tan severas como en los otros métodos.	Requiere un equipo para circular (por lo general coiled tubing) y un choke ajustable para garantizar una contrapresión estable en la formación. Se requiere de más tiempo debido a las bajas tasas de circulación.

Tabla 1. Ventajas y desventajas de los métodos de control de pozo.

¹⁵ Faruk Civan, "Reservoir Formation Damage. Fundamentals, Modeling, Assesment, and Mitigation"

5.5 PROPIEDADES DE LA ROCA

5.5.1 Saturación

Se define como la fracción del volumen poroso ocupado por un fluido, matemáticamente se puede expresar de la siguiente manera:

$$\text{Saturación de fluido} = \frac{\text{Volumen de fluido}}{\text{Volumen poroso}}$$

La suma de las saturaciones de los fluidos presentes en el sistema debe ser igual a 1.0.

Saturación inicial

Es la saturación de los fluidos en el momento en el que se descubre el yacimiento.

Saturación crítica

Es aquella en la que un fluido empieza a moverse dentro del medio poroso.

Saturación residual

Las saturaciones residuales se refieren a la fracción de fluido que queda remanente en el yacimiento una vez se ha llevado a cabo un proceso de desplazamiento, estos valores pueden decrecer de acuerdo como varíe la permeabilidad.

5.5.2 Permeabilidad

La permeabilidad es la propiedad que mide la capacidad y la habilidad de la roca para permitir el paso de los fluidos.

Permeabilidad absoluta

La permeabilidad absoluta es aquella que se mide cuando la roca se encuentra 100% saturada por un solo fluido.

Permeabilidad efectiva

La permeabilidad efectiva a un fluido, es la permeabilidad de la roca a dicho fluido cuando en el sistema coexisten dos o más fluidos, de ésta forma, la suma de las permeabilidades efectivas del sistema siempre es igual o menor a la permeabilidad absoluta; para cada fluido el cálculo de la permeabilidad se puede realizar a partir de la siguiente ecuación:

$$K_f = \left(\frac{q_f \mu_f}{A} \right) \left(\frac{L}{\Delta P} \right)$$

Permeabilidades relativas:

Es la relación que existe entre la permeabilidad de cada fluido en el medio (conocida como permeabilidad efectiva), con la permeabilidad de todo el sistema y permite conocer el desplazamiento de un fluido en un medio poroso. Las pérdidas de productividad son más sensibles a los valores de permeabilidad relativa que a las mismas propiedades PVT de los fluidos.

El flujo multifásico en un medio poroso está caracterizado por las curvas de permeabilidad relativa, las cuales son principalmente funciones empíricas de la estructura del poro y la saturaciones, su comportamiento depende de las interacciones fluido-fluido, la proporción de viscosidades, la tensión interfacial del sistema y de algunas propiedades relacionadas con la interacción roca – fluido como la mojabilidad¹⁶.

5.5.3 Tensión interfacial

La tensión interfacial es la cantidad de trabajo por unidad de área requerida para romper la superficie de un líquido, en otras palabras, la tensión interfacial es la tensión que existe entre dos fluidos inmiscibles. Entre mayor sea la atracción entre las moléculas de un líquido, mayor es la tensión interfacial del líquido y mayor es la cantidad de trabajo necesario para romper la superficie del líquido; dicha cantidad de trabajo es específica para cada líquido a temperatura dada; al mismo tiempo, la tensión interfacial también es una medida de la solubilidad, en la medida en que la tensión interfacial entre dos fluidos disminuye, dichos fluidos se acercan más a la miscibilidad.

La fortaleza de la tensión interfacial está relacionada con las fuerzas capilares pertenecientes a los fluidos en el medio poroso; un sistema con baja tensión interfacial indica un sistema con fuerzas capilares débiles, lo que da lugar a un sistema en donde los fluidos se pueden mover con más facilidad que con tensiones interfaciales altas, dando lugar a un incremento en las permeabilidades relativas, ya que un cambio en la tensión interfacial siempre involucrará un cambio en las curvas de permeabilidad relativa, resultados experimentales muestran que cuando se tienen valores de tensión interfacial menores a 0,1 dn/cm, el comportamiento de las curvas de permeabilidad se ven afectadas fuertemente,

¹⁶ Haniff y Ali, Asar y Handy, trabajo de grado "EFECTO DE LA TENSIÓN INTERFACIAL Y EL NÚMERO CAPILAR EN LA PRODUCTIVIDAD DE YAIMIENTOS DE GAS" Olmos, Patriicia; Rodríguez, Juan.

esto es, las permeabilidades relativas de los fluidos aumentarán fácilmente con la disminución de la tensión interfacial.

La tensión interfacial es la propiedad más importante que gobierna el comportamiento del flujo de fluidos y las saturaciones residuales en el yacimiento a través de las fuerzas capilares, además es el factor determinante en el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa. La tensión interfacial juega un papel muy importante en el recobro de petróleo, ya que si su valor llega a ser despreciable es un indicador de que solo existe un fluido saturando el sistema, por lo que su flujo será más fácil.

El efecto de la baja tensión interfacial origina un incremento en el caudal de flujo, disminuyendo las saturaciones residuales y creando de esta forma condiciones favorables para la recuperación de fluidos, bien sea los fluidos bombeados como los propios fluidos de la formación.

Cuando la velocidad de flujo es alta y la tensión interfacial entre el flujo de fases es baja, las fuerzas capilares pueden alargar el dominio de la distribución de las fases en el poro.¹⁷ A altas fuerzas viscosas las permeabilidades relativas para dos fases se incrementan y las curvas tienden a volverse rectas. Por su lado Gray y Dawe observaron que en un sistema de baja tensión interfacial (<0.1 dn/cm) y de saturaciones bajas de las dos fases (<0.05) la fase minoritaria puede viajar en forma de pequeñas gotas dispersas en la fase dominante como si fuera una emulsión.

5.5.3.1 Métodos para estimar la tensión interfacial

La tensión interfacial de un sistema se puede estimar a través de correlaciones o de forma experimental, entre las correlaciones se encuentran las siguientes:

1. Método de Parachor: Método de evaluación estándar de la tensión interfacial con la limitación de subvalorar bajas tensiones interfaciales entre fases casi iguales. Utiliza correlaciones empíricas basadas en la densidad. Su principal inconveniente es que da predicciones muy pobres para fluidos multicomponentes.
2. Método LGT (Gradiente Lineal Teórico)
3. Método SLGT
4. Teoría CS (Estados Correspondientes): Este método es basado en 2 fluidos de referencia. Debido a que todas las mezclas en los yacimientos contienen metano, es apropiado seleccionar el metano como uno de los fluidos de referencia.

¹⁷ Bloom y Hargoot, Asar y Handy, trabajo de grado "EFECTO DE LA TENSIÓN INTERFACIAL Y EL NÚMERO CAPILAR EN LA PRODUCTIVIDAD DE YACIMIENTOS DE GAS" Olmos, Patricia; Rodríguez, Juan.

Entre los métodos experimentales se encuentran los siguientes:

1. Método de la gota colgante: Este método consiste en dejar colgar una gota de un gotero, generalmente se utiliza una bureta micrométrica, en donde se producirá una situación de equilibrio entre la fuerza de gravedad que tiende a estirar la gota y la fuerza de tensión que tiende a encogerla (o sostenerla). A continuación se miden los diámetros (señalados en la figura) y a través de una serie de nomogramas se halla la tensión interfacial. Los elementos generalmente utilizados para medir las longitudes son telemicroscopios o por medio de una macrofotografía. Este método se utiliza principalmente cuando el sistema presenta tensiones intermedias, ya que para tensiones muy bajas la gota no se podría sostener y para tensiones muy altas los resultados no son confiables por la forma que la gota adquiriría.

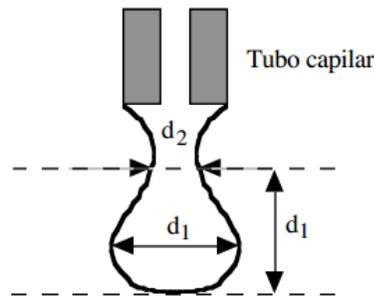


Figura 6. Método de la gota colgante.

2. Método de la gota colocada: Se utiliza principalmente cuando la tensión interfacial es relativamente baja. Consiste básicamente en colocar una gota sobre una superficie sólida que no sea mojada por el fluido a evaluar, y se mide el radio y la altura de la gota formada, a continuación se calcula la tensión interfacial a través de la siguiente fórmula:

$$\gamma = \frac{1}{2} \Delta \rho g h^2 \left[1 + 0,61 \frac{h}{r} \left(1 - \frac{4h^2}{r^2} \right) \right]$$

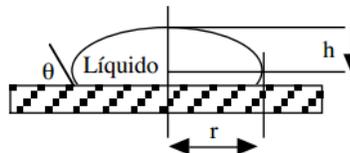


Figura 7. Método de la gota colocada

3. Método de la gota giratoria: Consiste en colocar una gota del fluido a evaluar en un tubo lleno con un fluido inmisible y se hace girar el tubo sobre su eje de tal forma que la gravedad centrípeta excede ampliamente la gravedad natural. En tal sistema la fuerza de gravedad tiende a reunir el fluido menos denso cerca al eje, lo que genera que la gota se alargue, mientras que la fuerza de tensión reduce el área interfacial de la gota, lo que genera su encogimiento. La tensión se puede calcular entonces con la siguiente ecuación:

$$\gamma = \frac{1}{4} \Delta \rho \omega^2 r^3$$

En donde,

r Es el radio de la gota

ω Es la velocidad angular del tubo.

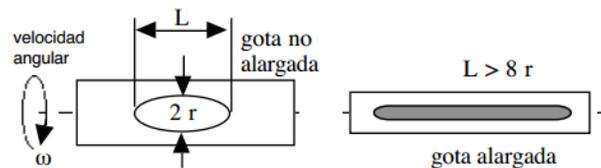


Figura 8. Método de la gota giratoria

4. Método de luz por láser: Consiste en medir las propiedades estáticas de la luz láser esparcida fuera de una superficie de líquido-gas. Mediante este procedimiento se halla un ángulo de reflexión, que sirve para evaluar la tensión interfacial. Básicamente se enfoca el láser sobre la superficie de contacto de la fase líquida y la fase vapor originando ondas que se producen en la cercanía de dicha superficie, con el objetivo de medir la cantidad de luz dispersa y de luz reflejada, después, por medio de propiedades estadísticas de dichas ondas se calcula el valor de la tensión interfacial, el procedimiento se realiza varias veces obteniendo varios datos para obtener la medida más exacta. Este es el método más reciente y hasta el momento el más exacto.

La tensión interfacial juega un papel muy importante en la limpieza del yacimiento cuando se inducen nuevos fluidos en este, debido a que entre menor sea la tensión interfacial del sistema menor será la presión capilar necesaria para expulsar dicho fluido; las altas tensiones interfaciales se pueden controlar con el uso de algunos aditivos como surfactantes, los cuales además de reducir las tensiones interfaciales del fluido, pueden evitar la formación de emulsiones y de precipitados en la interfase con el crudo.

5.5.4 Presión Capilar

Las fuerzas capilares son el resultado de diferentes efectos como las tensiones interfaciales y superficiales del sistema, la geometría y el tamaño de los poros y la preferencia mojante del sistema. Se puede definir como la diferencia de presión entre la fase no mojante y la fase mojante en un sistema. Esto es, porque en un sistema poroso, se observa que las fuerzas inducidas por la mojabilidad preferencial del medio con uno de los fluidos se extiende sobre toda la superficie de la interfase, causando diferencias de presión entre los fluidos a través de la interfase.

La presión capilar se puede expresar en términos de la tensión interfacial del sistema de la siguiente manera:

$$P_c = \frac{2\gamma\cos\theta}{r}$$

Donde,

γ Es la tensión interfacial, dn/cm

θ Es el ángulo de contacto, en grados

r Es el radio de poro, cm

La presión capilar es tan sensible a la presión de sobrecarga, que incluso en formaciones heterogéneas y pobremente cementadas se puede generar un decaimiento irreversible de la integridad de la formación.¹⁸

Las presiones capilares y las permeabilidades relativas se pueden definir como unas funciones complicadas del fluido y del medio poroso, que pueden variar por:

1. Las propiedades del poro, incluyendo la mojabilidad, las saturaciones irreducibles y el ángulo de contacto.
2. La presión de sobrecarga neta que a su vez afecta la tortuosidad, la porosidad y los poros interconectados.¹⁹

La tensión interfacial y el número capilar son los dos fenómenos que más impactan el comportamiento de la permeabilidad relativa, propiedad que incide en la capacidad de un sistema poroso para conducir el flujo en presencia de uno o más fluidos. Por un lado la tensión interfacial es la propiedad más importante que gobierna el comportamiento del flujo y las saturaciones residuales, mientras que el número capilar es un número adimensional que relaciona las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares que gobiernan el flujo de fluidos en la región cercana a la cara del pozo.

¹⁸ Ajufo et al., 1993 (Extraído de Faruk Civan, "Reservoir Formation Damage. Fundamentals, Modeling, Assesment, and Mitigation")

¹⁹ Marle, 1981 (Extraído de Faruk Civan, "Reservoir Formation Damage. Fundamentals, Modeling, Assesment, and Mitigation")

La presión de yacimiento puede ser tan baja que no logra vencer la presión capilar creada por la alta tensión interfacial entre el agua y el medio poroso, creando un bloqueo permanente, por eso es tan importante el uso de fluidos con valores bajos de tensión, cuando el radio de poro que se tiene es pequeño.

5.5.5 Mojabilidad

Algunos autores definieron la mojabilidad de la siguiente manera: “La mojabilidad es la afinidad preferencial que tiene una matriz sólida por la fase aceitosa o la acuosa”²⁰; “Es una propiedad importante de las formaciones sedimentarias que afecta la distribución de los fluidos, la presión capilar, las permeabilidades relativas y el comportamiento de los fluidos en el yacimiento”²¹; “Es una medida de la tendencia preferencial entre fluidos inmiscibles para expandirse sobre una superficie sólida”²².

Con base en las definiciones previas se puede definir la mojabilidad como la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmiscible; al mismo tiempo se puede inferir que un sólido es llamado *mojado por agua* cuando el agua tiende a expandirse sobre la superficie sólida y *mojado por crudo* cuando es el crudo el que tiende a cubrir la superficie sólida. El ángulo de contacto es un buen indicador de las características humectantes de un fluido sobre una superficie continua.

La mojabilidad de un medio poroso puede ser de dos tipos: uniforme u homogénea y no uniforme o heterogénea; cuando se dice que una superficie tiene mojabilidad homogénea es porque dicha superficie es completamente mojada por una sola fase ya sea agua o crudo; sin embargo, la mayoría de las formaciones sedimentarias tiene una mojabilidad heterogénea, ya que contienen porciones separadas que son mojadas por aceite y otras que son mojadas por agua. Existen dos tipos de mojabilidad heterogénea:

1. Mojabilidad mixta: “Se presenta en donde los poros más grandes son mojados por aceite y solo los pequeños tienden a ser mojados por agua” McDougall y Sorbie, 1995. Esta condición de mojabilidad mixta se crea por la migración preferencial de aceite hacia los poros más grandes seguida por el depósito de orgánicos (asfáltenos, parafinas o resinas), los cuales se encargan de transformar una superficie mojada por agua a mojada por

²⁰ Kaminisky y Radeke, 1997 (Extraído de Faruk Civan, “Reservoir Formation Damage. Fundamentals, Modeling, Assesment, and Mitigation”)

²¹ Dubey y Waxman, 1991. (Extraído de Faruk Civan, “Reservoir Formation Damage. Fundamentals, Modeling, Assesment, and Mitigation”)

²² Civan y Donaldson, 1987, Grattoni, 1995.(Extraído de Faruk Civan, “Reservoir Formation Damage. Fundamentals, Modeling, Assesment, and Mitigation”)

aceite, todo esto gracias a los efectos capilares y demás descritos anteriormente.

2. Mojabilidad fraccional: Se presenta en aquellas rocas donde hay sitios de diferentes características superficiales debido a la diferencia mineralógica.

5.5.5.1 Inversión de la mojabilidad

Algunos estudios han demostrado la variación de la mojabilidad de la roca durante el daño a la formación debido a la alteración de las características de la superficie del poro por las interacciones de la roca, el fluido y las partículas; por ejemplo, en rocas mojadas por agua, cuando la caolinita y la illita plana (la illita se comporta hidrofílica cuando es fibrosa e hidrofóbica cuando es plana) entran en contacto durante un tiempo con el aceite, adsorben algunos componentes del crudo que las llevan a invertir su mojabilidad.

La acción de algunas sustancias como surfactantes, inhibidores de corrosión y bactericidas, así como la precipitación de asfáltenos en el medio poroso pueden alterar la mojabilidad de la formación hacia el crudo, reduciendo de esta forma la permeabilidad relativa del aceite entre un 15% y un 85%, debido al espesor de la película que cubre el medio poroso, reduciendo así la cantidad de crudo que se puede producir y el tamaño del camino de flujo. La selección de un surfactante iónico adecuado puede retornar la mojabilidad deseada a la formación, al balancear los efectos de atracción y repulsión entre la formación y el surfactante.

Al mismo tiempo, al hacer móvil la fase mojante (agua), se puede alcanzar fácilmente la velocidad crítica lo que ocasiona que las partículas finas empiecen a desprenderse y a migrar, una vez desprendidas se pueden depositar en la cara del pozo causando taponamiento.

5.6 PRECIPITACIÓN

Al inyectar un fluido que no sea compatible con los fluidos de la formación se corre el riesgo de propiciar la precipitación de algunas especies. El daño a la formación causado por los precipitados se deben a que estos pueden cambiar la mojabilidad y la permeabilidad de la formación. Los precipitados pueden ser orgánicos o inorgánicos.

5.6.1 Precipitados inorgánicos

La interacción entre los fluidos inducidos y los fluidos presentes en la formación puede causar la precipitación de diferentes sustancias químicas, una de las más comunes es la precipitación de especies de hierro, los cuales bloquean los canales de permeabilidad de la formación dañando en forma permanente la permeabilidad del aceite y del gas; por otro lado, la incompatibilidad con los alcoholes puede generar cristalización.

5.6.1.1 Cristalización

En 1999 Major definió la cristalización como el agrupamiento de átomos de una solución en una fase sólida ordenada²³. El proceso de formación de cristales en una solución se puede dividir en dos fases; la primera fase recibe el nombre de “nucleación primaria” y ocurre únicamente cuando no hay algún tipo de sólido presente en la solución (impurezas, semillas de cristales o superficies de contacto llamadas sustratos). La nucleación primaria puede ser homogénea o heterogénea, homogénea si la cristalización ocurre dentro de la solución sin entrar en contacto con una superficie y heterogénea si la nucleación ocurre en una superficie sólida; la segunda fase recibe el nombre de “nucleación secundaria” y ocurre cuando dentro de la solución ya existe presencia de cristales y el depósito de los nuevos cristales se hará por lo tanto sobre la superficie de los cristales ya existentes. Al mismo tiempo, la formación de cristales consta de 4 etapas:

1. Alteración de las condiciones químicas o físicas para dar paso a la supersaturación de la solución.
2. Formación del primer núcleo pequeño de cristales.
3. Crecimiento de cristales.
4. Relajación del sistema para la coagulación de las partículas cristalinas.

5.6.2 Precipitados orgánicos

Los precipitados orgánicos comúnmente son asfáltenos o parafinas. Las parafinas son inertes y los asfáltenos son sustancias reactivas. Los dos son precipitados pegajosos, gruesos y deformables, por lo que pueden sellar las gargantas porosas y reducir la permeabilidad a cero sin necesidad de reducir mucho la porosidad, además la única manera de controlar su precipitación es a través de tratamientos con solventes.

²³ Faruk Civan, “Reservoir Formation Damage. Fundamentals, Modeling, Assesment, and Mitigation”

5.6.2.1 Sludge

Un crudo se puede clasificar como parafínico o asfáltico, dependiendo de la naturaleza de sus especies más pesadas. Las principales características de cada uno de estos, son las siguientes:

- Parafínicos: Como su nombre lo indica se encuentran compuestos principalmente por un grupo de hidrocarburos alcanos de alto peso molecular llamados parafinas. Son insolubles en álcalis y completamente miscibles con crudo.
- Asfálticos: Compuestos en su mayoría por asfaltenos, los cuales se encuentran en el crudo como dispersiones coloidales; las micelas de asfaltenos son amorfas en estructura y son componentes de alto peso molecular rodeados por resinas livianas y neutras, y por hidrocarburos aromáticos.

La interacción entre los ácidos inyectados y el crudo puede producir dos mecanismos principales de daño: la aparición de películas rígidas de emulsiones y la precipitación de sludge asfáltico²⁴.

Cuando el crudo entra en contacto con una fuente externa, por lo general fluidos de bajo pH, se puede formar un precipitado de los materiales coloidales presentes en el crudo (comúnmente asfaltenos), esto es gracias a que la molécula de asfaleno se encuentra recubierta por dos capas externas de carga negativa, las cuales colapsan al entrar en contacto con la carga positiva de la molécula ácida, seguido a esto la partícula de asfaleno se libera y precipita. Este precipitado recibe el nombre de sludge, es un solvente insoluble en la mayoría de tratamientos químicos, por lo tanto es considerado como un daño severo, debido al grado de dificultad que representa su remoción.

Para reducir el potencial de formación del sludge cuando se cree que podría originarse, se opta por bajar la tensión de los ácidos, utilizando pre-flujos de solventes, controlando el hierro y optimizando el uso de los aditivos, asimismo se puede prevenir con el uso de agentes estabilizadores.

El sludge ocurre principalmente en crudos con API > 27° y con un contenido asfáltico mayor o igual al 3%. Sin embargo, el sludge es más severo en yacimientos con recobro secundario o terciario. El uso de fluidos con baja tensión interfacial como el Diésel puede causar la formación de este precipitado, así como el uso de algunos ácidos inhibidores de corrosión.

²⁴ El sludge hace parte del grupo de precipitados orgánicos, sin embargo, debido a la complejidad para su remoción es tratado aparte.

5.7 EMULSIONES

El fenómeno de formación de emulsiones en el medio poroso es controversial, ya que al parecer no depende únicamente de las propiedades del crudo sino también de la introducción de agentes externos. En la práctica se ha hallado que no es muy común la formación de emulsiones entre los fluidos de la formación. La introducción de surfactantes en el medio poroso puede inducir la formación de emulsiones, las cuales empeoran en la presencia de partículas finas dispersas en el medio poroso ya que éstas se ubicarán en la interfase impidiendo la coalescencia de las gotas en la fase dispersa de la emulsión logrando así la estabilización de la emulsión. Las emulsiones se hacen aún más estables cuando los finos tienen mojabilidad mixta, ya que de esta forma se ubican en la interfase actuando como escudo y evitando que las partículas de la emulsión se junten.

La influencia de una emulsión depende mucho más de la viscosidad de la misma que de su radio de invasión alrededor del pozo; un banco de emulsión pequeño alrededor de un pozo puede bloquear por completo la producción del mismo. Las emulsiones viscosas pueden reducir drásticamente la productividad de petróleo o gas, gracias a que ocupan el espacio poroso cercano al pozo bloqueando el flujo de fluidos hacía el mismo.

Un surfactante adecuado puede ayudar a romper la emulsión, gracias a que se absorbe en la superficie de las gotas, disminuyendo la tensión interfacial y las gotas coalescen, aunque la compatibilidad del surfactante con la roca de la formación debe ser evaluada muy bien, ya que puede generar la precipitación de algunas sustancias o minerales, aumentando de esta manera el daño a la formación.

5.8 ADITIVOS

En la industria existen diferentes sustancias que se pueden mezclar con los fluidos que se requieren bombear al pozo, o que incluso se pueden bombear previamente con el fin de preparar o proteger la formación de dichos fluidos, algunas de éstas sustancias que pueden ser utilizadas durante las operaciones de control de pozo²⁵ son surfactantes, solventes mutuales y alcoholes.

²⁵ En la industria existen un sin número de aditivos, como estabilizadores de arcillas, agentes desviadores de ácido, inhibidores de precipitación para diferentes sustancias, agentes gelificantes, entre otros; sin embargo su campo de acción es principalmente la estimulación de pozos.

5.8.1 Surfactantes

Un surfactante es una sustancia que tiene afinidad tanto por el agua como por el aceite, por lo tanto, al entrar en contacto con un sistema siempre buscará la interfase. La palabra “surfactante” viene de la contracción de las palabras inglesas “Surface active substances” (Sustancias activas de superficie), y se llama así porque tiene la capacidad de disminuir la tensión interfacial cuando se absorbe entre la interfase de dos líquidos inmiscibles. Los surfactantes están compuestos por un grupo polar y otro apolar lo que les hace migrar hacia la interfase, por esta doble afinidad se les denomina también *anfifilos*.



Figura 9. Molécula de surfactante y su distribución en la interfase²⁶.

La parte polar de un surfactante se denomina *hidrofílica*, por ser afín a los solventes polares, particularmente al agua. Contiene heterátomos como: oxígeno, azufre, nitrógeno y fósforo, los cuales aparecen en grupos funcionales como: alcohol, tiol (-SH), éster, éter, ácido, sulfato, sulfonato, fosfato, amina, amida, entre otros.

La parte apolar se denomina *Lipofílica* o *hidrofóbica* por tener afinidad por los solventes orgánicos como hidrocarburos, aceites y grasas, está compuesta generalmente por un hidrocarburo aromático, parafínico o cicloparafínico.

Los surfactantes se clasifican de acuerdo a su tipo de molécula y más específicamente de acuerdo a la disociación de su molécula en solución de la siguiente manera:

- No iónicos: En solución acuosa no forman iones. Ejemplos: Alcoholes o fenoles etoxilados. Los surfactantes no iónicos de la familia de los monilfenoles etoxilados tienen algunas propiedades como: reducir la tensión interfacial en un sistema de fase aceitosa y fase acuosa; evitar la formación de emulsiones con los fluidos del yacimiento y garantizar que la roca del yacimiento este mojada preferiblemente por agua.

²⁶ Daños a la formación, INTEVEP

- Aniónicos: En solución acuosa se disocian en un anión anfífilo y un catión que por lo general es un metal o un amonio. Ejemplos: Aquil benceno, sulfanatos, sales de ácidos carboxílicos, lauril éster sulfato.
- Catiónicos: En solución acuosa se disocian en un catión anfífilo y un anión de tipo halogenado. Compuestos de amina, como el cloruro de amonio cuaternario. Un ejemplo de su mal uso se da en formaciones que contengan sílice, ya que en éstas invertirá la mojabilidad hacia el petróleo, al mismo tiempo que ayudará a estabilizar las emulsiones en caso de que se presenten
- Anfotéricos: Moléculas orgánicas cuyo grupo hidrofílico puede estar cargado positivamente, negativamente o sin carga, dependiendo del pH del medio. Ejemplos: Betainas.

En la industria generalmente se utilizan mezclas de surfactantes, las cuales contienen surfactantes de la misma clase, o de una clase mezclados con surfactantes no-iónicos. La mezcla de surfactantes aniónicos con surfactantes catiónicos genera precipitados, los cuales causan daño en la formación, por lo tanto se deben evitar.

El comportamiento de un sistema que contenga una fase aceitosa, una acuosa y un surfactante depende de:

- Las variables composicionales de cada uno de los componentes. (Fracciones o porcentajes en peso, mol o volumen de cada uno.
- Variables de formulación de cada uno de los componentes: salinidad, número de átomos de carbono del aceite o número de átomos de carbono equivalente del aceite si no es alcano lineal, balance hidrofílico-lipofílico del surfactante.
- pH
- variables externas como temperatura, presión y otras.

La invasión de algunos surfactantes puede alterar la mojabilidad de la formación, incrementando de este modo la movilidad de los finos, al mismo tiempo puede ocasionar cambios en las tensiones interfaciales del sistema y propiciar la formación de emulsiones, o el rompimiento de las mismas. En general las funciones de los surfactantes en las operaciones de pozo se pueden resumir en:

1. Garantizar las condiciones de mojabilidad por agua.
2. Bajar la tensión interfacial de los fluidos inyectados y/o de formación.
3. Retardar la acción de los ácidos en las operaciones de acidificación.
4. Actúan como desemmulsificantes.
5. Son dispersantes de partículas finas.
6. Previenen la precipitación de orgánicos (sludge).
7. Son agentes espumantes.
8. Actúan como inhibidores de corrosión.

La **tabla 2** resume los surfactantes más utilizados en las operaciones de intervención de pozos.²⁷

Operación	Función	Compuesto químico
Acidificación	Dispersantes (anti-sludge, preventor de emulsiones W/O)	Alquil fenoles y aquil amonios etoxilados.
	Inhibidores de corrosión	Alquilpiridinos disueltos en mezclas de ácido acético/fórmico, cinamoaldehido.
	Emulsificantes de ácidos en hidrocarburos	Sulfonatos de petróleo, sales de ácido carbóxico.
	Espumantes (N ₂ en ácido)	Alquil éster sulfatos, etoxilados y flourocarbonatos.
Fracturamiento	Dispersantes (anti sludge, preventor de emulsiones W/O)	Alquil fenoles y aquil amonios etoxilados.
Estimulación no reactiva	Rompimiento de emulsiones W/O	Alquil fenoles etoxilados.
	Restauración de mojabilidad	

Tabla 2. Uso de diferentes surfactantes en operaciones de intervención de pozos.

5.8.2 Solventes mutuales

Este tipo de sustancias es soluble tanto en agua como en aceite, por lo tanto se utilizan generalmente como medio para transportar los surfactantes hacia la interfase. Entre otras ventajas ayudan a mantener la mojabilidad de la roca por agua, lo que mantiene los surfactantes catiónicos en solución y lleva los aniónicos hacia la formación²⁸, al mismo tiempo, reducen la saturación residual del agua, al disminuir la tensión superficial entre la fase acuosa y las paredes del poro y ayudan a desestabilizar las emulsiones producidas entre el aceite de la formación y el fluido inducido en esta.

²⁷ Daños a la formación, INTEVEP

²⁸ En formaciones de areniscas.

5.8.3 Alcoholes

Se utilizan principalmente para eliminar los bloqueos por agua, gracias a la reducción en la tensión interfacial entre los fluidos que se encuentran en la formación lo que acelera el proceso de limpieza del pozo. Los alcoholes se encargan de reducir la presión de vapor de los fluidos acuosos inducidos acelerando su vaporización a condiciones de fondo, lo que genera una reducción en la saturación residual del líquido generando un incremento en la permeabilidad relativa del gas. Aun así los alcoholes son sustancias anfifilas capaces de reducir la tensión interfacial en menor escala que los surfactantes en sí.

6. ANTECEDENTES

A lo largo del desarrollo del campo se ha observado que al reestablecer la producción en pozos que hayan requerido una operación de “control de pozo” no se logra llegar a la línea base de producción que se tenía previa al trabajo. Ésta pérdida de la producción es atribuida a un bloqueo por líquidos generado al aumentar la saturación de líquido en el yacimiento lo que da paso a una reducción en la permeabilidad del gas condensado, a esto se le suma la distribución del tamaño de poro en el yacimiento, donde predomina un radio de poro $\sim [0,01 - 0,1]$ micras, característica que empeora el panorama ya que se sabe que para un sistema dado cuan menor sea el radio de poro mayor será la presión necesaria para permitir el flujo de fluidos en dicho sistema. A continuación, se muestra el caso de tres pozos en los cuales se ha observado este comportamiento.

6.1 PIEDEMONTE 1

Este es un pozo completado en la formación Antorcha, productor de gas condensado con una gravedad API promedio de 46.4° y unas propiedades petrofísicas bastante pobres comparado con otros pozos del mismo campo (de acuerdo a registros, se estima una porosidad de aproximadamente 3% y una permeabilidad en el rango de 1-3 mD, con un espesor neto de 241 ft, y una capacidad de flujo cercana a 600 md-ft).

En el momento de su completamiento se decidió realizar una operación de fracturamiento hidráulico. Al colocar el pozo en producción después del fracturamiento se observó que la respuesta no era la esperada al compararlo con el potencial que se estimaba durante su perforación (se esperaban aproximadamente 4,000 BOPD pero inicialmente el pozo solo produjo 900 BOPD), sin embargo, en el desarrollo del pozo se observó una mejora en su perfil de producción, la cual es atribuida al proceso de limpieza del yacimiento, (previo al trabajo de fracturamiento es necesario controlar el pozo, con un fluido acuoso, el cual también es utilizado en las pruebas de inyección, que hacen parte del fracturamiento).

6 meses después de iniciar la producción del pozo se decide evaluar la capacidad de inyección del pozo durante unos días, al reestablecer la producción se observa un aumento en el caudal de aceite de aproximadamente 150 BOPD y 1.2 MMSCFPD, la cual es atribuida a la inyección de gas.

Después de 1 año de estar produciendo se determinó que un trabajo de fracturamiento y re-fracturamiento hidráulico podría ayudar a maximizar el valor de producción del pozo, debido a que según algunos registros se evidenció que la fractura actual aportaba cerca del 50% de la producción, un re- fracturamiento podría ayudar a mejorar el potencial de aporte de dicho trabajo al colocar más propante en los canales ya abiertos. Al momento de fluir el pozo una vez se realizó el fracturamiento de la nueva zona y el re-fracturamiento se evidenció una pérdida de producción de aproximadamente 54% y 64% en los caudales de aceite y gas respectivamente, comparada con la producción que se tenía antes de dicha operación, lo cual se atribuye a un bloqueo por líquidos causado por la inyección de fluidos acuosos utilizados durante las operaciones de control del pozo realizadas previas a los trabajos de fracturamiento²⁹; el potencial del pozo se fue reestableciendo, sin embargo, se observa que éste proceso es muy lento por lo tanto se decide realizar nuevamente la inyección de gas para acelerar el proceso de limpieza del pozo³⁰, mejorando de esta forma su condición de producción; aproximadamente dos meses después de realizar dicha operación se observó que el pozo llegó nuevamente a la línea base de producción que se tenía antes del trabajo.

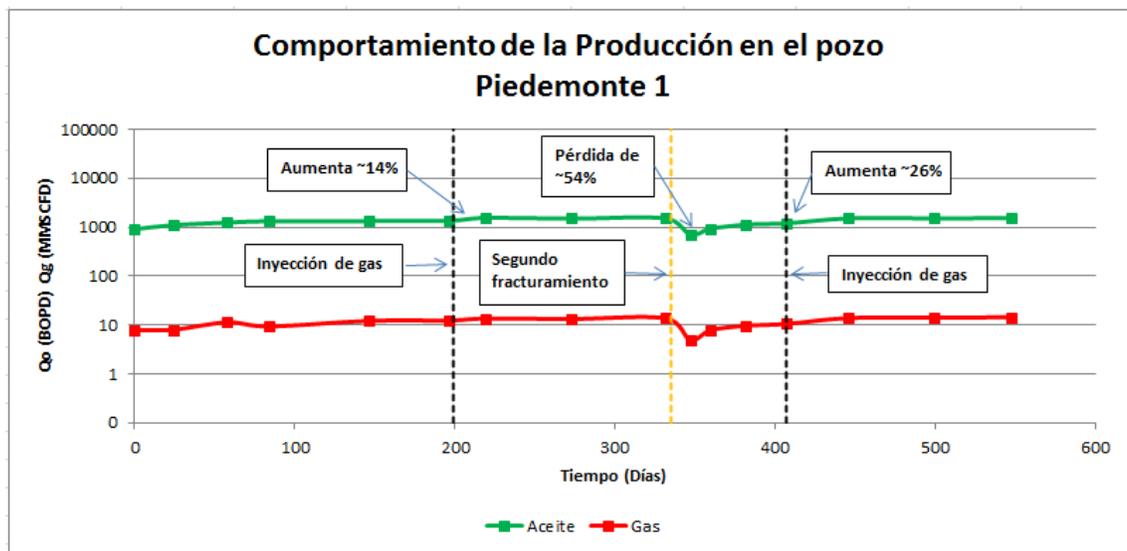


Figura 10. Comportamiento de la producción en el pozo Piedemonte-1

²⁹ Los fluidos inducidos en estas operaciones aumentan la saturación de líquidos en el yacimiento, reduciendo así la permeabilidad relativa del gas condensado.

³⁰ Se inyecta gas seco asumiendo que éste ayudará a evaporar y/o desplazar el frente de agua presente en el yacimiento.

6.2 PIEDEMONTE 2

Este es un pozo que fue completado inicialmente en la formación Antorcha (1,000 mD-ft), con un potencial de aproximadamente 3,000 BOPD y 25 MMSCFD, productor de gas condensado de una gravedad API promedio de 46.6°; tres meses después se decidió completar en las formaciones Valle y Valle invertido (5,000 mD-ft y 500 mD-ft respectivamente), lo cual incrementó su producción a 9,000 BOPD y 80 MMSCFD, con un corte de agua bastante bajo.

Durante la toma de un registro de producción 10 meses después de iniciar la producción del pozo, se presentó un problema con la herramienta utilizada, lo cual requirió el bombeo de cerca de 800 bls de fluido de control de los cuales aproximadamente 250 bls invadieron la formación. Una vez se recuperó la herramienta se reestableció la producción del pozo, sin embargo, se observó que su potencial el producción se redujo en 20% y 19% en los caudales de aceite y gas respectivamente ([14, 26 y 30] % de Valle, Valle invertido y Antorcha respectivamente, de acuerdo a registros).

Con base en esto se decidió cañonear nuevamente las Formaciones de Valle y Valle invertido con el fin de pasar por alto el daño generado y acelerar la limpieza del yacimiento aumentando el área efectiva de flujo, logrando de esta forma reestablecer la producción perdida; las pruebas de producción realizadas una vez se completó el trabajo mostraron un aumento en la producción de 600 BOPD y 8 MMSCF (en promedio 11% en los dos fluidos).

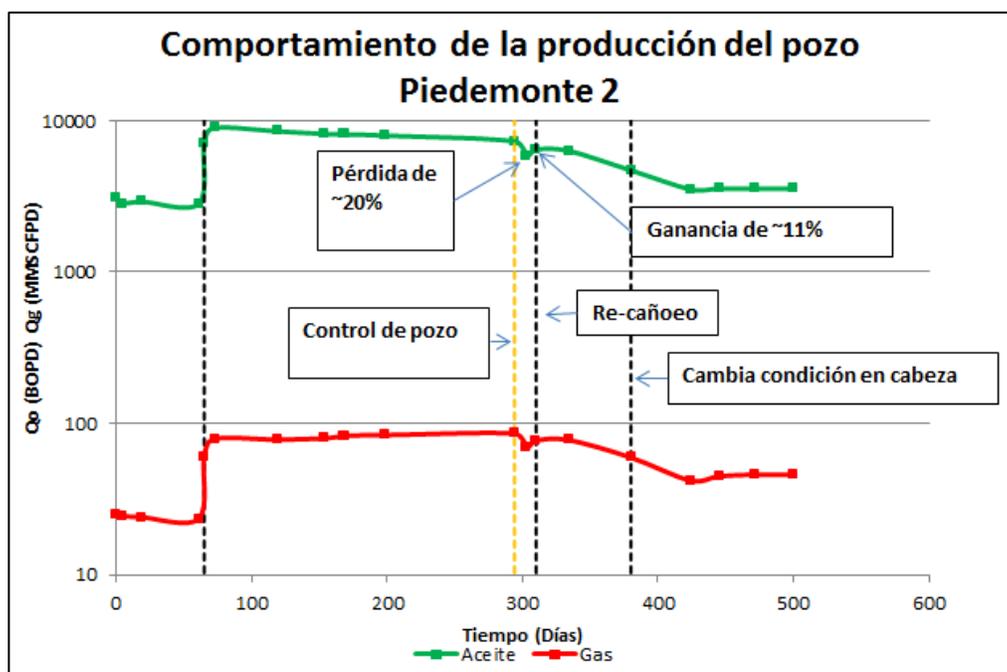


Figura 11. Comportamiento de la producción en el pozo Piedemonte-2

6.3 PIEDEMONTE 3

Este es un pozo productor de gas condensado (42.3° API) completado en la Formación Antorcha, cuenta con una porosidad de 3.5% aproximadamente y una capacidad de flujo cercana a 2,180mD-ft y con unos caudales de producción cercanos a 1,950 BOPD y 17,6 MMSCFD. Casi un año después de haber iniciado su producción se presentó un problema durante la toma de un registro de producción, lo cual requirió del control del pozo; se calcula que aproximadamente 400 bls del fluido de control fueron inducidos en el yacimiento, los cuales causaron un bloqueo por líquidos en éste; una prueba de pozo llevada a cabo después de controlar la situación mostró una reducción de 50% en los caudales de aceite y gas.

Pese a que con el paso del tiempo se observaba que el perfil de producción del pozo iba mejorando, se notó que la limpieza del mismo era muy lenta, con base en esto se decidió realizar al pozo un trabajo de estimulación con gas³¹, el cual

³¹ GaStim, consiste en el bombeo de micelares a través de gas seco, técnica que combina las ventajas de la estimulación a través de gas seco y la estimulación con químicos, lo que genera un proceso más eficiente para remover los bloqueos por líquidos en el yacimiento. A. Restrepo, A. Ocampo, J. Clavijo; Equion Energía Ltd; S. Lopera, M. Diaz, UNAL de Colombia,;

permitiría remover el bloqueo de líquidos, con esto se observó una ganancia de aproximadamente 300 BOPD y 3 MMSCFPD (19% y 21% respectivamente), con lo cual el pozo vuelve a la línea base que se tenía antes de la operación de control de pozo que causó el bloqueo por líquidos en el yacimiento.

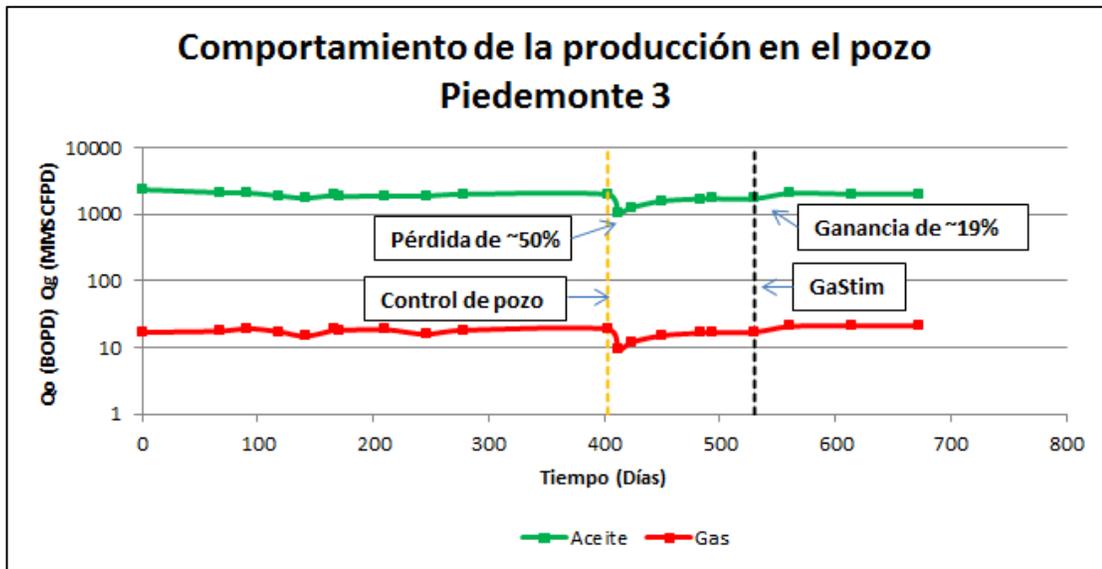
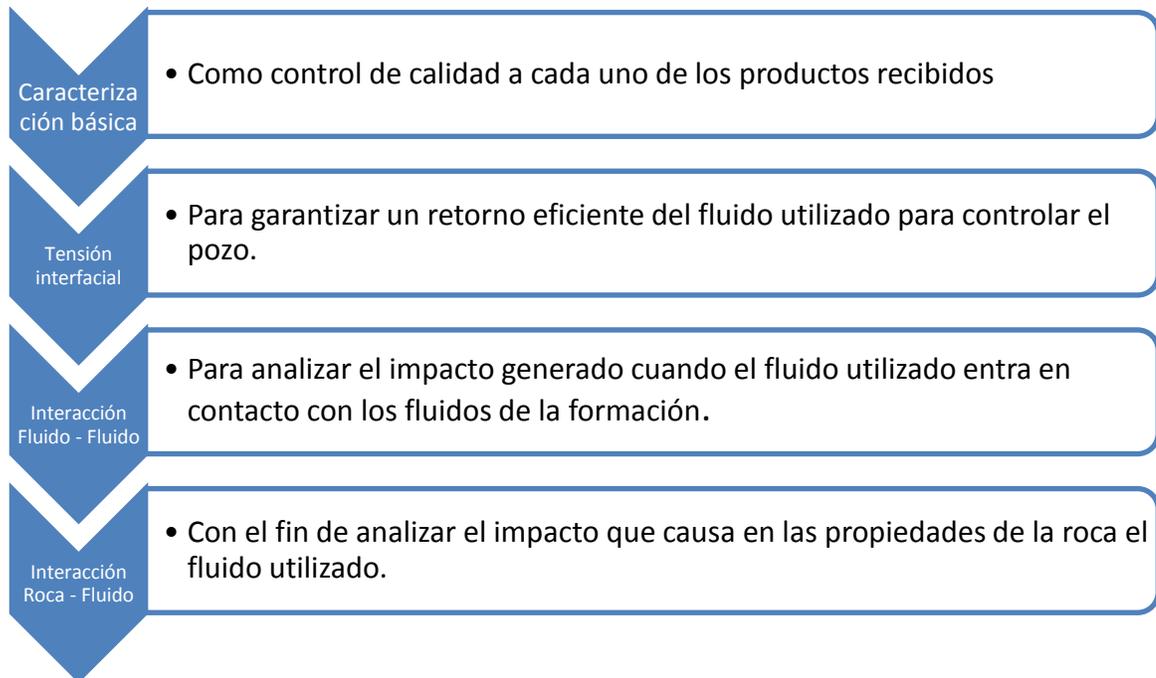


Figura 12. Comportamiento de la producción en el pozo Piedemonte-3

7. METODOLOGÍA

Debido a la necesidad de buscar un nuevo fluido para las operaciones de control de pozo en el campo Piedemonte que tuviera un mejor comportamiento que el fluido que se venía utilizando, se le propuso a 8 compañías (Halliburton, Schlumberger, Baker, Petroraza, Calfrac, Latinamerican, Nalco y Weatherford) que formularan algunos fluidos teniendo en cuenta las propiedades petrofísicas del Piedemonte.

Al tener las formulaciones propuestas por cada una de las compañías, el proceso de análisis se llevó a cabo de la siguiente manera:



7.1 CARACTERIZACIÓN BÁSICA

Los productos formulados por cada una de las compañías fueron enviados por cada una de las compañías a los laboratorios de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación, en Guatimar – Piedecuesta, en donde previo a la preparación de las formulaciones pasan por una etapa de caracterización básica.

Esta etapa se realiza con el fin de hacerle un seguimiento de control y calidad a cada uno de los aditivos y los productos que se utilizaron durante todo el proceso, garantizando de esta manera que los fluidos evaluados sean los mismos utilizados

en campo. Las pruebas realizadas durante esta etapa fueron: Densidad, pH, Índice de refracción y Espectro Infrarrojo. Los resultados obtenidos para los aditivos se compararon con los reportados en las fichas de seguridad de cada producto.

7.1.1 Solubilidad

En tubos de ensayo se agregó el producto y agua de Villatina en una proporción de 75:25 (3ml de producto y 1 ml de agua de Villatina) y se determinó la solubilidad cualitativamente como soluble, insoluble, dispersible o forma emulsión.

7.1.2 Densidad

Se realiza utilizando picnómetros de vidrio con volúmenes conocidos y calibrados.



7.1.3 pH

Se realiza utilizando tiras indicadoras de pH para rangos de 1-14 y 1-6, al mismo tiempo el valor es rectificado con la medición a través de un pHmetro para las soluciones inorgánicas.

7.1.4 Índice de refracción

La prueba se realiza utilizando un Refractómetro RF M 960 Marca Bellingham + Stanley Ltda.



7.1.5 Espectro infrarrojo

Se realiza utilizando un Espectrofotómetro Infrarrojo BRUKER Modelo Tensor 27.

7.2 EVALUACIÓN DE LA TENSIÓN INTERFACIAL

El análisis de los productos formulados se dió inicio con una evaluación de la tensión interfacial, teniendo en cuenta las ventajas que representa tener en el yacimiento valores bajos de tensión interfacial, puesto que con una baja tensión interfacial en el sistema se logrará un retorno rápido y efectivo del fluido inyectado.

Para su medición se utilizó el método de la gota giratoria con el equipo *Spinning Drop* de los laboratorios de Antek. Para las formulaciones base agua se utilizó como referencia el crudo del pozo Piedemonte-5 y para las formulaciones base Diésel (formuladas por algunas compañías como pre-flujos de sus propios tratamientos), se utilizó la salmuera base empleada en campo. Se decidió que el valor límite de tensión interfacial en el sistema debía ser menor a 0.2 dn/cm a 80°C.

7.3 INTERACCIÓN FLUIDO – FLUIDO

En la etapa de interacción fluido-fluido se hicieron diferentes pruebas en las que se iba evaluando el comportamiento de los fluidos propuestos con los fluidos de formación. Para este análisis se utilizaron las salmueras y los crudos de dos pozos (Piedemonte-1 y Piedemonte-4).

Durante esta etapa se realizaron cuatro tipos de prueba: sludge, mojabilidad³², compatibilidad y rompimiento de emulsiones. Los procedimientos de estas pruebas están basados en la norma API-RP 42 de 1990, a excepción del correspondiente a la prueba de compatibilidad, el cual hace parte de un procedimiento interno del laboratorio en donde se realizaron dichas pruebas.

Al terminar cada una de las pruebas correspondientes al ciclo de interacción fluido-fluido se realizó un análisis de los resultados, continuando las pruebas con los fluidos que presentaron un buen comportamiento. Al finalizar ésta etapa se escogieron los dos fluidos con los cuales se obtuvo una mejor respuesta en cada uno de los pozos y con estos se dió inicio a la etapa de interacción roca-fluido.

Los procedimientos para cada una de las pruebas que conforman la etapa de interacción fluido – fluido son los siguientes:

7.3.1 Sludge

Esta prueba se realiza con el fin de determinar si el fluido propuesto por cada compañía genera este tipo de precipitado al entrar en contacto con el crudo de la formación. El procedimiento para realizar esta prueba es el siguiente:

1. En un frasco de 120 ml se colocan 50 ml del fluido de control a evaluar con 50 ml de crudo.
2. Se agita la mezcla vigorosamente durante 1 minuto.
3. Se coloca la mezcla a 90°C durante 24 horas.
4. Al terminar las 24 horas se pasa la mezcla a través de una malla 100 mesh. Si no se observan sólidos retenidos en la malla no se ha formado sludge, si

³² Aunque la mojabilidad es una propiedad relacionada con la interacción roca – fluido, se decide evaluar en ésta etapa como parte de los procesos de filtros diseñados.

por el contrario hay sólidos presentes en la malla, ésta se debe lavar con agua caliente y con aceite mineral, estos fluidos disuelven las emulsiones y las parafinas, pero no disuelven el sludge, por lo tanto si al finalizar el lavado aún hay presencia de sólidos en la malla se puede afirmar que la mezcla ha formado sludge.

Los resultados cualitativos de la prueba se reportan de la siguiente manera:

Sin sludge: Cuando no quedan partículas sólidas retenidas en la malla.

Trazas: Cuando la cantidad de sólidos en la malla son muy pocos, y son pequeños.

Moderado: Cuando es obvia la presencia de sólidos en la malla

Abundante: Cuando quedan muchos sólidos retenidos en la malla.

7.3.2 Mojabilidad visual

Esta prueba se realiza con el fin de determinar la tendencia humectante del fluido de control. Se realizó en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos de la UIS, sede Guatiguará. El procedimiento es el siguiente:

1. En 50 ml del Fluido de control, se adicionan 26,5 gr de arena Ottawa de 50-100 mesh y se deja en remojo durante media hora.
2. Después de media hora se decanta la solución y se separa la arena.
3. En probetas separadas se colocan 100 ml de Agua de Villatina y varsol.
4. A continuación se adiciona la arena humectada en cada una de las probetas observando la dispersión de las partículas o su tendencia a formar grumos cuando entra en contacto con cada uno de los fluidos.

Los resultados se registran de la siguiente manera:

Mojado por agua: Si la arena se dispersa en agua y forma grumos en el varsol.

Mojado por aceite: Si la arena se dispersa en varsol y forma grumos en el agua.

Mojabilidad mixta: Si la arena no se dispersa en ninguno de los dos fluidos.

7.3.3 Compatibilidad

Durante esta prueba se evalúa la formación de precipitados o cristales cuando el fluido formulado entra en contacto con los fluidos de la formación. Esta prueba está constituida por dos etapas, en la primera etapa se analiza la compatibilidad entre el agua de formación y el fluido, y en la segunda etapa se evalúa la compatibilidad de todo el sistema, agua de formación-crudo-fluido de control.

7.3.3.1 Compatibilidad con salmuera

Debido al bajo BSW de los pozos evaluado de Piedemonte, no fue posible trabajar con el agua de formación de cada uno de los pozos, por lo tanto se decidió preparar una salmuera sintética con composición eléctrica equivalente al agua de formación de cada pozo. El procedimiento para esta etapa es el siguiente:

1. Se mezclan 75 ml del producto a evaluar con 25 ml de la salmuera.
2. Se agita la solución a 14000 rpm durante 1 minuto.
3. Se coloca la solución en un frasco tapa azul y se lleva al horno a 90°C durante 24 horas. Se realizan observaciones del sistema a los 30 minutos, a 1, 2, 4, 6 y 24 horas.
4. Al completar las 24 horas se realiza la última observación y se continúa con la siguiente etapa.
5. Se realiza el mismo procedimiento, variando la concentración de los dos fluidos a 50 ml de fluido de control con 50 ml de salmuera, y 25 ml de fluido de control con 75 ml de salmuera.

7.3.3.2 Compatibilidad con crudo

Si durante la prueba de compatibilidad con salmuera no se evidenció la formación de cristales ni precipitados³³ se continúa con esta etapa, de modo contrario, se clasifica el producto como incompatible y no se sigue evaluando. El procedimiento para la prueba de compatibilidad con crudo es el siguiente:

1. Se agita manualmente la solución utilizada durante la prueba de compatibilidad con salmuera y se toma una alícuota de 50 ml, la cual se mezcla con 50 ml de crudo.

³³ El producto se clasifica como incompatible si ha presentado formación de precipitados o cristales para al menos una de las tres proporciones evaluadas.

2. Se emulsifica la mezcla a 14000 rpm durante 1 minuto.
3. Se conserva la mezcla en un tarro tapa azul y se lleva al horno a 90°C durante 24 horas. Se realizan observaciones del sistema a los 30 minutos, a 1, 2, 4, 6 y 24 horas.

7.3.3.3 Compatibilidad por variación de temperatura

En esta prueba se evalúa la formación de cristales o precipitados de las mezclas a temperatura ambiente. El procedimiento es el siguiente:

1. Una vez se ha determinado que el fluido es compatible con crudo a 90°C, se deja en reposo durante 24 hrs a temperatura ambiente.
2. Al completar las 24 hrs de reposo de la muestra se observa si ésta ha formado o no cristales o precipitados.

Los productos que no presentan incompatibilidad con los fluidos de la formación se continúan evaluando.

7.3.4 Rompimiento de emulsiones

El objetivo de esta prueba es evaluar a condiciones de laboratorio la estabilidad de las emulsiones formadas una vez entran en contacto el fluido de control propuesto por cada una de las compañías y el crudo de la formación en presencia de finos³⁴, (los finos de la formación fueron reemplazados por una mezcla de Arena Ottawa y Bentonita en una proporción 50/50). El procedimiento para llevar a cabo la prueba es el siguiente:

1. Se mezclan 75 ml del producto a evaluar con 25 ml de crudo y 2.5 gr de finos de 200 mesh.
2. Se emulsifica la mezcla agitándola a 14000 rpm durante 30 segundos.
3. A continuación se coloca la mezcla en una probeta graduada y se realizan las lecturas del volumen de fase acuosa libre a los 15 minutos, 1 hora y 24 horas.
4. Se repite el procedimiento, variando las concentraciones a 50 ml de producto con 50 ml de crudo y 25 ml de producto con 75 ml de crudo.

³⁴ Los finos hacen que las emulsiones se estabilicen ubicándose en la interfase impidiendo la coalescencia de las gotas.

7.4 INTERACCIÓN ROCA – FLUIDO

De acuerdo a los resultados obtenidos durante la etapa de interacción fluido – fluido se seleccionan los dos fluidos que hayan presentado un mejor comportamiento para cada uno de los pozos evaluados y se procede a ejecutar la etapa de interacción roca – fluido. Previamente se evalúa la interacción entre el fluido de control que se ha venido utilizando en las operaciones de Piedemonte, los fluidos de la formación y la roca del yacimiento.

7.4.1 Fluido Actual

El protocolo de desplazamiento realizado para el fluido de control actual se describe a continuación:

FLUIDO ACTUAL		
PASO	DESCRIPCIÓN	JUSTIFICACIÓN
1	Inyección de 10 VP estabilizados de agua de producción	Medición de Ka
2	Ciclos estabilizados de 10 VP de agua-crudo hasta que difieran en menos del 5%	Medición de Kr a condiciones estabilizadas de Swir y Sor.
3	Inyección de 10 VP de crudo estabilizados.	Saturación del medio con crudo. Medición de Kr a condiciones de Swir para establecer un valor de referencia.
4	Inyección de 5 VP del fluido de control	Para controlar el pozo
24 horas de remojo		
5	Inyección de 10 VP estabilizados de crudo	Medición de Ke del crudo
6	Inyección de 10 VP estabilizados de agua	Medición de Ke del agua final
7	Inyección de crudo	Medición de Ke del crudo final

Tabla 3. Protocolo de desplazamiento para el fluido actual.

7.4.2 Fluidos propuestos

El protocolo realizado para cada uno de los desplazamientos de los nuevos productos diseñados se describe a continuación:

FLUIDOS EVALUADOS		
PASO	DESCRIPCIÓN	JUSTIFICACIÓN
1	Inyección de 10 VP estabilizados de agua de formación	Medición de Ka
2	Ciclos estabilizados de 10 VP de agua-crudo hasta que difieran en menos del 5%	Medición de Kr a condiciones estabilizadas de Swir y Sor.
3	Inyección de 10 VP de crudo estabilizados.	Saturación del medio con crudo. Medición de Kr a condiciones de Swir para establecer un valor de referencia.
4	Inyección de 3 VP del preflujo orgánico	Para mitigar los efectos asociados al bloqueo de líquidos que puede generar el fluido de control.
12 Horas de remojo		
5	Inyección de 10 VP estabilizados de crudo	Medición de Ke del crudo
6	Inyección de 10 VP estabilizados de agua	Medición de Ke del agua
7	Inyección de crudo	Saturación del medio poroso con aceite
8	Inyección de 5 VP del fluido de control	Para controlar el pozo
24 horas de remojo		
9	Inyección de 10 VP estabilizados de crudo	Medición de Ke del crudo
10	Inyección de 10 VP estabilizados de agua	Medición de Ke del agua
11	Inyección de 1 VP del preflujo orgánico	Para simular su retorno
12	Inyección de 10 VP estabilizados de crudo	Medición de Ke del crudo
13	Inyección de 10 VP estabilizados de agua	Medición de Ke del agua final
14	Inyección de crudo	Medición de Ke del crudo final

Tabla 4. Protocolo de desplazamiento para los fluidos propuestos.

La figura 13 representa el árbol de decisiones diseñado para la ejecución del proyecto.

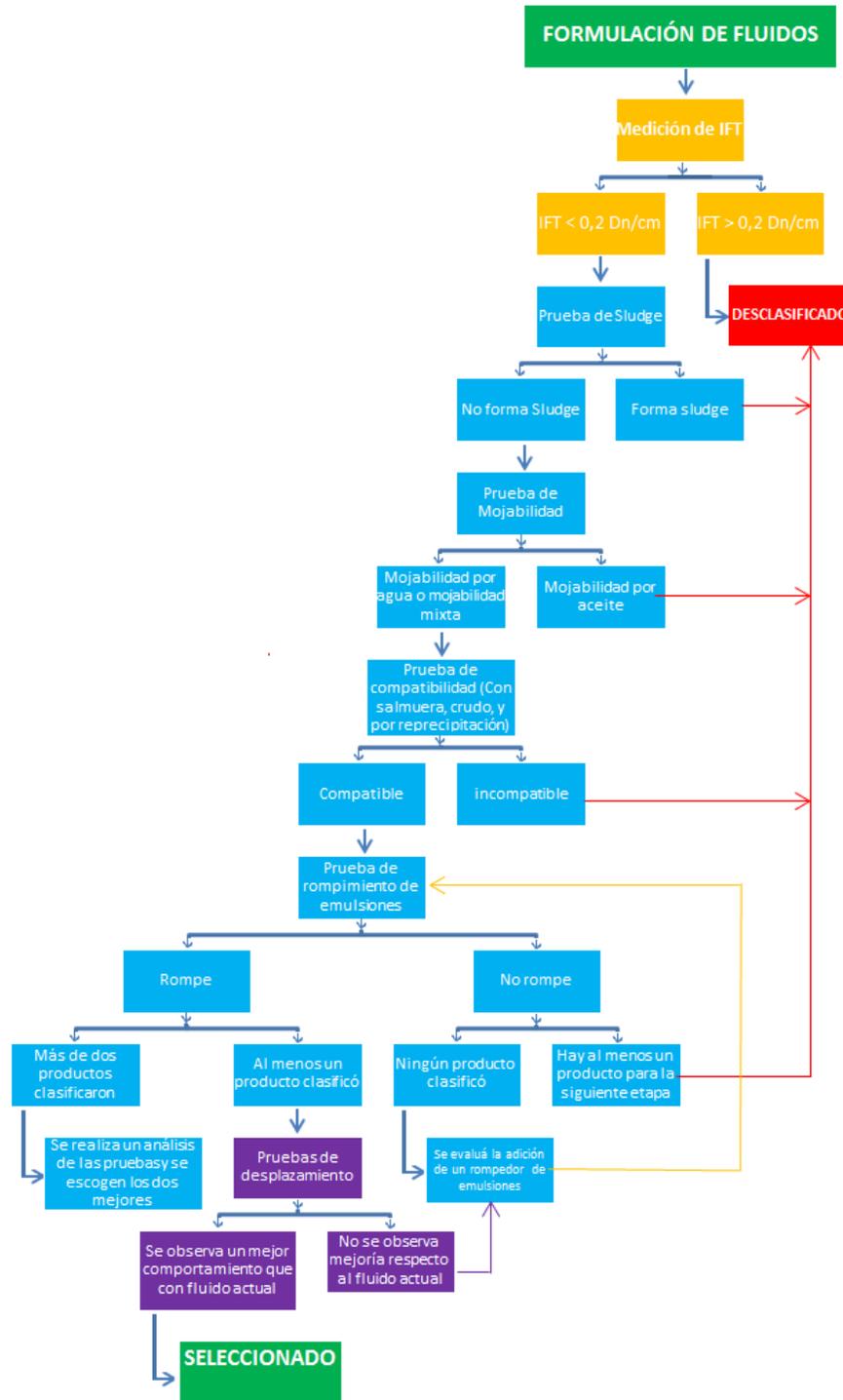


Figura 13. Árbol de decisiones del proyecto.

8. RESULTADOS

8.1 TENSIÓN INTERFACIAL

Al realizar la prueba de tensión interfacial a los fluidos formulados por cada una de las compañías se obtuvieron los siguientes resultados:

Debido a que los resultados obtenidos durante esta prueba excedieron el límite establecido (0,2 Dn/cm @ 80°C), se les pidió a las compañías que reformularan sus productos de tal manera que presentaran una menor tensión interfacial garantizando un retorno eficiente del fluido durante su limpieza una vez concluida la operación. A los productos re-formulados se les determinó la tensión interfacial y el resultado fue el siguiente:

En total fueron evaluados 21 fluidos de los cuales 15 pasaron a la siguiente etapa (9 fluidos de control y 6 tratamientos orgánicos). Las **tablas 6 y 7** resumen los fluidos de control y los tratamientos orgánicos que continúan en evaluación.

Con base en un acuerdo de confidencialidad a cada compañía se le asignó una letra para su identificación, así mismo a cada fluido se le asignó un código de identificación compuesto por dos letras y un número; la primera letra es la F y hace referencia a la palabra “Fluido”, la segunda letra corresponde a la compañía a la cual pertenece cada producto y el número hace parte de la numeración de los productos en cada empresa.

Cada fluido de control está compuesto principalmente por la salmuera base utilizada por la compañía (Agua de Villatina) y un surfactante, cuya composición y proporción varía de acuerdo a cada compañía; al mismo tiempo, cada formulación contiene algunos aditivos como solventes mutuales, solventes aromáticos, entre otros.

Compañía	Identificación	IFT, md	Temperatura, °C
A	FA1	0,016	80
	FA2	0,1	80
C	FC1	0,247	80
	FC2	0,45	80
B	FB1	0,14	80
	FB2	0,19	80
	FB3	0,184	80
G	FG2	0,075	80
H	FH2	0,079	80
	FH3	0,259	80
E	FE5	0,116	80
	FE6	0,104	80
	FE7	0,0225	80
	FE3	0,0941	80
F	FF4	0,102	80
	FF5	0,0914	80
	FF6	0,02	80
D	FD4	0,211	80
	FD5	0,185	80
	FD6	0,521	80
	FD7	0,426	80

Tabla 5. Resultados de tensión interfacial para los diferentes fluidos evaluados.

FLUIDOS DE CONTROL			
Compañía	Identificación	IFT, md	Temperatura, °C
A	FA1	0,016	80
B	FB1	0,14	80
	FB2	0,19	80
	FB3	0,184	80
G	FG2	0,075	80
H	FH2	0,079	80
E	FE3	0,0941	80
F	FF6	0,02	80
D	FD5	0,185	80

Tabla 6. Fluidos de control con IFT < 0,2 Dn/cm

TRATAMIENTOS ORGÁNICOS			
Compañía	Identificación	IFT, md	Temperatura, °C
A	FA2	0,1	80
E	FE5	0,116	80
	FE6	0,104	80
	FE7	0,0225	80
F	FF4	0,102	80
	FF5	0,0914	80

Tabla 7. Preflujos orgánicos con IFT < 0,2 Dn/cm

8.2 CARACTERIZACIÓN BÁSICA DE LOS FLUIDOS

8.2.1 Solubilidad

En las **tablas 8 y 9** se presentan los resultados de solubilidad con agua de Villatina para los fluidos de control y los tratamientos orgánicos formulados. De acuerdo a los resultados obtenidos, 7 de los fluidos de control fueron completamente solubles, mientras 2 de estos presentaron un comportamiento dispersible. Los 6 tratamientos orgánicos fueron insolubles.

Solubilidad de fluidos de control				
ID	Soluble	Insoluble	Dispersible	Forma Emulsión
FA1	x			
FB1	x			
FB2	x			
FB3	x			
FG2	x			
FH2	x			
FE3	x			
FF6			x	
FD5			x	

Tabla 8. Resultados de densidad para los fluidos de control.

Solubilidad de tratamientos orgánicos				
ID	Soluble	Insoluble	Dispersible	Forma Emulsión
FA2		X		
FE5		X		
FE6		X		
FE7		X		
FF4		X		
FF5		X		

Tabla 9. Resultados de densidad para los preflujos orgánicos.

8.2.2 Densidad

Los resultados de densidad para los fluidos de control y los tratamientos orgánicos formulados se muestran en las **tablas 10 y 11**. El rango de densidades presentado por los distintos fluidos de control varía desde 0,993 g/ml hasta 1,073 g/ml.

8.2.3 pH

En las **tablas 10 y 11** se registran los resultados de pH obtenidos para cada uno de los fluidos de control y los tratamientos orgánicos formulados.

8.2.4 Índice de refracción

El índice de refracción de cada uno de los productos formulados por las compañías se puede observar en las **tablas 10 y 11**. Se puede observar que los Fluidos de control tienen índice de refracción que varía en un rango desde 1,336 a 1,3483, y los tratamientos orgánicos presentan variación desde 1,4571 hasta 1,4734.

Propiedades básicas de los fluidos de control				
ID	pH	Índice de refracción	Densidad	
			g/ml	LPG
FA1	5	1,3336	0,996	8,312
FB1	11	1,3481	1,072	8,946
FB2	11	1,3482	1,073	8,955
FB3	11	1,3481	1,073	8,955
FD5	4,5 - 5	1,3362	0,993	8,287
FE3	7	1,3355	1,004	8,379
FF6	4	0,3385	0,994	8,295
FG2	4	1,3458	1,001	8,354
FH2	8	1,3483	0,995	8,304

Tabla 10. Propiedades básicas de los fluidos de control.

Propiedades básicas de los tratamientos orgánicos				
ID	pH	Índice de refracción	Densidad	
			g/ml	LPG
FA2	4,5	1,4671	0,851	7,102
FE5	6	1,4717	0,845	7,052
FE6	4,5 - 5	1,4719	0,854	7,127
FE7	4,5 -5	1,4571	0,868	7,244
FF4	5	1,4734	0,850	7,094
FF5	5	1,4694	0,861	7,185

Tabla 11. Propiedades básicas de los preflujos orgánicos.

8.3 INTERACCIÓN FLUIDO – FLUIDO

8.3.1 Sludge

Al llevar a cabo la prueba de sludge con los fluidos de control y el crudo de los dos pozos evaluado no se observó la formación de dicho precipitado, con base en esto todos los productos formulados, pasaron a la siguiente prueba.

8.3.2 Mojabilidad visual

Al realizar la prueba de mojabilidad a los productos formulados 7 de ellos mostraron una tendencia a mojar la arena por el agua, mientras que dos de ellos presentaron una tendencia de mojabilidad mixta, sin embargo el producto identificado como FG2 mostró una tendencia a humectar la arena fuertemente por agua y levemente por aceite, mientras que el producto FH2 presentó una tendencia a humectar la arena fuertemente por los dos fluidos. La **tabla 13** resume los resultados obtenidos³⁵.

Producto	M. Agua	M. Aceite	M. Mixta
FA1	x		
FB1	x		
FB2	x		
FB3	x		
FG2			x
FH2			x
FE3	x		
FF6	x		
FD5	x		

Tabla 12. Resultados de la prueba de mojabilidad visual

³⁵ Los resultados durante la prueba de sludge son los mismos para los dos pozos evaluados.

8.3.3 Compatibilidad

Aunque el producto FG2 pasó las pruebas de sludge y de mojabilidad, éste no se continuó evaluando debido a que los aditivos suministrados por la compañía para preparar nuevamente la formulación no tenían las mismas características de los suministrados al principio del proyecto.

Los resultados de compatibilidad para los 8 productos restantes con los fluidos de los pozos Piedemonte-1 y Piedemonte- 4 se presentan a continuación.

8.3.3.1 Piedemonte – 1

Compatibilidad con salmuera

Al realizar la prueba de compatibilidad con salmuera del pozo Piedemonte-1, se observó que solo los productos **FA1**, **FD5** y **FF6** no propiciaron la formación de precipitados en ninguna proporción, con base en esto se realizó la siguiente prueba para estos tres productos.

Compatibilidad con crudo

Al evaluar la compatibilidad de los productos **FA1**, **FD5** y **FF6** con el crudo del pozo Piedemonte -1 no se observó la formación de cristales ni precipitados para ninguna de las tres proporciones evaluadas en ninguno de los tres productos. La **tabla 14**: resume los resultados de compatibilidad con salmuera y crudo para este pozo.

Compatibilidad por variación de temperatura

Debido a que los productos **FA1**, **FD5** y **FF6** no mostraron incompatibilidad con salmuera ni con crudo del pozo Piedemonte-1 a 90°C, se dejan en reposo durante 24 hrs, al transcurrir dicho tiempo se observa que la solución que contiene el producto identificado como **FD5** y la salmuera del pozo en una proporción de 25:75 presenta la formación de unos pocos precipitados a una temperatura cercana a los 90°C, a medida que la temperatura se acercaba a la temperatura ambiente se evidenció la formación de un gran número de cristales en la solución. La muestra de crudo para dicha solución también presentó la formación de unos pocos precipitados a temperatura ambiente.

Los productos identificados como **FA1** y **FF6** no muestran incompatibilidad en ninguna de las concentraciones evaluadas ni con salmuera ni con crudo, por lo

tanto se continúa el proceso con estas formulaciones. La **tabla 15** presenta los resultados de esta prueba.

PRUEBA DE COMPATIBILIDAD CON LOS FLUIDOS DEL POZO PIEDEMONTTE-1						
Producto	25:75		50:50		75:25	
	Salmuera	Crudo	Salmuera	Crudo	Salmuera	Crudo
FA1						
FB1		-----		-----		-----
FB2		-----		-----		-----
FB3		-----		-----		-----
FD5						
FE3		-----		-----		-----
FF6						
FH2		-----		-----		-----

Tabla 13. Resultados de la prueba de compatibilidad con crudo y salmuera para el pozo Piedemonte-1



Incompatible



Compatible

PRUEBA DE REPRECIPITACIÓN CON LOS FLUIDOS DEL POZO PIEDEMONTTE-1						
Producto	25:75		50:50		75:25	
	Salmuera	Crudo	Salmuera	Crudo	Salmuera	Crudo
FA1						
FD5						
FF6						

Tabla 14. Resultados de la prueba de compatibilidad por variación de temperatura para el pozo Piedemonte-1

8.3.3.2 Piedemonte – 4

Compatibilidad con salmuera

Al realizar la prueba de compatibilidad con salmuera del pozo Piedemonte-4, se observó que solo los productos **FA1**, **FD5** y **FF6** mostraron compatibilidad para todas las proporciones; mientras que en los productos **FB1**, **FB2** y **FB3** se observó la presencia de cristales en las tres proporciones evaluadas, por otro lado el producto identificado como **FE3** formó un precipitado de color marrón al entrar en contacto con el agua de producción, y el producto **FH2** mostró la formación de un precipitado color blanco cuando se pone en contacto con el agua de producción de dicho pozo.

Compatibilidad con crudo

De acuerdo a los resultados obtenidos durante las pruebas de compatibilidad con salmuera solo los productos **FA1**, **FD5** y **FF6** presentaron compatibilidad, al evaluar la compatibilidad de los mismos con el crudo del pozo Piedemonte-4 no se observó la formación de cristales ni precipitados para ninguna de las tres proporciones evaluadas en ninguno de los tres productos. La **tabla 16**: resume los resultados de compatibilidad con salmuera y crudo para el pozo Piedemonte -4.

Compatibilidad por variación de temperatura

Debido a que los productos **FA1**, **FD5** y **FF6** no mostraron incompatibilidad con salmuera ni con crudo del pozo Piedemonte-1, se dejan en reposo durante 24 hrs, al transcurrir dicho tiempo se observa que la muestra que contiene el fluido **FD5** presentó precipitados de color blanco en dos de las concentraciones evaluadas tanto con salmuera como con crudo, con base en esto, se declara la formulación como incompatible con los fluidos de este pozo, y se continua el proceso de evaluación los productos **FA1** y **FF6**. La **tabla 17** presenta los resultados de esta prueba.

PRUEBA DE COMPATIBILIDAD CON LOS FLUIDOS DEL POZO PIEDEMONTTE-4						
Producto	25:75		50:50		75:25	
	Salmuera	Crudo	Salmuera	Crudo	Salmuera	Crudo
FA1						
FB1		-----		-----		-----
FB2		-----		-----		-----
FB3		-----		-----		-----
FD5						
FE3		-----		-----		-----
FF6						
FH2		-----		-----		-----

Tabla 15. Resultados de la prueba de compatibilidad con crudo y salmuera para el pozo Piedemonte-4



Incompatible



Compatible

PRUEBA DE REPRECIPITACIÓN CON LOS FLUIDOS DEL POZO PIEDEMONTTE-4						
Producto	25:75		50:50		75:25	
	Salmuera	Crudo	Salmuera	Crudo	Salmuera	Crudo
FA1						
FD5						
FF6						

Tabla 16. Resultados de la prueba de compatibilidad por variación de temperatura para el pozo Piedemonte-4

8.3.4 Rompimiento de emulsiones

Con base en los resultados obtenidos previamente, solo los productos identificados como **FA1** y **FF6** presentan compatibilidad tanto con los fluidos del pozo Piedemonte-1 y Piedemonte-4, por lo tanto la prueba de rompimiento de emulsiones se realiza solo con dichos productos. Los **gráficos 14 y 15** muestran el porcentaje de rompimiento de la fase acuosa para las tres proporciones evaluadas después de 24 horas para los pozos Piedemonte-1 y Piedemonte-4.

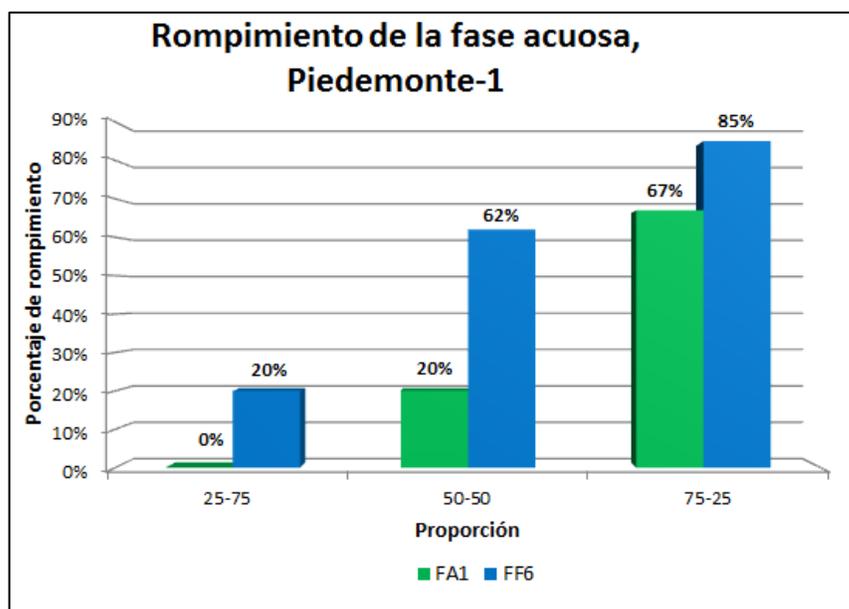


Figura 14. Resultados de la prueba de rompimiento de emulsiones para el pozo Piedemonte-1

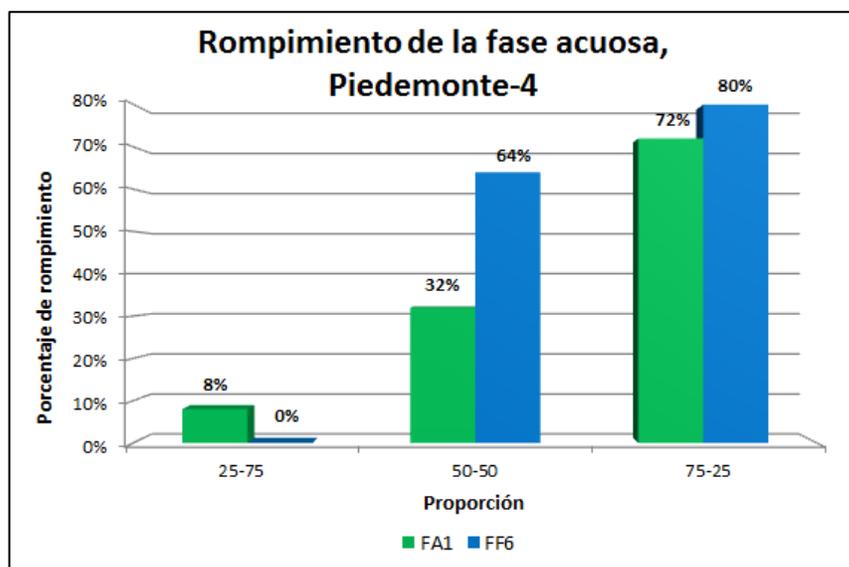


Figura 15. Resultados de la prueba de rompimiento de emulsiones para el pozo Piedemonte-4

De acuerdo a estos resultados se puede observar que el producto identificado como **FF6** presenta un porcentaje de rompimiento de la fase acuosa superior al rompimiento con el producto **FA1**, salvo en la proporción 25-75 con el crudo del pozo Piedemonte-4, en donde no se observó rompimiento, mientras que con el producto FA1 se observó cerca del 8% de la fase acuosa libre.

8.3.5 Compatibilidad pre-flujos orgánicos

Las compañías a las cuales pertenecen los fluidos **FA1** y **FF6**, los cuales fueron seleccionados durante la etapa de interacción fluido-fluido para llevar a cabo la etapa de interacción roca-fluido, propusieron también el uso de un pre-flujo orgánico para minimizar los efectos asociados a bloqueo por líquidos relacionados con la inducción del fluido de control en el yacimiento.

Previo a realizar las pruebas de interacción roca-fluido se evalúa la compatibilidad de dichos preflujos con los fluidos del yacimiento siguiendo el mismo protocolo empleado para evaluar la compatibilidad de los fluidos de control formulados.

8.3.5.1 Piedemonte-1

Durante las pruebas de compatibilidad con salmuera y crudo y las pruebas de reprecipitación no se observó la presencia de precipitados para los productos evaluados con los fluidos del pozo Piedemonte-1. Las **tablas 18 y 19** muestran los resultados obtenidos.

PRUEBA DE COMPATIBILIDAD PARA LOS PRE-FLUJOS ORGÁNICOS CON LOS FLUIDOS DEL POZO PIEDEMONTE-1						
Producto	25:75		50:50		75:25	
	Salmuera	Crudo	Salmuera	Crudo	Salmuera	Crudo
FA2						
FF4						

Tabla 17. Resultados de la prueba de compatibilidad de los pre-flujos orgánicos con crudo y salmuera para el pozo Piedemonte-1

PRUEBA DE REPRECIPITACIÓN PARA LOS PRE-FLUJOS ORGÁNICOS CON LOS FLUIDOS DEL POZO PIEDEMONTE-1						
Producto	25:75		50:50		75:25	
	Salmuera	Crudo	Salmuera	Crudo	Salmuera	Crudo
FA2						
FF4						

Tabla 18. Resultados de la prueba de compatibilidad por variación de temperatura para los pre-flujos orgánicos con los fluidos del pozo Piedemonte-1

8.3.5.2 Piedemonte-4

Los pre-flujos orgánicos formulados no presentaron ningún tipo de incompatibilidad con los fluidos del pozo Piedemonte-4, las **tablas 20 y 21** resumen los resultados obtenidos, durante dicha prueba.

PRUEBA DE COMPATIBILIDAD PARA LOS PRE-FLUJOS ORGÁNICOS CON LOS FLUIDOS DEL POZO PIEDEMONTE-4						
Producto	25:75		50:50		75:25	
	Salmuera	Crudo	Salmuera	Crudo	Salmuera	Crudo
FA2						
FF4						

Tabla 19. Resultados de la prueba de compatibilidad de los pre-flujos orgánicos con crudo y salmuera para el pozo Piedemonte-4

PRUEBA DE REPRECIPITACIÓN PARA LOS PRE-FLUJOS ORGÁNICOS CON LOS FLUIDOS DEL POZO PIEDEMONTE-1						
Producto	25:75		50:50		75:25	
	Salmuera	Crudo	Salmuera	Crudo	Salmuera	Crudo
FA2						
FF4						

Tabla 20. Resultados de la prueba de compatibilidad por variación de temperatura para los pre-flujos orgánicos con los fluidos del pozo Piedemonte-4.

8.3.6 Mojabilidad visual para los preflujos orgánicos

Al mismo tiempo se realizó la prueba de mojabilidad visual para los preflujos orgánicos, en donde se encontró que los dos fluidos tienden a humectar la roca por agua. La **tabla 22** muestra los resultados obtenidos para los dos fluidos.

Producto	M. Agua	M. Aceite	M. Mixta
FA2	x		
FF4	x		

Tabla 21. Resultados prueba de mojabilidad para los pre-flujos orgánicos

8.4 INTERACCIÓN ROCA – FLUIDO

Un total de 9 fluidos de control pasaron a la etapa de interacción fluido–fluido luego de haberseles determinado la tensión interfacial con el crudo de referencia. Las pruebas de compatibilidad fueron llevadas a cabo con 8 productos debido a

inconsistencias presentadas en las propiedades de los aditivos necesarios para preparar la formulación identificada como **FG2**. Durante las pruebas de compatibilidad se descartaron 6 de ellos por la formación de precipitados o cristales cuando éstos entraban en contacto con los fluidos de la formación.

De esta forma solo se evaluó el rompimiento de emulsiones para dos fluidos, y con estos mismos se procede a realizar la etapa de interacción roca – fluido de acuerdo al protocolo propuesto³⁶.

Las gráficas 16 y 17 muestran el porcentaje de reducción de la permeabilidad relativa para las fases crudo y agua con cada uno de los productos incluyendo el fluido actual para los pozos Piedemonte-1 y Piedemonte-4.

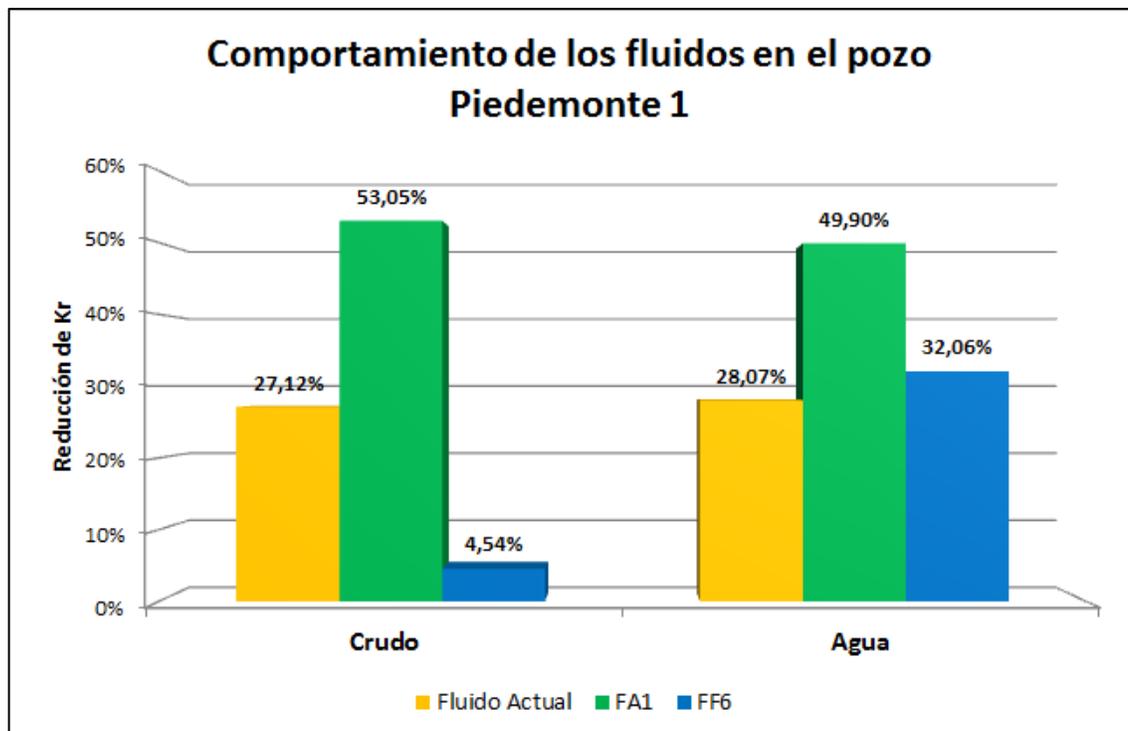


Figura 16. Resultado de la prueba de desplazamiento para el pozo Piedemonte-1

³⁶ Las compañías a las cuales pertenecen estos fluidos también diseñaron un pre-flujo orgánico, con el cual se espera mitigar los efectos asociados a bloqueos por líquidos que pueden ser generados al inducir un fluido acuoso en el yacimiento, por lo tanto el protocolo de desplazamiento se lleva a cabo como se diseñó.

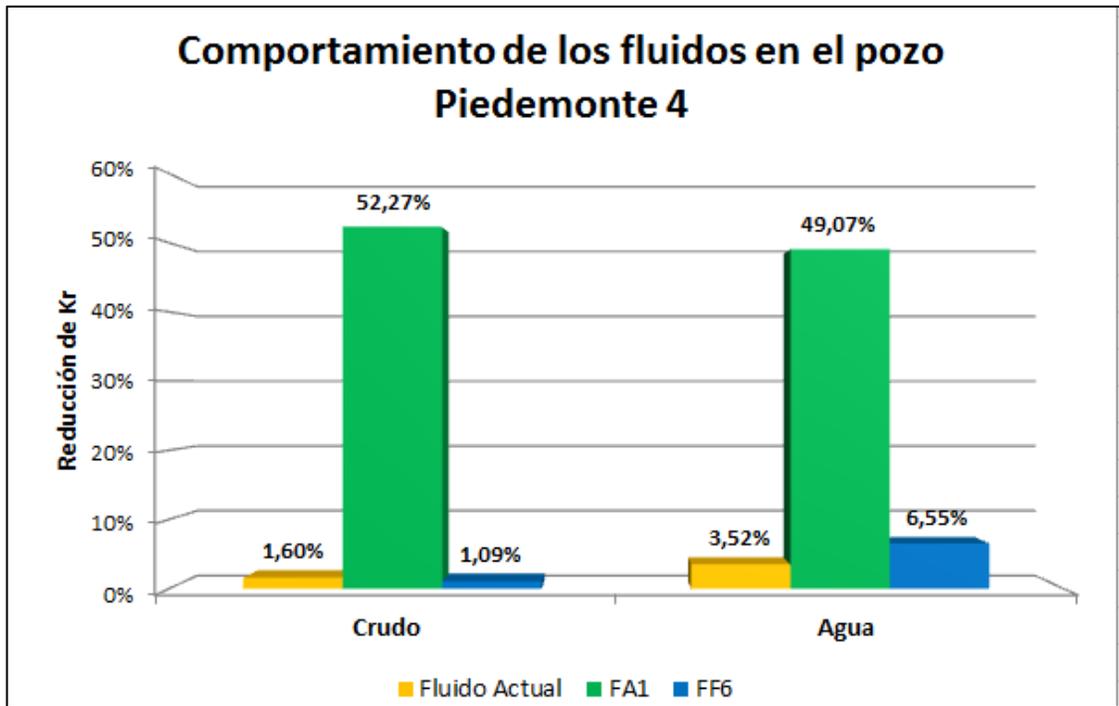


Figura 17. Resultado de la prueba de desplazamiento para el pozo Piedemonte-4

9. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

De acuerdo a los resultados obtenidos durante la determinación de la tensión interfacial de los productos formulados se puede observar que los valores varían en un rango de [0,016-0,19] dn/cm, siendo los productos **FA1** y **FF6** los productos que presentaron valores más bajos (0,016 y 0,2 dn/cm respectivamente), mientras que los productos identificados como **FB2**, **FB3** y **FD5** mostraron los valores más altos, teniendo en cuenta la expresión de presión capilar mencionada anteriormente se puede deducir que la limpieza de éstos tres últimos productos será más complicada comparada con la limpieza asociada con los productos **FA1** y **FF6**, dado que el incremento de la tensión interfacial representa un incremento en la presión capilar.

El proceso de caracterización básica mostró que las densidades de los fluidos evaluados se encuentran entre 8,287 y 8,955 LPG, lo cual indica que todos ellos se encuentran en la capacidad de controlar cualquier pozo del campo³⁷. Por otra parte, la prueba de solubilidad indicó que todos los productos evaluados son solubles en el fluido base utilizado por la compañía, a excepción de los fluidos identificados como **FF6** y **FD5**, los cuales mostraron una tendencia dispersible, esto indica que dichos fluidos requieren ser agitados para lograr su solubilidad, es decir, su completa homogenización.

Los resultados de la prueba de sludge indican que el bombeo de cualquiera de los fluidos evaluados no generaría la precipitación de este tipo de sustancia en el yacimiento, que como se había mencionado previamente representa uno de los daños más severos que se pueden presentar debido a que hasta el momento no se conoce ningún tipo de solvente capaz de remover este tipo de precipitado. La inversión de la mojabilidad de una roca hacía el aceite simboliza un escenario indeseado durante cualquier operación ya que de esta forma la saturación de aceite residual en el yacimiento aumentaría debido al espesor de hidrocarburo que recubre las superficies, sin embargo la prueba de mojabilidad mostró que ninguno de los productos evaluados tiende a humectar la roca por aceite.

Las pruebas de compatibilidad indicaron que al entrar en contacto con los fluidos de la formación los productos identificados como **FB1**, **FB2**, **FB3** presentan una tendencia a formar cristales mientras que los fluidos **FE3**, **FD5** y **FH2** propician la formación de precipitados inorgánicos, es decir, que al ser bombeados en el yacimiento se generaría la obstrucción por partículas en las gargantas porales,

³⁷ El valor mínimo requerido es de 8,277 LPG, de acuerdo con el valor máximo de presión de formación en el campo.

esto sumado a los pequeños tamaños de poro presentados en el campo da lugar a un gran daño a la formación, por tal motivo no es aconsejable el bombeo de ninguno de estos productos en el yacimiento.

De acuerdo a los resultados obtenidos durante las pruebas de tensión interfacial, sludge, mojabilidad visual y compatibilidad, solo los fluidos identificados como **FA1** y **FF6** llegaron a la prueba de rompimiento de emulsiones, en ésta se observó que el producto **FA1** presentaba un porcentaje de rompimiento de la fase acuosa menor que el presentado por el producto **FF6**, esto sugiere que la inducción de éste primer producto puede ocasionar un banco de emulsión pequeño en la cara del pozo, lo cual impediría un retorno adecuado del mismo durante el re-establecimiento de la producción. Sin embargo, teniendo en cuenta que los dos productos evaluados durante la prueba de rompimiento de emulsiones mostraron un porcentaje de rompimiento para las tres proporciones evaluadas con el crudo de los pozos Piedemonte-1 y Piedemonte-4, se decidió realizar la siguiente etapa con éstos dos productos, en donde se evaluó el comportamiento de la permeabilidad relativa del aceite una vez la formación es expuesta al fluido de control y su respectivo pre flujo orgánico

Los resultados de la etapa de interacción roca-fluido indicaron que el fluido que se está utilizando actualmente en las operaciones del campo causaba una reducción en la permeabilidad relativa al crudo de ~27,12% y en la del agua de ~28,07% con los fluidos del pozo Piedemonte-1, mientras que al evaluarlo con los fluidos del pozo Piedemonte-4 los cambios en las permeabilidades relativas de agua y aceite se podrían considerar despreciables e incluso se podría asumir un restablecimiento de las condiciones de referencia a corto plazo.

Por su parte el fluido identificado como **FA1** generó una reducción en las permeabilidades relativas de agua y crudo cercana al 50% en los dos pozo, que como se mencionó anteriormente puede estar asociado a la formación de un banco de emulsiones en la muestra, es preciso mencionar que durante la realización de esta prueba se observó que se presentaban etapas en las cuales la diferencia de presiones a la entrada y a la salida del sistema aumentaba drásticamente, seguidas de un periodo de relajación al mismo tiempo que se observaba la presencia de emulsiones en los retornos.

Las reducciones de permeabilidad relativa del aceite causada por el fluido **FF6** no superaron el 5%, mientras que el mismo producto generó una pérdida en las permeabilidades relativas de agua de 6,55% en el pozo Piedemonte-4 y 32,06% en el pozo Piedemonte-1.

Con base en estos resultados se puede afirmar que el producto identificado como **FF6**³⁸ mitigaría ampliamente el bloqueo por líquidos causado en las operaciones de control de pozo en los diferentes yacimientos del campo Piedemonte.

³⁸ En caso de que los dos fluidos hubiesen presentado valores muy cercanos de reducción de permeabilidad se hubiera hecho necesaria la evaluación de un rompedor de emulsiones, el cual se cree ayudaría a mejorar el comportamiento de los fluidos.

10. ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis financiero permitirá conocer si la implementación del fluido de control propuesto durante el proyecto resulta económicamente rentable para la compañía o si por el contrario representa un sobre costo que no vale la pena asumir.

Para este análisis financiero se evalúa en un periodo de un mes dos escenarios en los cuales se estudia el impacto en la producción del pozo; el primero de ellos asumiendo que se utiliza el fluido de control actual y el segundo si se utilizara el fluido de control propuesto en el proyecto. Para dicho análisis se toma como base de cálculo una producción promedio de 2,000 BOPD por pozo.

10.1 INVERSIÓN INICIAL

El procedimiento para llevar a cabo una operación de control de pozo generalmente es el siguiente:

1. Movilización de los equipos necesarios para ejecutar la operación.
2. Arme de los equipos requeridos.
3. Bombeo de los fluidos diseñados para controlar el pozo.

Con base en esto el cálculo de la inversión inicial se realiza teniendo en cuenta únicamente los costos por barril de los fluidos utilizados para controlar el pozo, ya que como se puede observar la movilización de los equipos, su montaje en la locación y los costos asociados a éstas operaciones no dependen del tipo de fluido bombeado. Todos los costos presentados en éste análisis hacen referencia a valores aproximados.

Fluido actual

La operación de control de pozo con el fluido utilizado normalmente en el campo Piedemonte no involucra el bombeo de ningún tipo de pre-flujo orgánico para preparar la formación.

El fluido de control utilizado actualmente en las operaciones del campo tiene un costo de **30 USD/Bbl**. Asumiendo un volumen promedio de 600 bls para controlar un pozo, el costo total del fluido de control actual necesario sería de **18,000 USD**.

Fluido propuesto

El fluido de control propuesto de acuerdo a su desempeño en las diferentes pruebas realizadas durante el proyecto sugiere el bombeo de un pre-flujo orgánico con el fin de minimizar los efectos asociados al bloqueo por líquidos en la región cercana a la cara del pozo.

Fluido de control:

El fluido propuesto tiene un costo de **32 USD/bbl**. El costo total del fluido de control necesario sería de **19,200 USD** (Asumiendo un volumen promedio de 600 bls para controlar un pozo perteneciente al Campo Piedemonte).

Pre-flujo orgánico:

Por su parte el pre-flujo orgánico asociado a dicho producto tiene un costo de **43 USD/bbl**. El volumen aproximado de pre-flujo que se bombea es de 100 bls, de esta manera el costo de dicho fluido durante una operación de control de pozo sería de **4,300 USD**.

De esta manera el costo del sistema propuesto está dado por:

$$\text{Sistema propuesto (USD)} = \text{Fluido de control (USD)} + \text{Pre flujo orgánico (USD)}$$

$$\text{Sistema propuesto (USD)} = 19,200 \text{ (USD)} + 4,300 \text{ (USD)}$$

$$\text{Sistema propuesto (USD)} = 23,500 \text{ (USD)}$$

Es decir que el costo del fluido actual sería de 18,000 USD, mientras que el costo del sistema propuesto sería de 23,500 USD, lo que representa un incremento de aproximadamente 30%.

10.2 PLANTEAMIENTO DE ESCENARIOS

De acuerdo a los resultados obtenidos durante el proyecto se plantean dos escenarios, uno positivo y uno negativo, en los cuales se asumen dos valores de pérdida de producción asociados al bombeo del fluido propuesto.

Escenario 1:

Este es un escenario pesimista, en el cuál se utiliza como base de cálculo una pérdida de producción igual a 50 BOPD. Se considera pesimista ya que de acuerdo a los resultados obtenidos en el desarrollo del proyecto se estimó que en un pozo con las condiciones de producción asumidas para este análisis (caudal de aceite igual a 2,000 BOPD) el volumen máximo que se perdería al bombear el fluido sería de 50 BOPD.

Escenario 2:

Con base en los resultados obtenidos se puede inferir que el fluido de control propuesto no genera mayor daño en la formación, esto es, que el retorno del mismo una vez se re-establezca la producción del pozo será eficiente y de esta manera el pozo logrará llegar a la línea base de producción rápidamente, es decir, que la pérdida de producción asociada a su bombeo sería igual a 0 BOPD.

Los siguientes cálculos se realizan considerando una pérdida de producción de 50 BOPD, teniendo en cuenta que si el proyecto es viable para el peor escenario, lo será también para el escenario positivo.

10.3 INGRESOS NETOS

Los ingresos netos serán igual a la ganancia obtenida por el crudo producido menos las regalías, menos los costos de producción o lifting cost. Por lo tanto el ingreso neto se calculó de la siguiente manera:

$$\text{Ingresos} = \frac{(100\% - \text{Regalías}) * (\text{Ganancia} * \text{Precio del barril})}{100\%} - (\text{Ganancia} * \text{ProdCost})$$

En donde,

Regalías: de acuerdo a la Agencia Nacional de Hidrocarburos el porcentaje de regalías correspondiente para Equion Energía es de 20% con base en su volumen de producción.

Precio del barril: 70 USD de acuerdo a las bases de cálculo de la compañía.

ProdCost: hace referencia al costo de producción, la compañía maneja un valor de 12 USD/bbls.

Ganancia: es la diferencia entre la producción total del pozo al utilizar el fluido actual y la producción del pozo si se utiliza el fluido propuesto.

Se estimó que para el fluido de control actual la pérdida de producción es de aproximadamente 300 BOPD, por su parte los cálculos del fluido de control actual se realizan con base en el escenario 1, en el que se estima una pérdida de producción de aproximadamente 50 BOPD, de esta forma el término de producción total se puede expresar de la siguiente manera:

$$\text{ProdTotal} = (\text{Volumen promedio de producción} - \text{Volumen perdido})\text{BOPD} \\ * 30\text{días}$$

Fluido de control actual:

$$\text{ProdTotal} = (2,000 - 300)\text{BOPD} * 30 \text{ días}$$

$$\text{ProdTotal} = 51,000 \text{ Bls}$$

Fluido de control propuesto (escenario 1) :

$$\text{ProdTotal} = (2,000 - 50)\text{BOPD} * 30 \text{ días}$$

$$\text{ProdTotal} = 58,500 \text{ Bls}$$

En base a esto se calcula la ganancia de producción:

$$\text{Ganancia} = 58,500 - 51,000$$

$$\text{Ganancia} = 7,500 \text{ bls}$$

En la tabla 23 se pueden observar los ingresos netos relacionados a estos 7,500 bls.

10.4 INDICADORES FINANCIEROS

A continuación se realiza el cálculo de algunos indicadores financieros que permiten conocer con mayor precisión el impacto económico de la implementación del tratamiento en la compañía.

El cálculo de estos indicadores se realiza con base en la diferencia de producción presentada por los dos escenarios en un periodo de un mes, con el fin de determinar si el costo del fluido propuesto resultaba o no rentable para la compañía.

10.4.1 Valor presente neto

Para el cálculo del valor presente neto se asumió un interés de oportunidad del 12.7% anual (1% mensual) y se tuvo en cuenta el costo calculado por la implementación del sistema de control propuesto (Fluidos de control y pre-flujo orgánico) que es de 23,500 USD.

$$VPN = -Inversión + \sum_{t=1}^t \frac{Flujo\ de\ Caja_t}{(1+i)^t}$$

Dónde:

t: Indica el periodo de tiempo

i: Interés de Oportunidad

Flujo de caja: Hace referencia a los ingresos netos obtenidos durante un periodo de tiempo.

El resultado del valor presente neto obtenido para éste periodo de tiempo se observa en la tabla 23.

10.4.2 Periodo de recuperación o Pay Back

Mediante éste cálculo se pretende conocer en cuánto tiempo se recuperaría la inversión total del fluido de control propuesto, es decir, los 23,500 USD, asumiendo las condiciones de producción previamente planteadas.

$$PR = P. Anterior + \frac{Inversión - F.N_A}{F.N_S}$$

Dónde:

P. Anterior: Periodo anterior a la recuperación total.

Inversión: Inversión realizada para el proyecto.

F.N_A: Flujo neto acumulado del periodo anterior.

F.N_S: Flujo neto del periodo Siguiente.

La tabla 23 muestra el valor de dicho periodo de retorno.

10.4.3 Relación Beneficio Costo

Esta relación permite conocer la conveniencia y oportunidad de un proyecto, comparando el valor actualizado de los ingresos con los egresos. Su cálculo está dado de la siguiente manera:

$$RBC = \frac{VPN \text{ ingresos}}{VPN \text{ egresos}}$$

En la tabla 23 se puede observar el valor resultado de dicho cálculo.

Indicadores	Valor
Ingresos Netos	330,000 USD
VPN	304,828 USD
Payback (Días)	2.14
RBC	13.97

Tabla 22. Indicadores financieros

Con base en los resultados mostrados en la tabla anterior se puede observar que el uso del fluido propuesto en lugar del fluido actualmente utilizado genera unos ingresos netos adicionales de 330,000 USD al mes, los cuales representan un valor presente neto igual a 304,828 USD. Por otro lado, también se puede observar que en aproximadamente 2.14 días de producción de un pozo con las características propuestas al inicio del presente análisis se recuperaría el valor

total del sistema de control propuesto (23,500 USD), al mismo tiempo se observa que la relación costo beneficio de la implementación del fluido propuesto para reemplazar el fluido normalmente utilizado es de 13.97 veces.

De acuerdo a los resultados obtenidos durante cada una de las etapas desarrolladas en el proyecto y a la rentabilidad financiera calculada a través de este análisis, se puede afirmar que el fluido identificado como **FF6** representaría una ganancia para la compañía en caso de ser adquirido por la misma para ejecutar los trabajos de control de pozo en el Campo Piedemonte.

11. CONCLUSIONES

- De acuerdo a los resultados obtenidos durante todo el proceso ejecutado se puede concluir que el fluido identificado como **FF6** junto con su respectivo pre-flujo orgánico mitigaría el daño causado por el bloqueo de líquidos en el yacimiento durante las operaciones de control de pozo.
- Las propiedades petrofísicas del campo (permeabilidad, porosidad y tamaño promedio de poro) impiden una limpieza eficiente del pozo cuando en éste se inducen fluidos acuosos de alta tensión interfacial, impactando de forma negativa el perfil de producción del pozo al reducir potencialmente la permeabilidad relativa del gas condensado.
- A pesar de que el fluido **FF6** presentara un valor más alto de tensión interfacial que el fluido **FA1** su capacidad para romper emulsiones representa una ventaja durante la limpieza del yacimiento, lo que se ve reflejado en los cambios de permeabilidad relativa al exponer el sistema a los fluidos de control.
- La capacidad del fluido identificado **FA1** para romper emulsiones hubiera podido ser mejorada con la adición de un rompedor de emulsiones, lo que reduciría un poco su impacto sobre las permeabilidades relativas de los fluidos del yacimiento, sin embargo, esto representaría un costo adicional en la aplicación de dicho fluido en campo y con base en los resultados obtenidos con el fluido **FF6** esto no es económicamente favorable para la compañía.
- La etapa de caracterización básica de los productos evaluados en laboratorio es vital para el éxito de la operación en campo, con el fin de asegurar que los resultados obtenidos en la práctica correspondan a los resultados obtenidos en el momento de la evaluación.
- A través del análisis financiero se observó que el sobre costo asociado al bombeo del fluido de control propuesto no representa un impedimento para su implementación en el campo.

12. RECOMENDACIONES

- Se recomienda a la compañía la implementación de pruebas de análisis de espectro infrarrojo constantes a los productos que van a ser utilizados en las operaciones, con el fin de garantizar que dichos fluidos correspondan a los fluidos evaluados previamente.
- Se recomienda limitar el uso del fluido identificado como **FF6** únicamente en los pozos pertenecientes a Piedemonte, y en caso de requerir su uso en algún otro campo realizar un esquema de pruebas como las que se llevaron a cabo en el presente proyecto para evitar efectos adversos en el yacimiento.
- Se recomienda evaluar la implementación de un pre-flujo con Nitrógeno o gas seco previo a la operación de control de pozo, para facilitar la limpieza del pozo cuando se desee re-establecer su producción.

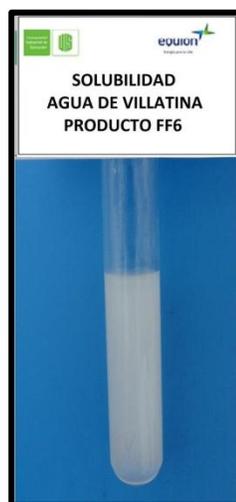
13. ANEXOS

POZO	API	GOR (scf/bbl)	BSW (%)	KH (md- Pies)	Porosidad (%)
Piedemonte -1	46°	8871	0,88	700-900	3,2
Piedemonte -4	46°	10450	0,98	1500	3,6

Anexo 1. Propiedades crudo y roca, Piedemonte -1 y Piedemonte -4

POZO	ph	Alk	HCO3	SO4	Ca	Ba	Cl	Fe
Piedemonte -1	5,9	606,5	739,9	23,0	258,3	30,5	162,5	17,7
Piedemonte -4	6,1	405,0	494,1	17,0	125,0	22,0	793,0	25,4

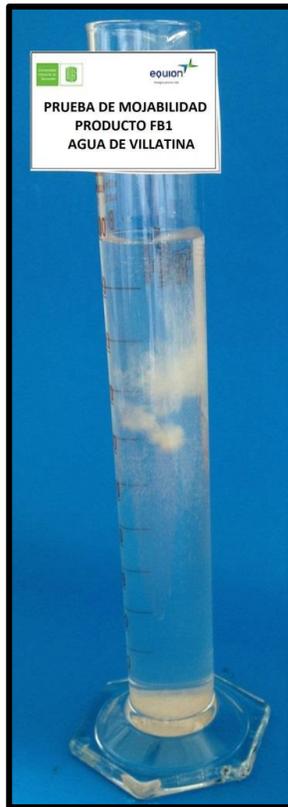
Anexo 2. Análisis fisicoquímico agua de producción, Piedemonte -1 y Piedemonte 4.



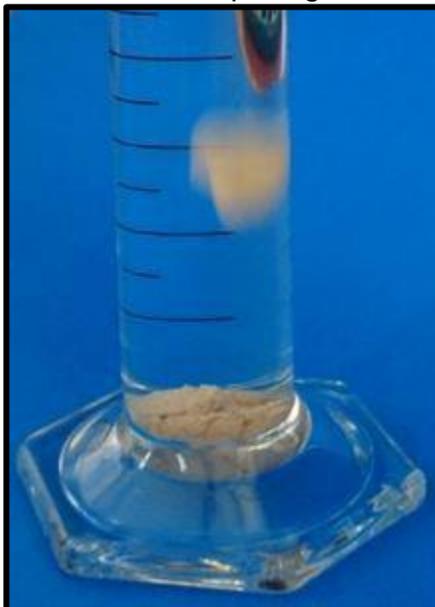
Anexo 3. Productos dispersibles



Anexo 4. Registro fotográfico prueba de sludge

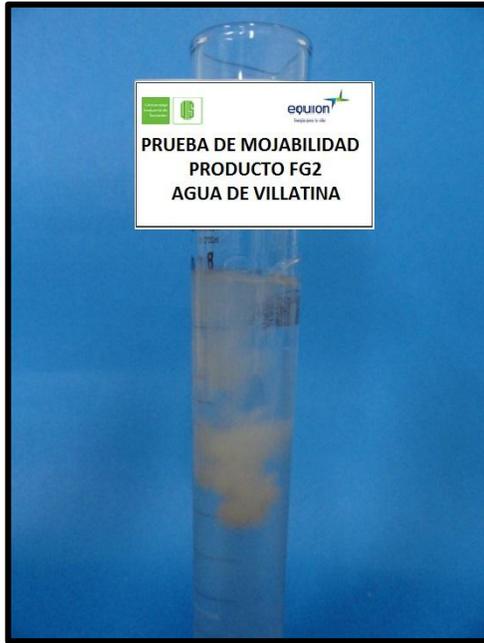


Comportamiento de la arena al ser adicionada en agua, cuando el producto tiende a humectar la arena por agua.

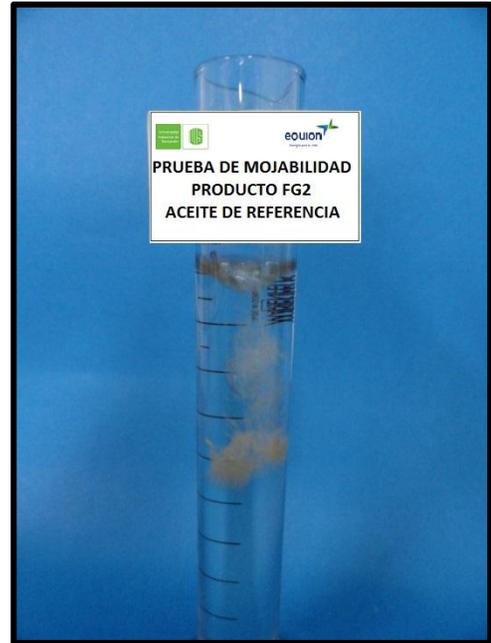


Comportamiento de la arena al ser adicionada en agua, cuando el producto tiende a humectar la arena por agua.

Anexo 5. Registro fotográfico mojabilidad por agua.

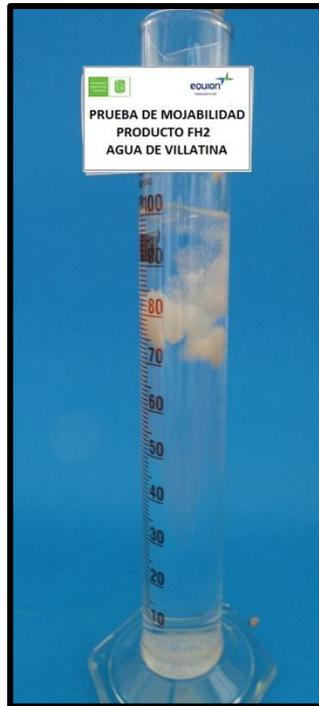


Comportamiento de la arena en agua

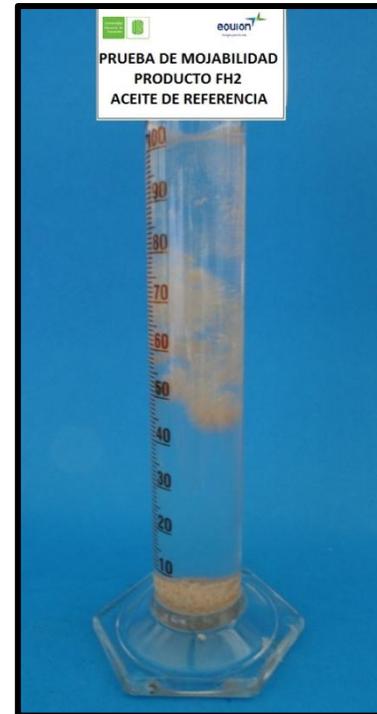


Comportamiento de la arena en aceite.

Anexo 6. Prueba de mojabilidad producto FG2



Comportamiento de la arena en agua

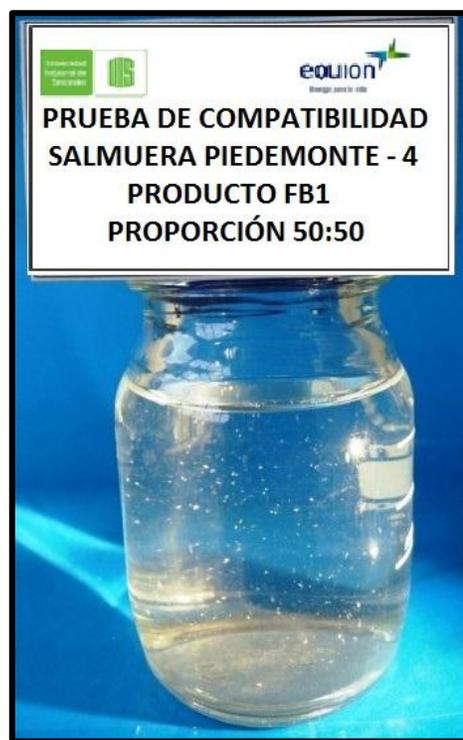
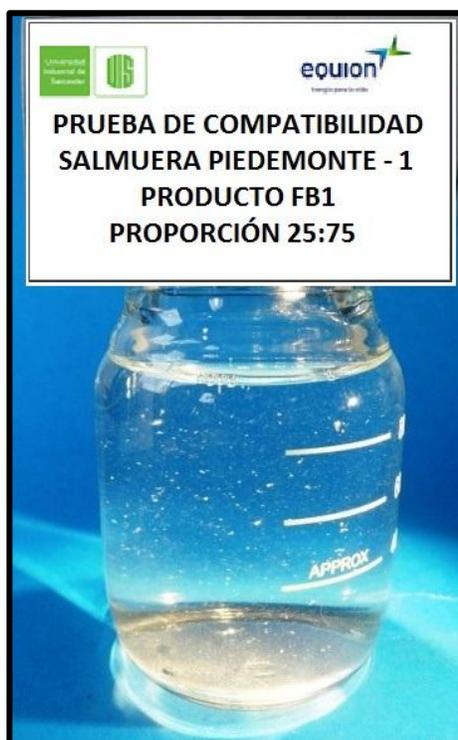


Comportamiento de la arena en aceite.

Anexo 7. Prueba de mojabilidad producto FH2



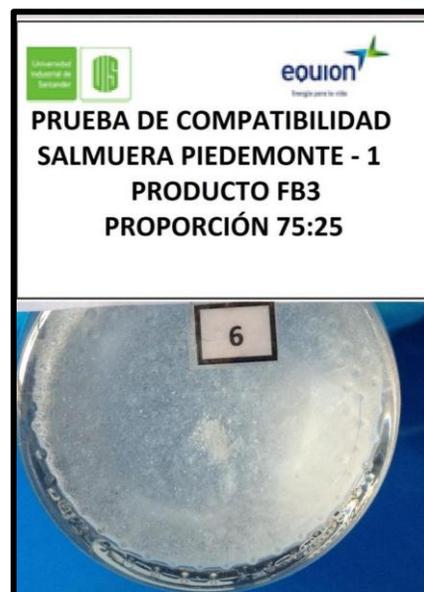
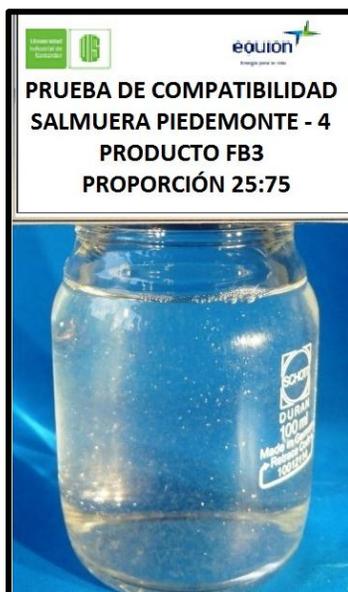
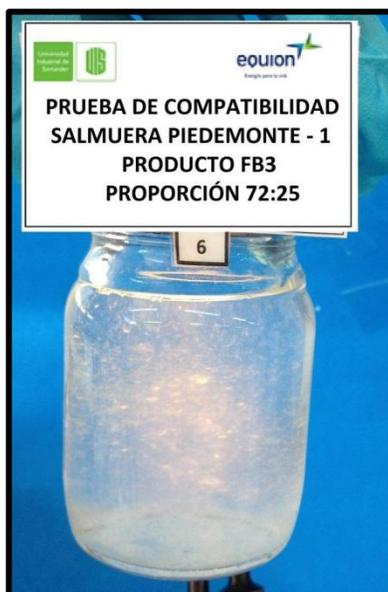
Anexo 8. Registro fotográfico compatibilidad producto FA1.



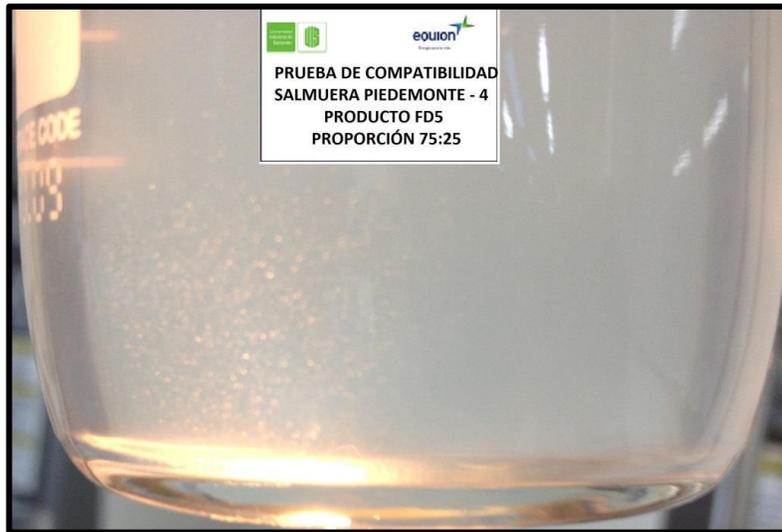
Anexo 9. Registro fotográfico compatibilidad producto FB1.



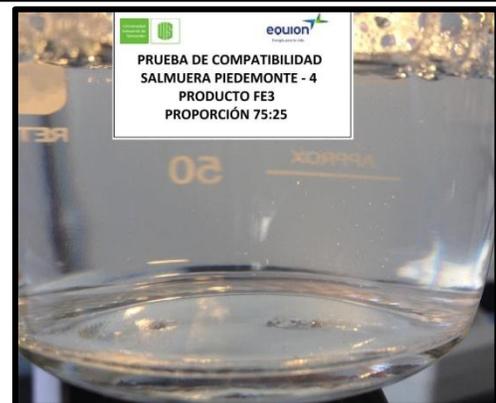
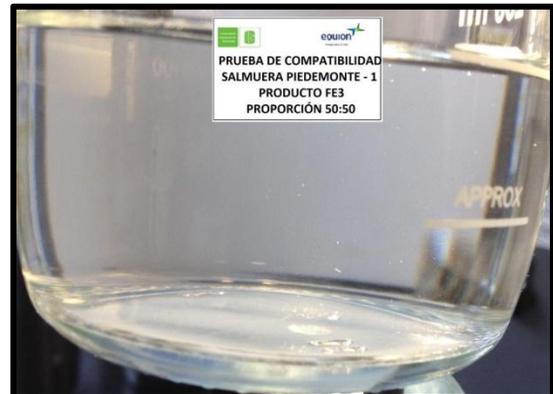
Anexo 10. Registro fotográfico compatibilidad producto FB2.



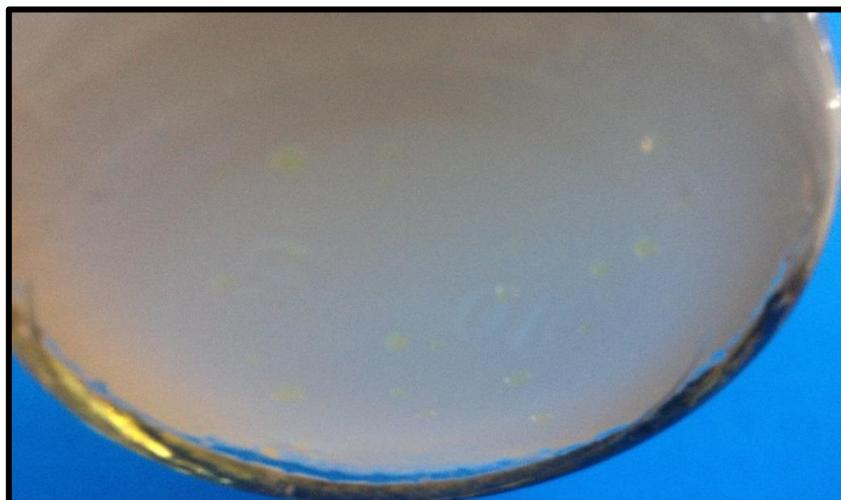
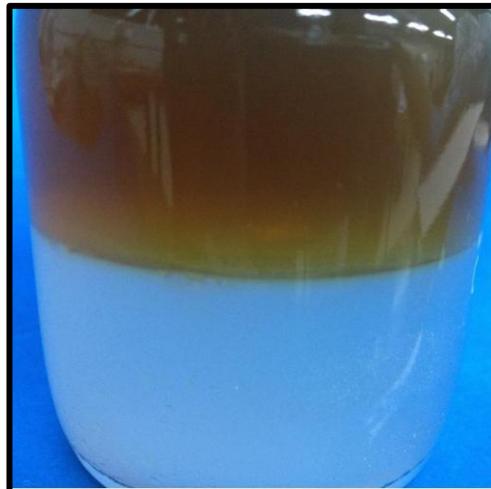
Anexo 11. Registro fotográfico compatibilidad producto FB3.



Anexo 12. Registro fotográfico compatibilidad producto FD5.



Anexo 13. Registro fotográfico compatibilidad producto FE3



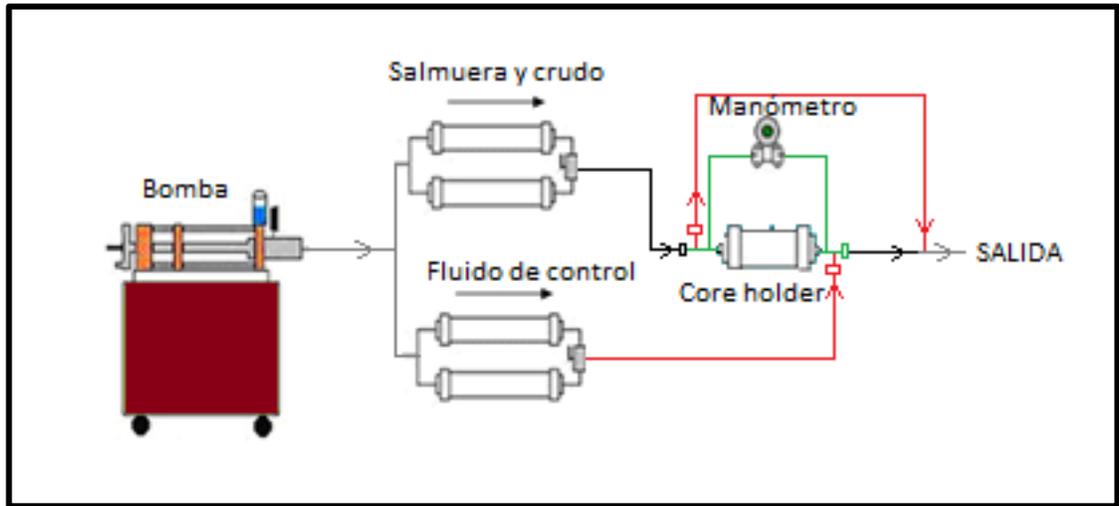
Anexo 14. Registro fotográfico compatibilidad producto FF6.



Anexo 15. Equipo de desplazamiento.



Anexo 16. Core holder y cilindros de desplazamiento.



Anexo 17. Esquema de la prueba de desplazamiento.

14. BIBLIOGRAFÍA

1. ABDALLAH Wael, Edmonton, Alberta, Canadá; BUCKLEY Jill, New Mexico Petroleum Recovery, Research Center, Socorro, Nuevo México, EUA; CARNEGIE Andrew, Kuala Lumpur, Malasia; EDWARDS John, HEROLD Bemd, Muscat, Omán; FORDHAM Edmund, Cambridge, Inglaterra; GRAUE Ame, Universidad de Bergen, Noruega; HABASHY Tarek, SELEZNEV Nikita, SIGNER Claude, Boston, Massachusetts, EUA; HUSSAIN Hassan, Petroleum Development Oman, Muscat, Omán; MONTARON Bernard, Dubai, Emiratos Árabes Unidos; ZIAUDDIN Murtaza, Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos. "Los Fundamentos de la Mojabilidad". Oilfield Review, Otoño de 2007.
2. AHMED, T. "Reservoir Engineering. Handbook". Second Edition, Gulf Professional Publishing. 2001.
3. ALI, J.K., BUTLER, S., ALLEN, L. SPE Members; WARDLE, P. British Gas plc. "The Influence of Interfacial Tension on Liquid Mobility in Gas Condensate Systems" SPE 26783.
4. AMAEFULE J. O., HANDY, L. L., SPE, U. of Southern California. "The Effect of Interfacial Tensions on Relative Oil/Water Permeabilities of Consolidated Porous Media" Society of Petroleum Engineers Journal, June, 1982.
5. CIVAN Faruk, "RESERVOIR FORMATION DAMAGE, Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation". Gulf Publishing Company. Houston, Texas. 2000
6. CHUKWUDEME, E. A., SPE, INGEBRET, F., SPE, KUMUDUNI, A., ARILD, L. SPE, IRIS. "Effect of Interfacial Tension on Water/Oil Relative Permeability and Remaining Saturation with Consideration of Capillary Pressure." SPE 143028.
7. CRAFT, B.C, HAWKINS, M.F. "Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos". Editorial Tecnos, Madrid. 1977.
8. CROWE C.W, HENDRICKSON A.R, DOBBERTHIEN R.F. "Methods of Sludge Control During Acid Stimulation Treatments". JCPT66-01-03

9. DAKE, L.P. "Fundamentals of Reservoir Engineering". Elsevier Science, 1978.
- 10.ESCOBAR M., Freddy H. "FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS". Editorial Universidad Surcolombiana.
- 11.FAN, Li, Collage Station, Texas, EUA. HARRIS, Billy, Wagner & Brown, Ltd, Midland, Texas. JAMALUDDIN, A., Rosharon, Texas. KAMATH, Jairam, Chevron Energy Technology Company, San Ramon, EUA. MOTT, Robert, Consultor Independiente, Dorchester, Reino Unido. POPE, Gary, Universidad de Texas, Austin, Texas. SHANDRYGIN, Alexander, Moscú, Rusia. WHITSON, Curtis H., Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología y PERA, A/S Trondheim, Noruega. "Revisión de los yacimientos de gas condensado". Oilfield Review, Primavera de 2006.
- 12.GARCÍA C., Luis A. "MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN ESTIMULACIONES ÁCIDAS". Tesis de grado, Universidad Nacional Autónoma de México.
- 13.HANIFF, M.S., ALI, J.K. British Gas Ipc. "Relative Permeability and Low Tension Fluid Flow in Gas Condensate Systems". SPE 20917.
- 14.HOUCHIN, L.R., DUNLAP, D.D., ARNOLD, B.D., and DOMKE, K.M. ChemLink Petroleum. SPE Members. "The Occurrence and Control of Acid-Induced Asphaltene Sludge" SPE 19410.
- 15.INTEVEP, "Daños a la Formación". Primera edición, 1997.
- 16.MAHADEVAN, J., MUKUL, M., SHARMA, Y., YORTSOS, C. "Water Removal from porous media by gas injection: experiments and simulation". Transp Porous Med (2007) 66:287-309.
- 17.MOHANTY, K.K., DAVIS, H.T., SCRIVEN, L.E. SPE, U. of Minnesota. "Physics of Oil Entrapment in Water-Wet Rock". SPE Reservoir Engineering, February 1987.
- 18.OLMOS, P., RODRIGUEZ, J. C. "EFECTO DE LA TENSIÓN INTERFACIAL Y EL NÚMERO CAPILAR EN LA PRODUCTIVIDAD DE YAIMIENTOS DE GAS" Tesis de grado, Universidad Surcolombiana, Neiva, 2006.
- 19.PALENCIA, C. Equion Energía Ltd; SPWLA; OCAMPO, A. Equion Energia Ltd. SPE; ALZATE, J. C. Equion Energía Ltd. "Building a Petrophysical Model for a Low Porosity and Highly Tectonized Reservoir. Field Case:

Pauto Complex – Colombia” SPWLA 53rd Annual Logging Symposium, June 16-20, 2012.

20. PARIS, M, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Ediciones Astro Data. 2009
21. PARRA, R. Propiedades físicas de los fluidos de yacimiento. Editorial Universidad Surcolombiana, 2008.
22. RESTREPO, A., OCAMPO, A., CLAVIJO, J., Equion Energia Ltd; S. LOPERA, M., Universidad Nacional de Colombia; MARIN, J., Universidad Industrial de Santander. “GaStim Concept – A Novel Technique for Well Stimulation. Part I: Understanding the Physics” SPE 152309.
23. RESTREPO, A., OCAMPO, Equion Energia Ltd; LOPERA, M., Universidad Nacional de Colombia; CORONADO, J., SANABRIA, L., ALZATE, S. Equion Energia Ltd. “GaStim Concept – A Novel Technique for Well Stimulation. Part II: From Laboratory to Field Pilot Testing” SPE 168133.
24. RIETJENS Marcel, SPE. NIEUWPOORT, Marco, Halliburton Energy Services, INC. “Acid-Sludge: How Small Particles Can Make a Big Impact”. SPE 54727.
25. SALAGER, Jean. ANTON, Raquel. “Métodos de Medición de la Tensión Superficial o Interfacial”. Universidad de Los Andes, Facultad de Ingeniería. Mérida-Venezuela, 2005.
26. SHUTLE, J.A., CZAMECKI, LLU, J.K. Syncrude Canada Ltd. “Structure of Sludge” Paper No. CIM/AOSTRA 91-119.
27. WELL OPERATIONS MANUAL, WELL INTERVENTION, Equion Energia, Tercera Edición, 2012.
28. WELL REVIEW, Equion Energia, 2013.