

**EVALUACIÓN DE NUEVAS FORMULACIONES DE FLUIDOS PARA CONTROL  
DE POZOS EN LOS CAMPOS PAUTO Y FLOREÑA**

**HENRY MAURICIO GALVIS SILVA  
JUAN JOSÉ MARTÍNEZ GAMBOA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

**EVALUACIÓN DE NUEVAS FORMULACIONES DE FLUIDOS PARA CONTROL  
DE POZOS EN LOS CAMPOS PAUTO Y FLOREÑA**

**HENRY MAURICIO GALVIS SILVA  
JUAN JOSÉ MARTINEZ GAMBOA**

**Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**CÉSAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ  
Ingeniero de Petróleos**

**Codirector**

**JOSÉ FERNANDO PORTELA SARMIENTO  
Ingeniero Senior de Fracturamiento y Tecnología**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

## **DEDICATORIA**

*Al TODOPODEROSO Ingeniero de Ingenieros, quien renueva mis fuerzas cada día y me regala su bendición en cada paso que doy. Sin Él nada puedo hacer.*

*A mis PADRES, Henry y Clara pues soy el fruto sus esfuerzos sumados y de su apoyo incondicional. Mis mejores amigos y concejeros de vida. Los amo con todo mi corazón.*

*A mi Hermano Felipe y a mis dos futuros ingenieros Paolita y César Luis por obligarme a ser niño todos los días.*

*A Mi familia de corazón, madres Odila y Yannet, y padres César y Kenneth, quienes con su cariño e incondicionalidad son parte de este gran logro.*

*A mis compañeros de historias y recuerdos que me acompañaron durante mi carrera. Bendecido por haberles conocido y feliz de poder llamarlos amigos.*

*A mi familia SPE, por su respaldo y apoyo sincero. Gracias por dejarme guiar ese barco lleno de sueños y anhelos.*

*"He peleado la buena batalla, he acabado la carrera, he guardado la fe."*

*2 Timoteo 4:7*

**HENRY MAURICIO GALVIS SILVA**

## **DEDICATORIA**

*A Dios por ser mi guía, instructor y motor fundamental de todo lo que hago.*

*A mis padres y familiares por su apoyo incondicional en cada uno de los momentos que condujeron a este gran logro.*

*A mis grandes amigos quienes siempre estuvieron dispuestos a darme su apoyo durante mi etapa Universitaria.*

*A la Universidad Industrial de Santander por ser mi Alma Máter y permitirme ser, con gran orgullo, uno de sus frutos.*

**JUAN JOSÉ MARTÍNEZ GAMBOA**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus más sinceros agradecimientos a:

Equión Energía Limited por regalarnos nuestra mejor experiencia, dividiendo nuestra vida en dos y dejando gratos amigos e incontables recuerdos.

Ingeniero César Augusto Pineda, por su voto de confianza, su sincero apoyo y sus valiosas palabras a lo largo de nuestra carrera profesional.

Ingeniero José Fernando Portela, por su apoyo incondicional y sus sabios concejos en todas las etapas del desarrollo de este trabajo.

Ingenieros Hernando Buendía y Luis Felipe Carrillo, por abrirnos las puertas de sus laboratorios y apoyarnos en todo momento para lograr el objetivo.

A todo el equipo de trabajo del Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación. Sus enseñanzas, su paciencia y su incondicional colaboración contribuyeron y permitieron nuestro aprendizaje.

Al capítulo estudiantil de la Sociedad de Ingenieros de Petróleos (SPE), por ser nuestra segunda casa durante tantos años.

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	22
1. OBJETIVOS.....	24
1.1 OBJETIVO GENERAL .....	24
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	24
2. GENERALIDADES .....	25
2.1 DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL BLOQUE PIEDEMONTE .....	25
2.2 CAMPO PAUTO .....	26
2.2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA .....	27
2.2.2 PRODUCCIÓN .....	27
2.3 CAMPO FLOREÑA.....	28
2.3.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA .....	28
2.3.2 PRODUCCIÓN .....	29
2.4 MARCO GEOLÓGICO DEL BLOQUE PIEDEMONTE .....	30
2.4.1 ESTRATIGRAFÍA .....	30
2.4.2 FORMACIONES GEOLÓGICAS .....	32
2.4.2.1 FORMACIONES GACHETÁ.....	32
2.4.2.2. FORMACIÓN GUADALUPE.....	32
2.4.2.3. FORMACIÓN GUADUAS.....	32
2.4.2.4 FORMACIONES BARCO.....	32
2.4.2.5. FORMACIÓN LOS CUERVOS.....	32
2.4.2.6. FORMACIÓN MIRADOR .....	33
2.4.2.7. FORMACIÓN CARBONERA.....	33
2.4.2.8. FORMACIÓN LEÓN.....	33
2.4.2.9. FORMACIÓN GUAYABO.....	33
2.4.3. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	34

2.4.4. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO.....	35
2.4.4.1. ROCA GENERADORA. ....	35
2.4.4.2. ROCA ALMACENADORA.....	36
2.4.4.3. ROCA SELLO. ....	36
2.4.4.4. TRAMPA. ....	36
2.5. DAÑO A LA FORMACIÓN.....	36
2.6 MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN.....	37
2.6.1. TAPONAMIENTO POR SÓLIDOS.....	37
2.6.2. PRECIPITACIÓN DE COMPUESTOS ORGÁNICOS.....	37
2.6.3. DAÑO OCASIONADO POR FENÓMENOS INTERFACIALES.....	38
2.6.4. BLOQUEO POR EMULSIONES.....	38
2.6.5. INVERSIÓN DE LA MOJABILIDAD.....	40
2.6.6. BLOQUEO POR AGUA.....	41
2.6.7. DAÑO BIOLÓGICO.....	42
2.7 INTERVENCIÓN DE POZOS EN EL BLOQUE PIEDEMONTE.....	42
2.7.1. OPERACIONES CON WIRELINE.....	43
2.7.2. OPERACIONES CON COILED TUBING.....	45
2.7.3. OPERACIONES CON UNIDADES DE BOMBEO.....	46
2.7.4. OPERACIONES CON UNIDADES DE WELL-TESTING.....	47
2.7.4.1. SEPARADORES DE PRUEBA.....	48
2.7.4.2. SEPARADORES DE ARENA.....	49
2.8. FLUIDOS DE CONTROL PARA LAS OPERACIONES DE INTERVENCION DE POZOS.....	50
2.8.1. SOLVENTES MUTUALES.....	50
2.8.2. ALCOHOLES.....	51
2.8.3. BIOCIDAS.....	51
2.8.4. INHIBIDORES DE ARCILLAS.....	52
2.8.5. SURFACTANTES.....	52

3. USO DE SURFACTANTES PARA LA REMOCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN.....	53
3.1. GENERALIDADES DE LOS SURFACTANTES.....	53
3.1.1. CLASIFICACIÓN DE LOS SURFACTANTES.....	55
3.1.2. FENÓMENOS FUNDAMENTALES QUE INTERVIENEN EN EL USO DE SURFACTANTES.....	58
3.1.2.1. ADSORCIÓN: .....	58
3.1.2.2. ASOCIACIÓN O AGREGACIÓN .....	59
3.2. CONDICIONES DE MOVILIZACIÓN Y DESPLAZAMIENTO.....	63
3.2.1. MOVILIZACIÓN MISCIBLE.....	65
3.2.2. MOVILIZACIÓN POR BAJA TENSIÓN.....	66
3.2.3. MOVILIZACIÓN POR SOLUBILIZACIÓN Y ENSANCHAMIENTO.....	67
3.2.4. MOVILIZACIÓN POR CAMBIO DE MOJABILIDAD.....	68
3.3. TENSIÓN INTERFACIAL IFT .....	69
3.3.1. MEDICIÓN DE LA TENSIÓN INTERFACIAL EN EL LABORATORIO .....	71
3.3.1.1. MEDICIÓN MEDIANTE PROPIEDADES GEOMÉTRICAS .....	74
3.3.1.1.1. MÉTODO DE LA GOTA PENDIENTE. ....	76
3.3.1.1.2. MÉTODO DE LA GOTA COLOCADA (SESSILE DROP). ....	77
3.3.1.1.3. MÉTODO DE LA GOTA GIRATORIA (SPINNING DROP). ....	77
3.3.2. MÉTODO DE LUZ POR LASER.....	79
3.3.3. FACTORES QUE AFECTAN LA APLICACIÓN DE SURFACTANTES EN EL MEDIO POROSO. ....	79
3.3.4. PROBLEMAS MÁS COMUNES DE LA UTILIZACIÓN DE SURFACTANTES EN EL MEDIO POROSO.....	81
4. ANÁLISIS DE LOS PROBLEMAS OCASIONADOS POR LA INADECUADA FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS DE CONTROL.....	83
4.1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS.....	83
4.1.1. CASANARE-1 .....	83
4.1.2. CASANARE-2.....	85

4.1.3. CASANARE-3 .....	87
4.2. DESCRIPCIÓN DEL FLUIDO .....	88
4.2.1. GENERALIDADES .....	88
4.2.2. INTERACCIÓN-ROCA-FLUIDO .....	89
5. DESCRIPCIÓN DEL SCREENING DE SELECCIÓN MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO.....	95
5.1. MAPA GENERAL DEL PROCESO.....	96
5.2. CARACTERIZACIÓN BÁSICA.....	97
5.2.1. SOLUBILIDAD .....	97
5.2.2. DENSIDAD .....	97
5.2.3. PH.....	98
5.3. DETERMINACIÓN DE LA TENSIÓN INTERFACIAL .....	98
5.4. INTERACCIÓN FLUIDO-FLUIDO.....	98
5.4.1. COMPATIBILIDAD AL ACIDO VIVO .....	99
5.4.2. ROMPIMIENTO DE EMULSIONES.....	100
5.5. INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO.....	101
6. RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS .....	104
6.1. PROCEDIMIENTOS DE LABORATORIO.....	104
6.1.1. CARACTERIZACIÓN BÁSICA.....	104
6.1.1.1. DENSIDAD .....	104
6.1.1.2. PH.....	105
6.1.1.3. ÍNDICE DE REFRACCIÓN .....	105
6.1.1.4. DETERMINACIÓN DE LA TENSIÓN INTERFACIAL.....	105
6.1.2. INTERACCIÓN FLUIDO-FLUIDO.....	106
6.1.2.1. COMPATIBILIDAD AL ÁCIDO VIVO .....	106
6.1.2.2. ROMPIMIENTO DE EMULSIONES.....	107
6.1.3. INTERACCIÓN ROCA FLUIDO.....	109
6.1.3.1. FORMULACIÓN A.....	109

6.1.3.2. FORMULACIÓN B. ....	112
6.2. ANÁLISIS DE PRODUCTIVIDAD .....	117
6.2.1. POZO CASANARE-1 .....	120
6.2.1.1 ETAPA 1 – PRODUCCIÓN TEMPRANA .....	120
6.2.1.2. FACTOR SKIN INICIAL. ....	122
6.2.1.3. ETAPA 2 – PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN .....	123
6.2.1.4 FACTOR SKIN ASOCIADO A LA PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN .....	126
6.2.1.5 ETAPA 3 – RECUPERACIÓN DE LA PRODUCCIÓN:.....	127
6.2.2. POZO CASANARE-2 .....	128
6.2.2.1 ETAPA 1 – PRODUCCIÓN TEMPRANA .....	128
6.2.2.2 FACTOR SKIN INICIAL .....	129
6.2.2.3 ETAPA 2 – PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN .....	130
6.2.2.4 FACTOR SKIN ASOCIADO A LA PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN .....	134
6.2.2.5 ETAPA 3 – RECUPERACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.....	135
7. CONCLUSIONES .....	137
8. RECOMENDACIONES.....	139
BIBLIOGRAFÍA.....	140
ANEXOS .....	143

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1.	Volúmenes Iniciales de Hidrocarburos y Factores de Recobro Estimados .....	26
Tabla 2.	Producción / Inyección Diaria en el Campo Pauto .....	27
Tabla 3.	Producción / Inyección Diaria en el Campo Floreña .....	29
Tabla 4.	Prueba de producción pozo Casanare 1 .....	84
Tabla 5.	Prueba de producción pozo Casanare 1 .....	86
Tabla 6.	Prueba de producción pozo Casanare 3 .....	88
Tabla 7.	Protocolo de inyección para el fluido de control base .....	90
Tabla 8.	Datos de los plugs y temperatura, para el desplazamiento del fluido actual en cada pozo .....	91
Tabla 9.	Protocolo de inyección para los fluidos reformulados propuestos. .	102
Tabla 10.	Datos de los plugs y temperatura, para el desplazamiento de las nuevas formulaciones .....	103
Tabla 11.	Resultado Tensiones Interfaciales de los fluidos propuestos. ....	105
Tabla 12.	Resultados Pruebas de compatibilidad, Formulación A .....	106
Tabla 13.	Resultados Pruebas de compatibilidad, Formulación B .....	107
Tabla 14.	Datos del Primer Registro PBU Pozo Casanare-1 .....	120
Tabla 15.	Datos Iniciales de Producción del Pozo Casanare-1 .....	121
Tabla 16.	Primer Registro de Producción PLT Pozo Casanare-1 .....	121
Tabla 17.	Parámetros de Producción Antes y Después del Daño Pozo Casanare-1 .....	124
Tabla 18.	Registro de Producción PLT Post-Recañoneo .....	128
Tabla 19.	Parámetros de Producción Antes y Después del Recañoneo .....	128
Tabla 20.	Datos del Registro PBU Antes del Daño Pozo Casanare-2 .....	129
Tabla 21.	Parámetros de Producción Antes y Después del Daño Pozo Casanare-2 .....	132
Tabla 22.	Datos del Registro PBU Después del Daño Pozo Casanare-2 .....	135

## LISTA DE GRÁFICAS

Grafica 1.	Cantidad de Aceite Solubilizado Vs Concentración de Surfactante. .61
Grafica 2.	Factor de recobro Vs Numero capilar. ....65
Grafica 3.	Desplazamiento del fluido actual para el Pozo Casanare 1.....91
Grafica 4.	Desplazamiento del fluido actual para el Pozo Casanare -2.....92
Grafica 5.	Desplazamiento del fluido actual para el Pozo Casanare-3.....93
Grafica 6.	Desplazamiento del fluido actual para el Pozo Casanare -4.....93
Grafica 7.	Porcentaje de rompimiento de emulsión por pozo después de 24 horas, Formulación A..... 107
Grafica 8.	Porcentaje de rompimiento de emulsión por pozo después de 24 horas, Formulación B..... 108
Grafica 9.	Desplazamiento Formulación A pozo Casanare 1..... 110
Grafica 10.	Desplazamiento Formulación A pozo Casanare 2..... 110
Grafica 11.	Desplazamiento Formulación A pozo Casanare 3..... 111
Grafica 12.	Desplazamiento Formulación A pozo Casanare 4..... 111
Grafica 13.	Variación de la Kefectiva al crudo Después de aplicado el tratamiento..... 112
Grafica 14.	Desplazamiento Formulación B pozo Casanare 1..... 113
Grafica 15.	Desplazamiento Formulación B pozo Casanare 2..... 113
Grafica 16.	Desplazamiento Formulación B pozo Casanare 3..... 114
Grafica 17.	Desplazamiento Formulación B pozo Casanare 4..... 114
Grafica 18.	Variación de la Kefectiva al crudo Después de aplicado el tratamiento 115
Grafica 19.	IPR Antes de la Matada del Pozo Casanare-1 ..... 122
Grafica 20.	Producción de Petróleo Antes y Después del Daño Pozo Casanare-1 124
Grafica 21.	Producción de Gas Antes y Después del Daño Pozo Casanare-1 .125
Grafica 22.	IPR Antes y Después de la Matada del Pozo Casanare-1..... 126

Grafica 23.	IPR antes de la Matada del Pozo Casanare-2.....	130
Grafica 24.	Producción de Petróleo Antes y Después del Daño Pozo Casanare-2 133	
Grafica 25.	Producción de Gas Antes y Después del Daño Pozo Casanare-2 .	133
Grafica 26.	IPR antes y Después de la Matada del Pozo Casanare-2.....	134
Grafica 27.	IPR Antes, Inmediatamente Después y 3 Meses Después de la Matada del Pozo Casanare-2 .....	136

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Ubicación Geográfica del Campo Pauto.....	27
Figura 2.	Ubicación Geográfica del Campo Floreña .....	29
Figura 3.	Columna Estratigráfica Generalizada de las Formaciones del Bloque Piedemonte.....	31
Figura 4.	Zonas de Deformación presentes en el Piedemonte .....	34
Figura 5.	Esquema general de una molécula Surfactante. ....	53
Figura 6.	Surfactante catiónico, Petróleo Humectando a la Arenisca .....	56
Figura 7.	Moléculas de surfactante adheridas a la superficie. ....	59
Figura 8.	Descripción del fenómeno de asociación o agregación .....	60
Figura 9.	Variación de la tensión superficial VS concentración de surfactante (CMC). ....	60
Figura 10.	Fenómeno de movilización por baja tensión.....	66
Figura 11.	Diagrama de comportamiento soluciones agua-aceite-surfactante Tipo Winsor II.....	67
Figura 12.	Cambio de mojabilidad mediante el Uso de surfactantes .....	68
Figura 13.	Fuerzas activas que actuan sobre las moléculas en el seno de un líquido y en la superficie libre.....	69
Figura 14.	Interface entre dos líquidos.....	70
Figura 15.	Linea de contacto trifásico .....	72
Figura 16.	Método de medición con placa Whilhelmy.....	73
Figura 17.	Método de medición del Anillo .....	74
Figura 18.	Principio de los métodos basados sobre una deformación.....	75
Figura 19.	Método de la Gota Pendiente .....	76
Figura 20.	Método de la Gota Colocada (Sessile Drop).....	77
Figura 21.	Método de la Gota Giratoria.....	78
Figura 22.	Mapa General del Proceso de Selección del fluido de control.....	95
Figura 23.	Picnómetro de vidrio .....	97

## LISTA DE ANEXOS

<b>ANEXO A.</b> Equipo de desplazamiento para las pruebas de interacción Roca-Fluido .....	143
<b>ANEXO B.</b> Pruebas de compatibilidad con salmuera Formulaci3n A, 24 horas despu3s. ....	145
<b>ANEXO C.</b> Pruebas de compatibilidad con crudo Formulaci3n A. 24 horas despu3s .....	146
<b>ANEXO D.</b> Pruebas de compatibilidad con salmuera Formulaci3n B, 24 horas despu3s .....	147
<b>ANEXO E.</b> Pruebas de compatibilidad con crudo Formulaci3n B, 24 horas despu3s .....	148
<b>ANEXO F.</b> Pruebas de Rompimiento Formulaci3n A, Apariencia al t3rmino de las 24 horas para las tres proporciones.....	149
<b>ANEXO G.</b> Pruebas de Rompimiento Formulaci3n B, Apariencia al t3rmino de las 24 horas para las tres proporciones.....	153

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN DE NUEVAS FORMULACIONES DE FLUIDOS PARA CONTROL DE POZOS EN LOS CAMPOS PAUTO Y FLOREÑA<sup>1</sup>.

**AUTORES:** Henry Mauricio Galvis Silva, Juan José Martínez Gamboa<sup>2</sup>.

**PALABRAS CLAVE:** Fluido de Control, Matada de Pozos, Intervención de Pozos, Piedemonte, Pauto, Floreña.

### **DESCRIPCIÓN:**

Este proyecto presenta un marco introductorio sobre las características geográficas y geológicas del bloque Piedemonte, conformado por los campos Pauto y Floreña, hace una revisión de los conceptos teóricos sobre los mecanismos de daño a la formación y elabora un análisis técnico de los problemas operacionales que se presentaron en ciertos pozos y que hicieron necesario llevar a cabo una operación de matada de pozo con la formulación tradicionalmente usada para el control de pozos en el campo Cusiana, trayendo consigo resultados desfavorables para la productividad de los pozos. Los campos Pauto y Floreña presentan características petrofísicas similares entre ellos, pero distintas a las de Cusiana, en especial un tamaño de garganta de poro reducido que dificulta el restablecimiento de la permeabilidad efectiva a los hidrocarburos en la cara de pozo una vez el fluido de control ha sido inducido en la formación.

Se presentan los resultados experimentales de las pruebas de desplazamiento llevadas a cabo a nivel de laboratorio con el fin de evaluar uno de los parámetros más determinantes para la productividad de los pozos, la permeabilidad efectiva al petróleo. Finalmente se presentan dos casos de estudio de los pozos en los cuales el efecto negativo que trajo consigo la inducción del fluido de control fue más pronunciado. Se evalúan parámetros como radio aparente de drenaje del pozo, profundidad de invasión del fluido de control y daño posterior a las operaciones de matada de pozo, con base en datos reales de campo registrados durante las operaciones.

---

<sup>1</sup> Proyecto de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos.

<sup>2</sup> Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander.

## ABSTRACT

**TITLE:** NEW CONTROL FLUIDS EVALUATION FOR PAUTO AND FLOREÑA OIL FIELDS<sup>3</sup>.

**AUTHORS:** Henry Mauricio Galvis Silva, Juan Jose Martinez Gamboa<sup>4</sup>.

**KEY WORDS:** Control Fluids, Kill Fluids, Well Interventions, Piedemonte, Pauto, Floreña.

### **DESCRIPTION:**

This project presents an introduction to the geographic and geological characteristics of Pauto and Floreña fields, which are both part of Piedemonte lease in the Colombian foothills. It also goes through the theoretical basis of formation damage mechanisms and presents a technical analysis of the operational problems that were evidenced in certain wells, in which there was the need to kill the well by pumping a control fluid that had been widely used in Cusiana field, also located in the Colombian foothills. The use of this control fluid for the well-kill operations caused formation damage due to water blockage around the wellbore. Pauto and Floreña fields have similar petrophysical properties, but they differ from those of Cusiana field, especially a reduced pore throat size that makes it difficult to reestablish the effective permeability around the wellbore.

This project presents the experimental results of the core flooding laboratory tests that were conducted to find the optimal formulation that does not cause damage to the formation and instead increases the effective permeability to hydrocarbons in the wellbore. Finally, two real field cases are presented in order to describe the magnitude of the production loss where parameters such as apparent drainage radius, depth of fluid damage and new skin factor are calculated based on real field data.

---

<sup>3</sup> Petroleum Engineering Undergraduate Thesis Project.

<sup>4</sup> Petroleum Engineering Department. Industrial University of Santander.

## INTRODUCCIÓN

Un fluido de control para operaciones de intervención de pozos o “workover” es diseñado con el fin de que la columna hidrostática generada por éste pueda igualar e incluso levemente sobrepasar la presión de poro de un yacimiento específico con el fin de contener los fluidos en la formación, permitir maniobrar herramientas y realizar operaciones dentro del pozo, especialmente cuando éste maneja altas presiones. Durante varios años, Equión Energía Limited (antes British Petroleum Exploration Colombia) ha utilizado una formulación base agua como fluido de control en los pozos del bloque Santiago de las Atalayas (campos Cusiana, Buenos Aires y Río Chitamena). Con el pasar del tiempo y el desarrollo de nuevos prospectos en el bloque Piedemonte, se decide continuar empleando la misma formulación de fluidos tradicionalmente usada en Cusiana, en los nuevos proyectos, con efectos no siempre favorables para la productividad de los pozos. Los campos Pauto y Floreña, ubicados en el bloque Piedemonte, presentan características petrofísicas similares entre ellos, pero distintas a las de Cusiana, en especial un tamaño de garganta de poro reducido que dificulta el restablecimiento de la permeabilidad relativa al hidrocarburo una vez el fluido de control ha sido inducido en la cara de pozo.

Con base en dicha problemática, surge la necesidad de identificar una nueva formulación para fluidos de control, que no afecte negativamente los parámetros de producción y que favorezca la limpieza de los pozos de forma rápida y segura. Aunque los fluidos base aceite pudiesen ser una opción más beneficiosa para la remoción del daño y mejoramiento de la permeabilidad, su uso es restringido y casi que nulo en el caso específico del Piedemonte Llanero ya que sus bajas densidades le impiden un buen control sobre la presión de yacimiento.

Este proyecto contempla la segunda etapa de una evaluación previa realizada al desempeño de las formulaciones propuestas por ocho diferentes compañías de servicios. Los fluidos propuestos por sólo dos de estas compañías continuaron en la fase final del proyecto para ser finalmente seleccionados. De la misma forma se presentan los resultados del proceso teórico-experimental requerido para la valoración de los fluidos junto con toda la información relevante para soportar la selección de la mejor formulación.

## **1. OBJETIVOS**

### **1.1 OBJETIVO GENERAL**

Evaluar la factibilidad de diferentes formulaciones de fluidos para el control de pozos, en función de las características químicas y reológicas de los mismos y su interacción con la geología y petrofísica de los campos Pauto y Floreña.

### **1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Describir la influencia de la reducción de la tensión interfacial entre los fluidos de formación y los fluidos de control, en el mejoramiento de la movilización de crudo.
- Describir la metodología utilizada durante las pruebas de laboratorio para determinar la idoneidad de los fluidos de control para cada pozo en estudio.
- Realizar un análisis comparativo del desempeño de las formulaciones propuestas por diferentes compañías de servicios con el fin de determinar su efectividad en la reducción de la tensión interfacial y cambio en la permeabilidad efectiva al petróleo.
- Determinar la formulación que provee una mejor interacción con la formación, mayor disminución del daño en la zona aledaña a la cara de pozo, y mejor desempeño sobre la productividad de los pozos, teniendo en cuenta los antecedentes operacionales en los cuales la inducción del fluido de control actual generó un daño atribuido a un bloqueo por líquidos.

## 2. GENERALIDADES

### 2.1 DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL BLOQUE PIEDEMONTTE

El bloque Piedemonte, conformado por los campos Pauto y Floreña pertenece al contrato de asociación del mismo nombre suscrito entre la compañía estatal colombiana Ecopetrol y Equión Energía Limited (antes British Petroleum Exploration Colombia).

El bloque Piedemonte se caracteriza por ser una zona de gran actividad tectónica con estructuras geológicamente complejas y rocas bien consolidadas. Estas estructuras obligan a que cada pozo se convierta en un reto tecnológico que requiere el uso de las últimas y más avanzadas tecnologías disponibles en el mercado.

El bloque alberga reservas significativas de gas que durante el desarrollo de sus campos se han reinyectado casi en su totalidad para mantener la presión de yacimiento y optimizar el factor de recobro<sup>5</sup>. Sin embargo, la evolución en las condiciones del mercado y la creciente demanda de gas en los diferentes sectores de la economía colombiana han hecho que Equión Energía Limited tome participación en el mercado a largo plazo y en la monetización de estas reservas. En la actualidad (2015), la compañía operadora se enfoca en el desarrollo completo de la licencia Piedemonte. Este proyecto incluye la expansión de las instalaciones de procesamiento de Floreña, así como la construcción de líneas de flujo y la perforación de nuevos pozos.

---

<sup>5</sup> Agudelo, Juan C. "Inducción Técnica a Intervención de Pozos". EQUION ENERGIA LIMITED. Bogotá, D.C. Enero de 2014.

En la siguiente tabla se presentan los estimados iniciales de los volúmenes de petróleo y gas, junto con los factores de recobro actuales, al final de la licencia y al final de la vida productiva de cada campo.

**Tabla 1.** Volúmenes Iniciales de Hidrocarburos y Factores de Recobro Estimados

CAMPO	GAS IN-SITU	PETRÓLEO IN-SITU	FACTOR DE RECOBRO ACTUAL	FACTOR DE RECOBRO AL TÉRMINO DE LA LICENCIA	FACTOR DE RECOBRO AL FINAL DE LA VIDA PRODUCTIVA
PAUTO	3,491	489	8.90%	19.10%	23.50%
FLOREÑA	404	122	25.10%	32.10%	34.60%

## 2.2 CAMPO PAUTO

El campo Pauto fue descubierto en 1995, pocos años después del descubrimiento de los campos Cusiana y Cupiagua, siendo parte de la estrategia de expansión exploratoria en el Piedemonte Casanareño. La producción comercial de este campo inició a mediados del 2001. En la actualidad el campo Pauto cuenta con cinco (5) pozos productores, dos (2) inyectoros de gas y un (1) pozo abandonado para un total de ocho (8) pozos perforados.



## **2.3 CAMPO FLOREÑA**

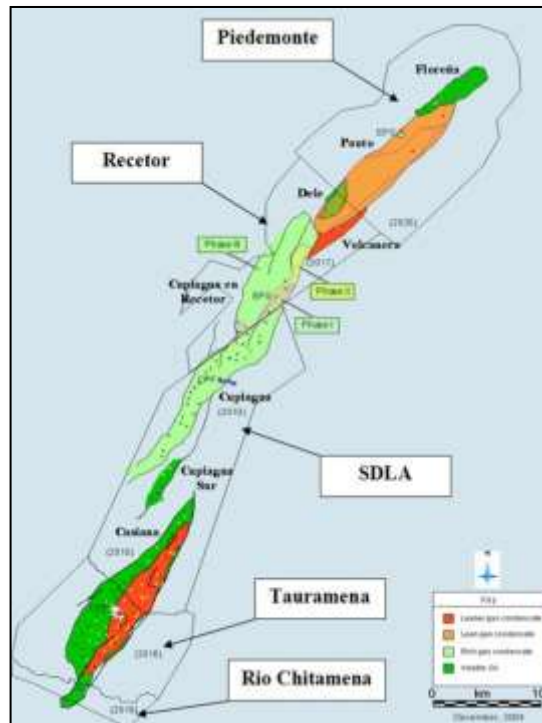
El descubrimiento de este campo se logró gracias a la perforación de un pozo de avanzada que pretendía delimitar la extensión del campo Volcanera, localizado al suroeste. Sin embargo se logró comprobar que éste correspondía a un nuevo descubrimiento y por tanto el tamaño de Volcanera no era tan extenso como se especuló en un principio. En 1998, se comprobó la comercialidad de los hidrocarburos presentes en las formaciones Barco y Guadalupe, dando inicio a la vida productiva del campo.

En la actualidad el campo Floreña cuenta con 2 pozos inyectores de gas, 9 productores, 1 suspendido y 1 abandonado, para un total de 13 pozos perforados.

### **2.3.1 Ubicación Geográfica**

El campo se encuentra ubicado al norte de la ciudad de Yopal, capital del Departamento de Casanare, tiene aproximadamente 10 km de largo por 3 km de ancho en dirección suroeste – noreste.

**Figura 2.** Ubicación Geográfica del Campo Floreña



**Fuente:** Alzate, Juan Carlos. [Archivo WORD]. EQUIÓN ENERGÍA LIMITED.

### 2.3.2 Producción

Tabla 3. Producción / Inyección Diaria en el Campo Floreña

CAMPO FLOREÑA PRODUCCIÓN / INYECCIÓN DIARIA	
Aceite	23.646 STBOD
Gas	216 MMscfd
Agua	4.553 STBWD
Inyección de Gas	27,3 MMscfd

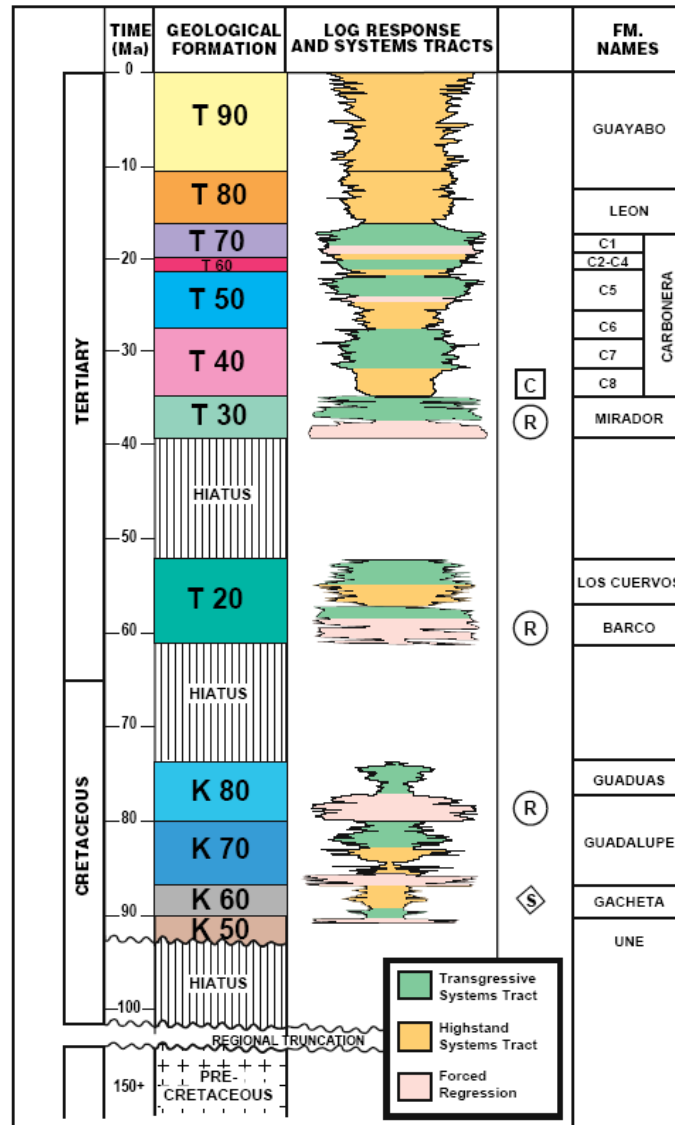
## **2.4 MARCO GEOLÓGICO DEL BLOQUE PIEDEMONTE**

En Colombia, la cadena montañosa de Los Andes forma tres cordilleras que se extienden a lo largo de todo el país, una de las cuales es la Cordillera Oriental, donde se encuentra ubicada la región del Piedemonte Casanareño. Esta zona ha pasado por múltiples fases de tectonismo superpuesto debido a la deformación terciaria sufrida por la cordillera de Los Andes dando como resultado los relieves hoy conocidos.

### **2.4.1 Estratigrafía**

La estratigrafía del área del Piedemonte se basa en principios de estratigrafía de secuencias e involucra rocas del Paleozoico, Cretáceo y Terciario con presencia de múltiples discordancias regionales. En la **Figura 3** se muestra la columna estratigráfica generalizada de los campos presentes en el bloque Piedemonte.

**Figura 3.** Columna Estratigráfica Generalizada de las Formaciones del Bloque Piedemonte



**Fuente:** Cooper, M. A. et al. "Basin Development and Tectonic History of the llanos Basin, Eastern Cordillera and Middle Magdalena Valley". Colombia. AAPG Bulletin, V. 79, N° 10 (October 1995).

**2.4.2 Formaciones Geológicas** El bloque Piedemonte involucra una amplia variedad de formaciones geológicas, lo cual hace a esta zona un área particularmente compleja y con grandes retos tecnológicos al momento de desarrollar proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

**2.4.2.1 Formación Gachetá:** Esta formación está compuesta primordialmente por arcillas y yace del Cretácico, sobre una discordancia estratigráfica del Jurásico. Su espesor varía entre los 2,000 y 6,000 pies y es considerada la roca generadora de la cuenca.

**2.4.2.2. Formación Guadalupe:** Está compuesta por capas de arenisca con intercalaciones de arcillas dadas por un proceso de regresión, organizadas de grano fino a grano medio. Las rocas provienen del Campaniano, su espesor varía entre 400 y 800 pies y la infrayace la formación Gachetá y la suprayace la formación Guaduas.

**2.4.2.3. Formación Guaduas:** Fue depositada durante la transición Cretácico – Terciaria y ha sido reconocida como una sucesión conformada principalmente por lodolitas, arenitas y mantos de carbón. A esta formación la suprayace la formación Barco y la infrayace la formación Guadalupe.

**2.4.2.4 Formación Barco:** Está compuesta predominantemente por arenas ricas en cuarzo de grano medio, de color blanco, con ambiente de depositación fluvial y de llanura costera. Proviene del Paleoceno, su espesor aproximado es de 240 pies y la infrayace la formación Guaduas y la suprayace la formación Los Cuervos.

**2.4.2.5. Formación Los Cuervos:** Debido a un proceso de regresión en un plano litoral aluvial, a esta formación la componen arcillas con intercalaciones de arenas, lutitas y carbón. Proviene del Paleoceno tardío y actúa como roca sello por su

composición poco permeable. Su espesor aproximado varía entre 350 y 550 pies y se encuentra sobre los depósitos de la formación Barco.

**2.4.2.6. Formación Mirador:** Está compuesta particularmente por areniscas grises granuladas (porosas, friables) y por arcillas. El porcentaje de arcillas de esta formación aumenta con respecto a la formación Guadalupe. Las rocas provienen del Eoceno Temprano y la depositación que conformó la formación se dio en dos etapas, separadas por una inconformidad. Su espesor promedio es de 550 pies y la suprayace el miembro C8 de la formación Carbonera y la infrayace la formación Los Cuervos.

**2.4.2.7. Formación Carbonera:** Está compuesta de areniscas y arcillas, provenientes del Oligoceno y recibe su nombre a causa de la presencia de mantos de carbón encontrados a lo largo de toda la sección. La formación Carbonera se compone de ocho formaciones que van de C8 a C1 y forman cuatro pares. Cada par consta de una parte superior de intercalaciones de arena y una baja de arcillas. En la región del Piedemonte, las formaciones bajas del grupo Carbonera de C6 a C8 son difíciles de distinguir. El espesor varía entre 150 y 300 pies y la suprayace la formación León.

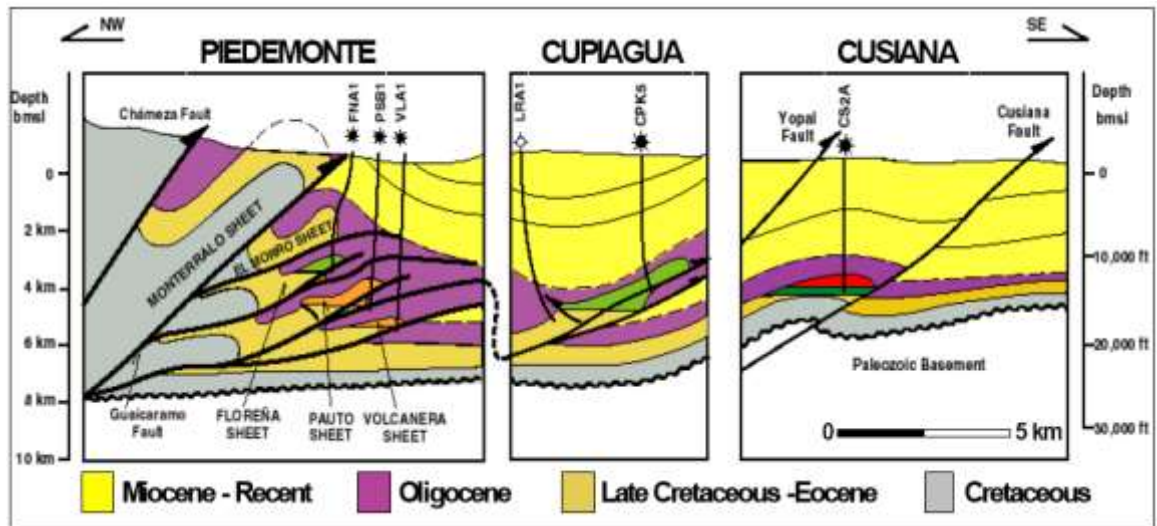
**2.4.2.8. Formación León:** Está compuesta principalmente por arcillolitas interstratificadas con limolitas y areniscas de grano fino a grueso. Proviene del Mioceno, su espesor aproximado es de 450 pies y la infrayace la formación Carbonera y la suprayace la formación Guayabo.

**2.4.2.9. Formación Guayabo:** Está compuesta primordialmente por arenas fluviales poco ordenadas, gravas y conglomerados intercalados con lodolitas de color marrón rojizo. Proviene del Cuaternario y tiene un espesor aproximado de 500 pies en la parte oriental del Piedemonte.

### 2.4.3. Geología Estructural

Los elementos tectónicos más importantes que afectan a la Cordillera Oriental, son el sistema de fallas de Guaicáramo, la falla Yopal – Borde Llanero, la falla Cusiana y la falla Támara, los cuales han generado un complejo sistema estructural. Dicha complejidad aumenta a medida que se avanza de sur a norte.

**Figura 4.** Zonas de Deformación Presentes en el Piedemonte



**Fuente:** Alzate, Juan Carlos. [Archivo WORD]. EQUIÓN ENERGÍA LIMITED.

En el extremo sur se encuentra la estructura de Cusiana. Es la estructura más sencilla y pertenece al tren de estructuras frontales. La posición del despegue principal se encuentra en las arcillolitas del Paleozoico lo que contribuye a una estructura menos apretada.

Hacia el norte se encuentra una zona de transición antes de la llamada zona triangular del tren de cabalgamiento. En esta zona intermedia se desarrollan estructuras aisladas denominadas anticlinales apretados asimétricos individuales, donde se encuentra el campo Cuiaguá. Para la formación de esta estructura, se dio primero la formación de un pliegue apretado, seguido por la generación de un despegue más profundo que corta la estructura original y la aísla de su entorno.

Finalmente, hacia el noreste se encuentran las estructuras que constituyen el área de mayor deformación en todo el Piedemonte Llanero. Esta zona es llamada zona triangular de cabalgamiento y está caracterizada por la presencia de estructuras tipo “dúplex” conformadas por láminas cabalgantes estacadas una encima de otra. En esta zona se encuentran los campos de Volcanera, Pauto, Dele y Floreña.

Una longitud de aproximadamente 12 km de largo en rumbo suroeste – noreste y un ancho de 5 km son las dimensiones de la porción norte del Piedemonte Llanero. La acumulación de hidrocarburos (aceite volátil) se presenta en 2 km de los últimos 5 km mencionados.

La estructura del complejo Pauto (conformada por los campos Pauto, Volcanera y Dele) tiene una extensión de 30 km de largo y aproximadamente 6 km de ancho, de los cuales 4 km han sido probados con hidrocarburos tipo gas condensado. Se presume que los pozos, en su mayoría, han sido perforados hacia la cresta o hacia el flanco oeste. En cuanto a la estructura del campo Floreña, se puede decir que está localizada debajo del anticlinal de El Morro, que es un anticlinal asimétrico, que limita al oriente por la denominada falla de Floreña y que es ésta la que le da forma a la estructura.

#### **2.4.4. Geología del Petróleo**

En la región del Piedemonte Llanero se han identificado unas formaciones que han sido fundamentales en el proceso de generación, migración y almacenamiento de los hidrocarburos que allí se encuentran depositados. Una exhaustiva caracterización geológica ha permitido identificar la roca generadora, almacenadora, sello y las trampas estructurales y estratigráficas que han permitido la existencia de yacimientos de petróleo y gas en esta área.

**2.4.4.1. Roca Generadora:** Las arcillolitas de la formación Gachetá, conforman la roca fuente de hidrocarburos en el área del Piedemonte, con un espesor que varía

entre los 2,000 y 6,000 pies. La presencia de crudos biodegradados, gas y condensados representa la posibilidad de múltiples etapas de migración de hidrocarburos en esta área geográfica.

**2.4.4.2. Roca Almacenadora:** Las areniscas de las formaciones Mirador, Barco y Guadalupe son las principales unidades almacenadoras en la región del Piedemonte. Se ha demostrado, por medio de los pozos de Volcanera, Floreña y Pauto, que a profundidades de hasta 15,000 pies, estas rocas conforman yacimientos de buenas características.

**2.4.4.3. Roca Sello:** En el caso de la formación Mirador, la roca sello está representada por las lodolitas pertenecientes a la unidad Carbonera C8 que yacen sobre esta formación. Las arcillas de la formación Los Cuervos establecen el sello para la formación Barco y en el caso de la formación Guadalupe, su sello está representado por los shales cretácicos de esta misma formación.

**2.4.4.4. Trampa:** Las fallas y pliegues compresionales desarrollados como parte del tren frontal de pliegues y cabalgamientos de la Cordillera Oriental en el Piedemonte, conforman los focos de migración para los hidrocarburos generados al oeste en sinclinales regionales profundos.

## **2.5. DAÑO A LA FORMACIÓN**

El daño a la formación se define como cualquier tipo de afectación a la productividad o inyectividad de un pozo. Existen múltiples causas que explican la presencia y desarrollo de estas restricciones a lo largo de la vida productiva de los yacimientos.

## **2.6 MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN**

Existen ciertos mecanismos o fenómenos que ocurren a nivel del medio poroso y que son los causantes de la caída de presión adicional en la zona aledaña a la cara de pozo. Dentro de estos mecanismos se encuentran:

- Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación.
- Reducción de la permeabilidad efectiva a los hidrocarburos.
- Aumento de la viscosidad de los fluidos.

### **2.6.1. Taponamiento por Sólidos**

Este fenómeno se presenta cuando los sólidos de tamaño fino provenientes de la misma formación se mueven a través del medio poroso, depositándose y taponando las gargantas de poro, ocasionando una reducción drástica a la permeabilidad. Las partículas de mayor tamaño que son llevadas a la cara de pozo pueden obstaculizar los conductos de flujo formando una retorta externa en la cara de pozo. Por su parte, las partículas de menor tamaño se pueden adherir a las superficies de los compartimientos porosos, resultando en pequeñas reducciones a la permeabilidad o la acumulación (puenteo) en las gargantas de poro. El puenteo o acumulación de partículas suele ocurrir cuando el tamaño de éstas se encuentra entre  $1/3$  y  $1/7$  del tamaño de garganta de poro<sup>6</sup>, por tanto el tamaño relativo de las partículas con respecto a la garganta de poro es un factor determinante para la ocurrencia de este tipo de taponamiento.

### **2.6.2. Precipitación de Compuestos Orgánicos**

Las parafinas y los asfaltenos son los compuestos orgánicos que son más propensos a causar daño en la formación.

Los asfaltenos son compuestos aromáticos y nafténicos de alto peso molecular, que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos. Este estado coloidal

---

<sup>6</sup> González, Juan Manuel. "Daño a la Formación en Pozos Petroleros". Universidad Nacional Autónoma de México. México, D.F. 2014.

está estabilizado por la presencia de resinas en el crudo, cuando se reduce de algún modo el contenido de estas resinas, los asfáltenos pueden agregarse (flocular), formando partículas lo suficientemente grandes como para quedar atrapadas en el medio poroso, causando un daño a la formación. Cualquier cambio químico en el crudo que reduzca la concentración de estas resinas puede ocasionar este fenómeno.

Por su parte, las parafinas son hidrocarburos de cadena larga que se precipitan de ciertos tipos de crudo cuando disminuye la temperatura o la composición del crudo cambia por la liberación del gas a medida que se reduce la presión.

### **2.6.3. Daño Ocasionado por Fenómenos Interfaciales**

El daño a la formación puede ser causado por fenómenos diferentes a obstrucciones que disminuyen la permeabilidad de la roca. Hay daños causados por los fluidos que involucran cambios en la permeabilidad efectiva a los hidrocarburos e incluso cambios en la viscosidad para el caso de las emulsiones.

En algunos casos se cree que estos tipos de daño no son permanentes, puesto que los fluidos son móviles y pueden ser removidos de la zona aledaña a la cara de pozo, sin embargo, la experiencia ha demostrado que es muy difícil eliminar este tipo de daño y que los pozos tardan mucho tiempo en recuperar sus líneas base de producción cuando se ha presentado un tipo de daño por fenómenos interfaciales<sup>7</sup>.

### **2.6.4. Bloqueo por Emulsiones**

El bloqueo por emulsiones se presenta cuando una emulsión se encuentra saturando el medio poroso cercano a la cara de pozo, bloqueando el flujo de fluidos y ocasionando que la conductividad de la formación en esta zona sea drásticamente reducida. Este fenómeno no se presenta con mucha frecuencia,

---

<sup>7</sup> González, Juan Manuel. "Daño a la Formación en Pozos Petroleros". Universidad Nacional Autónoma de México. México, D.F. 2014.

pero cuando ocurre, sus consecuencias son muy negativas para la productividad del pozo.

La formación de emulsiones a nivel del medio poroso no sólo depende de las propiedades del crudo, sino también de la introducción de agentes externos que entren en contacto con éste. En la práctica se ha encontrado que el agua y el petróleo originarios de un mismo yacimiento rara vez forman emulsiones espontáneamente. Para que se forme una emulsión, se requieren factores externos, por ejemplo, la reintroducción en el yacimiento de un crudo extraído del mismo, porque si ha experimentado la activación de surfactantes naturales, estos pueden estabilizar emulsiones de dicho crudo con el agua de formación. La activación de los surfactantes naturales puede ocurrir en los crudos que han sido extraídos y almacenados en superficie lo cual los expone a fenómenos de oxidación. Del mismo modo, el agua proveniente del yacimiento que ha sido puesta al contacto con oxígeno en superficie, al ser reutilizada en la formulación de fluidos de control provoca la oxidación del petróleo con consecuencias de similar magnitud.

El esfuerzo de corte producido cuando los fluidos fluyen en el medio poroso proporciona la energía requerida para la formación de las emulsiones.

Un mecanismo mucho más probable de formación de emulsiones en el medio poroso es la introducción de surfactantes con los filtrados de los fluidos de perforación, completamiento o intervenciones. Si además existen partículas finas dispersas en el medio poroso, éstas se colocarán en la interfase, impidiendo la coalescencia de las gotas de la fase dispersa de la emulsión y estabilizándola. Estas emulsiones se hacen más estables cuando las partículas finas tienen una mojabilidad intermedia, lo cual significa que su mojabilidad al agua es igual que al petróleo, así pueden concentrarse en la interfase entre el agua y el petróleo y

actuar como un escudo mecánico, impidiendo que las gotas de la emulsión se junten.

Durante los procesos de acidificación con mezclas de ácido clorhídrico o ácido fluorhídrico (HCl o HF) se generan este tipo de partículas por disolución de compuestos silíceos y formación de hidróxido de silicio en estado coloidal. Estas partículas alcanzan el grado de mojabilidad adecuada para estabilizar emulsiones gracias al inhibidor de corrosión que el ácido lleva en exceso, y que, en general es un surfactante catiónico que invierte la mojabilidad al petróleo en los materiales silíceos.

Es importante resaltar que el efecto de la viscosidad de la emulsión se hace más pronunciado a nivel del medio poroso. Teniendo en cuenta un tamaño de poro reducido, las gotas de una emulsión tendrán que deformarse para pasar a través de las gargantas de poro, para lo cual se requerirá modificar el área superficial de cada gota. La energía requerida para deformar una gota y modificar su superficie creará energía superficial adicional en el sistema, lo cual se traducirá en un incremento en el trabajo necesario para mover la emulsión a través del medio poroso.

#### **2.6.5. Inversión de la Mojabilidad**

La acción de surfactantes en los fluidos de control utilizados durante las operaciones de intervención de pozos, así como la precipitación de asfáltenos en el medio poroso, pueden alterar la mojabilidad de la formación hacia un sistema mojado por petróleo, reduciendo así la permeabilidad relativa de la formación hacia éste. Este efecto es generalmente producido por los filtrados de los lodos de emulsión inversa.

### **2.6.6. Bloqueo por Agua**

El agua puede también ser un agente causante de daño a la formación. Un aumento en la saturación de este fluido en la zona aledaña a la cara de pozo causa una reducción de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos.

El bloqueo por agua se puede presentar cuando agua proveniente de fluidos externos que son inducidos dentro pozo en operaciones de perforación, completamiento o intervenciones se filtra a la formación, o por la existencia de algún tipo de comunicación entre la formación productora de hidrocarburos y una zona productora de agua. La región de alta saturación de agua resultante reduce la permeabilidad efectiva al petróleo en la cara de pozo.

Un bloqueo causado por agua, en general, se elimina por sí solo con el paso del tiempo, sin embargo, en la gran mayoría de los casos viene asociado a otros tipos de daño, que enmascaran su identificación e impiden su eliminación.

En yacimientos altamente depletados, la presión de la formación puede ser tan baja que no logre vencer la presión capilar creada por la alta tensión interfacial entre el agua y los fluidos de formación, creándose así un bloqueo permanente con serias consecuencias para la productividad del pozo.

Un bloqueo por agua se identifica por un repentino incremento del porcentaje de agua en la producción, o una ausencia de producción, generalmente después de una operación de intervención en la cual se han usado fluidos base agua. Si el pozo se encuentra en producción, es fácil distinguir este tipo de bloqueo de una conificación o intrusión de agua, ya que este bloqueo no es sensible a los cambios en la tasa de producción, mientras que la conificación e intrusión de agua disminuirán al disminuir la tasa de producción.

### **2.6.7. Daño Biológico**

Este fenómeno se presenta particularmente en pozos inyectoros de agua, los cuales son altamente susceptibles al daño causado por bacterias en la zona adyacente al pozo. Las bacterias transportadas por el flujo e inyectadas a la formación, especialmente las anaeróbicas, pueden multiplicarse muy rápidamente en el yacimiento, taponando los espacios porosos con ellas mismas o con precipitados que resultan de sus procesos biológicos como por ejemplo la biomasa, producto de la muerte de bacterias, cuya presencia puede causar grandes reducciones en la inyectividad de los pozos.

## **2.7 INTERVENCIÓN DE POZOS EN EL BLOQUE PIEDEMONTE**

El término “Intervención de Pozos” se utiliza para referirse a todos los trabajos que se realizan posteriores a la perforación de los pozos con el fin de mantener, preservar o aumentar la producción o inyección de un pozo, así como para mantener o mejorar las condiciones de integridad del mismo.

Los equipos más usados para la intervención de pozos son: Coiled Tubing, Electric Line, Slick Line, Braided Line, unidades de bombeo, y separadores de prueba y de arena<sup>8</sup>.

Algunas operaciones comunes de intervención de pozos en el bloque Piedemonte son: cañoneo, estimulaciones, tratamientos de inhibición de compuestos orgánicos o inorgánicos (parafinas, asfáltanos y escamas de  $\text{CaCO}_3$  o  $\text{CaSO}_4$ ), fracturamiento hidráulico, cementaciones remediales, aislamiento de zonas utilizando diferentes métodos (tapones mecánicos, inflables, cemento, arena, etc.), trabajos de pesca, instalación o remoción de válvulas de subsuelo, registros eléctricos (PLT, PBU, PFO, ILT), entre muchos otros.

---

<sup>8</sup> Agudelo, Juan C. “Inducción Técnica a Intervención de Pozos”. EQUION ENERGIA LIMITED. Bogotá D.C. Enero de 2014.

### **2.7.1. Operaciones con Wireline**

El término “Wireline” se usa indistintamente para referirse a equipos o unidades que usan cable como medio para correr herramientas dentro del pozo.

El uso de este tipo de sistemas comenzó desde los inicios de la industria petrolera cuando un ensamblaje de herramientas, sostenido por un cable, era el sistema más comúnmente utilizado para perforar pozos someros. Este sistema era conocido como perforación por percusión. Diversos tipos de herramientas de fondo empezaron a ser desarrolladas a partir de la década de 1930. La introducción de los sistemas de levantamiento artificial y los completamientos duales hicieron necesario el uso de cable como medio para acceder al pozo.

En la actualidad hay tres diferentes tipos de unidades de “Wireline” que se usan para diferentes aplicaciones, como son: “Electric Line” que usa cable eléctrico, “Braided Line” o cable trenzado y “Slick Line” o cable liso (alambre).

La diferencia fundamental entre el cable eléctrico y los otros dos sistemas es que éste puede transmitir corriente eléctrica y datos, mientras que los otros no, lo que le confiere al “Electric Line” una característica muy especial que le permite hacer operaciones de mayor complejidad. Otra característica que diferencia a los tres, es la capacidad de carga o tensión con la que pueden trabajar. La máxima tensión de trabajo depende del tipo de cable, pero en general el cable eléctrico (Electric Line) es más resistente que el de cable trenzado (Braided Line) y éste a su vez es más resistente que el cable liso (Slick Line)<sup>9</sup>.

Algunas operaciones comúnmente realizadas con “Wireline” son:

- Cañoneos
- Registros eléctricos (memorias o en tiempo real)
- Instalación y recuperación de válvulas de subsuelo

---

<sup>9</sup> EQUION ENERGIA LIMITED. “Well Interventions Manual”. Bogotá D.C. 2013.

- Corridas de acceso (Drift y Dummy Runs)
- Asentamiento y recuperación de tapones y empaques
- Operaciones de pesca
- Colocación de tapones de arena, cemento y otros
- Recuperación de muestras de fondo
- Limpieza de parafinas y otros depósitos
- Instalación y recuperación de válvulas de “Gas Lift”
- Apertura y cierre de camisas corredizas (Sliding Sleeve)

El equipo de presión viene en diferentes tamaños, especificaciones y rangos de presiones de trabajo dependiendo de las condiciones y ambientes locales de trabajo. Los rangos de presión de trabajo más comunes son: 3,000, 5,000, 10,000 y 15,000 psi. Además de la presión, para la selección del equipo se debe tener en cuenta las características de los fluidos presentes, pues en el caso de trabajos en ambientes corrosivos o presencia de H<sub>2</sub>S un equipo especial es requerido.

### **ELECTRIC LINE**

Este tipo de unidades se usan en operaciones de intervención de pozos en las cuales es necesario obtener datos en tiempo real acerca de la condiciones del pozo.

### **SLICK LINE / BRAIDED LINE**

Este tipo de unidades están conformadas por un cable liso (Slick Line) o un cable trenzado (Braided Line) de alta resistencia que permite acceder y llevar herramientas a fondo de pozo. Estas unidades no permiten la toma de datos en tiempo real al no contar con un sistema eléctrico que permita la telemetría.

### **2.7.2. Operaciones con Coiled Tubing**

La utilización de las unidades de tubería enrollada o “Coiled Tubing” se ha incrementado desde su introducción en la industria petrolera a comienzos de la década de los 60’s, debido a sus gran versatilidad y rapidez para realizar un sinnúmero de operaciones que anteriormente solo podían realizarse con taladros. Básicamente el “Coiled Tubing” consiste en un tubo metálico continuo construido en diferentes aleaciones de acero y con diámetros externos que van desde 1 hasta 3.5 pulgadas, el cual viene enrollado en un carrete (reel) que le permite introducir y sacar tubería y herramientas dentro del pozo con gran facilidad haciendo uso de un sistema de potencia hidráulica y un sistema de control de presión.

La unidad motriz hidráulica, o sistema de poder (power pack), controlado desde una consola instalada en una cabina de control central acciona el cabezal del inyector para meter o recuperar la tubería flexible en el pozo. La sarta pasa a través del cuello de ganso e ingresa a la cabeza inyectora antes de pasar a través del equipo de control de presión. El equipo de control de la presión consiste en un “stripper”, un lubricador o “riser” y una conjunto de válvulas llamadas comúnmente preventoras o “BOP’s” (Blow Out Preventers).

Algunas de las operaciones típicas que se realizan con “Coiled Tubing” son:

- Limpieza de tubería (pickling)
- Levantamiento de pozo con asistencia de nitrógeno
- Estimulaciones químicas
- Cementaciones
- Operaciones de pesca
- Sentado y desasentado de tapones, empaques y otras herramientas
- Registros eléctricos usando “Smart Coiled Tubing” y “Active” (fibra óptica)
- Molida de tapones y otros (milling)
- Colocación y limpieza de tapones de arena o cemento
- Trabajos de cañoneo y perforación con materiales abrasivos (Sand Jetting)

- Corrida de cámaras y otras herramientas

## TIPOS DE UNIDADES DE COILED TUBING

**Coiled Tubing Convencional:** Corresponde al tipo de tubería enrollada que no permite la telemetría o la obtención de datos de fondo en tiempo real.

**Smart Coiled Tubing:** Es un “Coiled Tubing” convencional al cual se le ha inyectado un cable de registros o cable eléctrico y se usa para hacer trabajos similares a los que se hacen con las unidades de “Electric Line” pues este tiene las mismas características.

**Coiled Tubing Active:** Es similar al “Smart Coiled Tubing” pero con la diferencia que este tiene un cable de fibra óptica de mucho menor diámetro que el cable del “Smart”. Este tipo se utiliza para otras aplicaciones diferentes a las del “Smart”, pues en éste no se tiene ninguna restricción para el bombeo de fluidos. Las dimensiones de las tuberías son las mismas que las del convencional.

### 2.7.3. Operaciones con Unidades de Bombeo

Las unidades de bombeo son ampliamente utilizadas en la industria petrolera, pues son usadas para el bombeo de toda clase de productos en diferentes etapas de la vida de un pozo, desde la etapa de perforación hasta el final de su vida productiva. Existen diferentes equipos de bombeo para diferentes aplicaciones, las más usadas son las unidades de bombeo de alta presión con bombas triplex (3 pistones) de doble acción y rangos de presión de trabajo desde 5,000 hasta 15,000 psi, aunque también se usan unidades de 20,000 psi para trabajos de fracturamiento hidráulico<sup>10</sup>. La principal diferencia entre una bomba y otra radica básicamente en su capacidad de bombeo, la cual está dada por la cantidad de “caballos de fuerza hidráulicos” (HHP: Hydraulic Horse Power) que posee cada unidad. Existen otras diferencias en cuanto a los sistemas hidráulicos, mecánicos,

---

<sup>10</sup> EQUION ENERGIA LIMITED. “Well Interventions Manual”. Bogotá D.C. 2013.

eléctricos y electrónicos pero esto depende más del modelo de cada bomba y las características de diseño del fabricante.

Para realizar un trabajo de bombeo específico, se deben establecer dos parámetros fundamentales que son la máxima tasa de bombeo y la máxima presión de trabajo, pues con ellas se puede establecer las necesidades de HHP requeridos para ese trabajo en particular. Cada unidad de bombeo cuenta con pistones de un diámetro particular que le da unas tasas de bombeo específicas según el tamaño, a mayor es el diámetro de los pistones, mayor su capacidad de bombeo y el rango de presión depende del diseño del equipo.

Las operaciones más comunes que se realizan con unidades de bombeo son:

- Fracturamiento hidráulico
- Estimulación química
- Matada de pozo
- Trabajos de cementación
- Pruebas de presión e integridad
- Pruebas de inyectividad

Todas las unidades de bombeo necesitan equipos y accesorios complementarios como son la tubería de alta presión y mangueras de succión, algunas veces requieren de una bomba centrífuga que las alimente, sistemas de seguridad como las válvulas de alivio de presión PRV (Pressure Relief Valve) y disco de ruptura, un sistema de adquisición de datos, manómetros, tanques, sensores, entre otros.

#### **2.7.4. Operaciones con unidades de Well Testing**

Los separadores de prueba y de arena son equipos utilizados en la gran mayoría de las operaciones de intervención de pozos, pues son usados como equipos complementarios pero necesarios para realizar muchos trabajos. Adicionalmente, en el caso de los separadores de prueba, son también requeridos para establecer

la producción de un pozo productor antes y después de cada intervención a fin de establecer el beneficio del trabajo o la respuesta del pozo luego de finalizada la operación.

Los separadores de arena son usados con menor frecuencia pero constituyen una pieza muy importante en muchas actividades de pozos y son usados principalmente cuando se fluyen fluidos que contienen algún tipo de sólido. Como arena en operaciones de “Sand Jetting” o cemento en operaciones de molienda de tapones.

Los separadores usados en la mayoría de operaciones de intervención de pozos son muy similares en su diseño, sin embargo se diferencian básicamente por su función (de arena o de prueba), por su capacidad de manejo de fluidos en cuanto a caudales de líquido y gas y por el rango de presión para el cual están diseñados. Todos los separadores cuentan con protecciones tales como disco de ruptura y PRV (Pressure Relief Valve) a fin de garantizar la integridad del equipo. Los separadores de prueba son del tipo trifásico, que pueden medir separadamente las tasas de gas, aceite y agua, las cuales se recombinan a la salida del separador y entran nuevamente a la corriente de producción general. Estos separadores están diseñados para manejar una producción máxima promedio de líquido y gas de 60 millones de pies cúbicos por día y 10,000 barriles por día a una presión de separador de aproximadamente 1,000 psi.

**2.7.4.1. Separadores de Prueba:** La diferencia fundamental entre un separador de prueba y uno de arena radica en que el primero tiene la instrumentación necesaria para hacer la medición de los fluidos que pasan a través de él, mientras que el segundo no mide, pero permite el manejo de sólidos. Los medidores de líquido con que cuentan los separadores de prueba son del tipo turbina (de desplazamiento positivo) y los de gas son del tipo platina de orificio o de presión diferencial (“Daniel Senior”). La medición se hace a condiciones de presión y

temperatura del separador y para llevar esas tasas de producción de condiciones del separador a condiciones estándar, se utilizan las llamadas Ecuaciones de Estado (EOS). Las EOS han sido cuidadosamente diseñadas para cada uno de los campos de acuerdo con las características del yacimiento (modelo Back Oil, condensación retrógrada, entre otros) y de los fluidos producidos, las cuales se enmarcan en unos rangos de presión y temperatura claramente establecidos. Para los casos en que no se cuenta con una EOS específica o cuando las condiciones de prueba se salen de los rangos de diseño de la ecuación, se utiliza la ecuación de estado empírica de “Standing Katz”, y haciendo uso del factor de merma (“Shrinkage”) medido durante la prueba de producción.

Las principales tareas realizadas con separadores de prueba son:

- Pruebas de producción
- Flujo de pozos a tanques y quemadero
- Recuperación de fluidos bombeados a los pozos durante trabajos de estimulación

**2.7.4.2. Separadores de Arena:** Los separadores de arena tienen la habilidad de separar líquidos de gas a la vez que permiten el manejo de grandes cantidades de sólidos pequeños como arena de fracturamiento, residuos de operaciones de molienda, entre otros. A pesar que los separadores de arena tienen menos instrumentación que los de prueba, también cuentan con las protecciones adecuadas para realizar trabajos en forma segura, como son los switches de presión y válvula de cierre de emergencia ESDV (Emergency Shut Down Valve), y son usados en conjunto con otros componentes complementarios como el “choke manifold” y todos los sensores de presión y temperatura necesarios.

Las principales tareas realizadas con separadores de prueba son:

- Limpiezas de arena
- Recuperación de diversos tratamientos químicos (ácidos, geles, nitrógeno, solventes, etc.)

- Molida de tapones de arena, cemento y otros
- Levantamiento de pozos con nitrógeno

## **2.8. FLUIDOS DE CONTROL PARA LAS OPERACIONES DE INTERVENCION DE POZOS**

Los fluidos para el control de pozo, más conocidos como fluidos de matada de pozo se diseñan con el fin de que tengan la densidad suficiente para producir una contrapresión hidrostática en fondo que permita contener los fluidos dentro de la formación y por ende cortar el flujo desde un pozo. A diferencia de los lodos de perforación los fluidos utilizados para una intervención en hueco revestido (cased hole) no requieren tener una buena lubricidad, evitar pérdidas de filtrado o mejorar la reología. Salvo la densidad, la propiedad más importante a considerar al momento de la formulación de estos fluidos es la interacción con la roca y fluidos de formación, ya que al momento de ingresar al pozo se desea que minimice el daño mientras es absorbido. Inclusive en algunos casos se desea que tenga no solo el efecto de control de presión de poro sino que además logre estimular la formación. En el mercado existen una gran cantidad de aditivos químicos que mejoran las propiedades de estos fluidos. Se hará especial énfasis en los que se utilizan en operaciones de intervención de pozos tales como alcoholes, solventes mutuales y surfactantes. Sin embargo hay gran cantidad de estos aditivos como los estabilizadores de arcillas, inhibidores de precipitado para diferentes sustancias, agentes gelificantes los cuales se enfocan un poco más hacia la estimulación del yacimiento.

### **2.8.1. Solventes Mutuales**

Son sustancias químicas en las que tanto en los componentes acuosos como los no acuosos son miscibles. Estos solventes tienen diferentes usos ya que pueden ser utilizados para prevenir las emulsiones, reducir la tensión superficial y actuar como modificadores de mojabilidad, lo que mantiene los surfactantes catiónicos en

solución y lleva los aniónicos hacia la formación<sup>11</sup>. Al mismo tiempo disminuyen la saturación residual de agua debido a la disminución de la tensión superficial entre las paredes del poro y la fase acuosa.

### **2.8.2. Alcoholes**

Normalmente los alcoholes se utilizan con el fin de eliminar los bloqueos por agua. En el área de recobro mejorado se suelen utilizar en procesos de inyección de surfactantes con el fin de que inhiban un poco la pérdida de estos químicos es decir que actúen como co-surfactantes. En el medio poroso, tienden a reducir la tensión interfacial entre los fluidos de formación lo cual acelera el proceso de evacuación de los fluidos del pozo. Los alcoholes también disminuyen la presión de vapor de los fluidos acuosos que se inyectan, contribuyendo a su vaporización, lo cual conlleva a un efecto de reducción en la saturación residual de líquido, incrementando la permeabilidad relativa al gas.

### **2.8.3. Biocidas**

El uso de biocidas en bajas concentraciones es normalmente utilizado en fluidos de control acuosos con el fin de prevenir la degradación de éstos, ocasionada por las bacterias. Diferentes tipos de bacterias se pueden encontrar en los pozos, algunas de éstas causan efectos negativos a los fluidos, otras a las facilidades de producción y equipos y algunas otras pueden llegar inclusive a producir pérdidas de producción por aglutinación de materia orgánica en las gargantas de poro. Algunas investigaciones recientes han demostrado que los bactericidas no eliminan el 100% de las bacterias en pozo y en algunos casos los tratamientos pueden llegar a ser tan ineficientes que inclusive pueden llegar a servir como alimento para algunas bacterias<sup>12</sup>. Es por esto que se debe tener un especial cuidado al momento de seleccionar el tipo de químico a utilizar como biocida, pues

---

<sup>11</sup> Bueno, Oscar, Asiri, Khalid, Atwi, Mohammed, Lesko Tim. "Estimulación de Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados". Schlumberger. Oil Field Review. Otoño de 2013.

<sup>12</sup> Augustinovic, Z. Clements, K. Gopi, S. "Microbios: ¿Enemigos o Aliados de los Campos Petroleros?". Schlumberger. Oil Field Review. Verano de 2012.

ésta selección dependerá del problema a tratar y de las condiciones propias del yacimiento.

#### **2.8.4. Inhibidores de Arcillas**

Estos aditivos químicos tienen su mayor uso en la industria de la perforación de pozos de petróleo. Su principal función es evitar la migración o hinchazón de las partículas de arcilla cuando entran en contacto con el fluido acuoso. Existen diversos tipos de sales para evitar que los iones que permanecen en medio de las capas arcillosas absorban gran cantidad de agua. Este fenómeno ocurre gracias a las características electrolíticas que el fluido adquiere, pues un catión sirve como enlace para mantener unidas las partículas de material arcilloso y así reducir la hidratación<sup>13</sup>. Existen diferentes tratamientos y sales industriales para este tipo de problemas, entre las más comunes se encuentra el cloruro de amonio ( $\text{NH}_4\text{Cl}$ ), ya que no solo estabiliza las lutitas y arcillas sino que también posee propiedades densificantes, ya que puede llegar a aumentar la densidad del fluido hasta 9.2 lb/gal. Otras sales comunes son bromuro de calcio ( $\text{CaBr}_2$ ), cloruro de calcio ( $\text{CaCl}_2$ ) y el cloruro de potasio ( $\text{KCl}$ )<sup>14</sup>.

#### **2.8.5. 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. Se llama así porque tiene la capacidad de disminuir la tensión interfacial cuando se absorbe entre la interfase de dos líquidos inmiscibles. Debido a que este trabajo se enfoca en el uso de estos aditivos para el mejoramiento de los fluidos de control se ha dispuesto todo el capítulo dos para estudiar a profundidad el comportamiento de estos fluidos al interactuar con la roca y con los fluidos en el medio poroso.

---

<sup>13</sup> M-I SWACO. "Drilling Fluids Engineering Manual". Version 2.0. Houston, Texas. 2001.

<sup>14</sup> BAROID - HALLIBURTON COMPANY. "Manual de Fluidos Baroid y Baroid Products Data Sheet". Houston, Texas. 1998.

### 3. USO DE SURFACTANTES PARA LA REMOCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

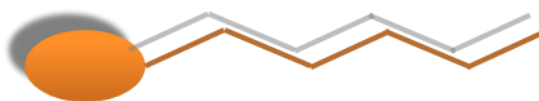
#### 3.1. GENERALIDADES DE LOS SURFACTANTES

Un surfactante es una sustancia química que posee una estructura molecular constituida por una parte hidrofílicas (polar) y una lipofílica (apolar) lo que le confiere doble afinidad<sup>15</sup>. Debido a esto se adsorbe preferentemente en una interfaz, disminuyendo la tensión superficial o la tensión interfacial entre los fluidos o entre un fluido y un sólido.

Este descenso de la tensión favorece la deformación y ruptura de interfaces, la formación de sistemas dispersos como las emulsiones o espumas, la movilización de petróleo residual, la limpieza industrial entre otras.

La molécula típica está constituida por un grupo polar que contiene heteroátomos como Oxígeno (O<sub>2</sub>), Azufre (S), Fosforo (P) o Nitrógeno (N<sub>2</sub>) que se encuentran en grupos alcohol, ácido, sulfato, fosfato amina, amida, etc. Y un grupo apolar o poco polar que es en general un grupo hidrocarbonado de tipo Alquil o Alquil-benceno (usualmente en el rango C<sub>8</sub> – C<sub>18</sub> y en ocasiones asociados a anillos aromáticos)

**Figura 5.** Esquema General de una Molécula Surfactante



<sup>15</sup> HERNANDEZ M, Carolina. "Formación de Nanoemulsiones O/W Mediante el Cambio en la Composición-Formulación por Dilución con Agua de Sistemas Próximos a la Formulación Óptima". Tesis de Grado (Pregrado Ingeniería de Petróleos). Mérida, Venezuela. Universidad de Los Andes. 2004.

En general se suele utilizar la palabra “tensoactivo” cuando hacemos referencia a un surfactante. Sin embargo el término genérico tensoactivo es una actividad o una acción sobre la tensión interfacial y a pesar de que en la mayor parte de los casos esa es la función de estas soluciones, es preferible usar el neologismo surfactante<sup>16</sup>.

En la vida cotidiana son usados para mejorar la calidad de diversos productos; desde comida hasta cosméticos, desde recobro mejorado de hidrocarburos a detergencia y aun hasta en productos farmacéuticos<sup>17</sup>. Dadas todas estas diversas aplicaciones, se convierte en un aspecto crucial el entender las interacciones moleculares que ocurren dentro de las soluciones surfactantes para un efectivo manejo de estos dependiendo su uso. Tres secciones invisibles están presentes en una solución surfactante; la película de adsorción, la monómera y las micelas. Las moléculas surfactantes están continuamente cambiando a lo largo de esos tres estados y por consiguiente se encuentran en un “equilibrio dinámico”.

Es así, como gracias a su carácter dual los surfactantes adquieren una mayor trascendencia en los procesos de estimulación de pozos. El uso de este tipo de sustancias experimentaron un periodo de auge luego de la subida del precio del petróleo registrada en la década de 1970, sin embargo el colapso del precio a fines de la década de 1980 hizo que muchas compañías abandonaran los proyectos marginales y antieconómicos.<sup>18</sup> Hoy día el crecimiento sostenido de los precios del petróleo, que se ha extendido a lo largo de los últimos 10 años, reavivó el interés de los operadores en algunas técnicas de estimulación mediante el uso de surfactantes, y ha incentivado la introducción de algunas técnicas novedosas.

---

<sup>16</sup> Salager, Jean Louis. “Surfactantes Tipos y Usos”. Universidad de Los Andes. (Cuaderno FIRP S300-A). Mérida, Venezuela. 2002.

<sup>17</sup> James-Smith, Monica A. “Molecular Interactions in Surfactant Solutions: From Micelles to Microemulsions”. Tesis (Doctor of Philosophy Florida, USA. University of Florida, 2006.

<sup>18</sup> Rifaat Al-Mjeni, John Edwards, Omer Gurpinar, Frank Lim, Morten Kristensen. “Llegó el Momento para la Tecnología EOR?”. Oil Field Review. Winter 2010.

### 3.1.1. Clasificación de los Surfactantes

Existen normalmente dos categorías para organizar los surfactantes; en función de sus propiedades particulares o de los fenómenos involucrados y por su ionización en el agua. La primera de estas no es del todo satisfactoria ya que cualquier surfactante posee generalmente en algún grado, más de una, sino todas las características de los surfactantes. Sin embargo una propiedad usualmente predomina más dependiendo del medio, lo cual otorga una base para la clasificación de este según su uso. Entre los usos más comunes, podemos encontrar:

**Humectantes:** aumentan la propiedad de un líquido para humedecer un sólido (cambio de mojabilidad).

**Extensores:** ayudan a la expansión y tensión de las moléculas permitiendo el buen cubrimiento de las superficies.

**Emulsificantes:** hacen posible la mezcla o emulsificación de dos compuestos normalmente inmiscibles, también son conocidos como desemulsificantes.

**Dispersante:** reducen las fuerzas de cohesión entre partículas semejantes manteniendo la estabilidad y evitando la floculación o sedimentación.

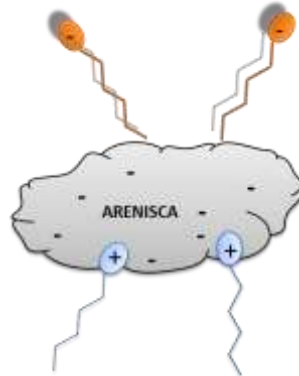
**Detergentes:** capaces de adherirse a la mugre o a la grasa creando soluciones coloidales.

Entre los usos menos comunes, podemos encontrar los **bactericidas e inhibidores de corrosión**. Su poca producción es debido a que se requieren para fines específicos, además su costo de producción es bastante más elevado.

Ahora, la clasificación más adecuada para los surfactantes se realiza dependiendo de su ionización en solución acuosa. Normalmente se utiliza con mayor frecuencia.

Durante el desarrollo de proyectos de inyección de surfactantes y otros procesos de estimulación de pozos, la industria ha reportado únicamente el uso de surfactantes de tipo no-iónicos, y aniónicos. Los otros dos (catiónicos y anfóteros) no han tenido utilidad debido a que son muy propensos al fenómeno de adsorción en los intersticios de los Clastos.<sup>19</sup> Los surfactantes catiónicos son atraídos a las superficies areniscas debido a las cargas negativas que poseen los silicatos, lo cual podría ocasionar mojabilidad al aceite<sup>20</sup>. Por esto, se hará un especial énfasis en los surfactantes de tipo aniónico y no-iónico, no solo en cuanto a sus características en los yacimientos, sino también en la industria.

**Figura 6.** Surfactante Catiónico, Petróleo Humectando a la Arenisca



**Fuente:** Tomado y Modificado de: Arias, Caiza Luisa Ana. “Estudio del Fluido de Completación y Reacondicionamiento en Pozos del Bloque Tarapoa para Prevenir y Minimizar el Daño de Formación”. Quito, Ecuador. 2011.

<sup>19</sup> Jiménez, Molano Ana María. “Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Inyección de Químicos (Surfactantes, Polímeros y Miscelares) Mediante Analogías”. UIS, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Bucaramanga, Colombia. 2009.

<sup>20</sup> Arias, Caiza Luisa Ana. “Estudio del Fluido de Completación y Reacondicionamiento en Pozos del Bloque Tarapoa para Prevenir y Minimizar el Daño de Formación”. Quito, Ecuador. 2011.

**Aniónicos:** se disocian en un anión anfífilo y un catión, el cual es en general un metal alcalino o un amonio cuaternario, podemos introducir en este grupo los agentes espumantes, los humectantes del tipo sulfonato, los dispersantes del tipo lignosulfatos entre otros. La producción de estos surfactantes representa alrededor del 50-55% de los surfactantes producidos anualmente en el mundo.<sup>21</sup> Además son los más económicos en el mercado. Entre los más comunes se encuentran sulfonatos del petróleo y sulfonatos sintéticos estos últimos siendo los de mayor efectividad en cuanto al desplazamiento de aceite. A continuación se reseñan los surfactantes de este tipo más utilizados en procesos estimulación con inyección de químicos.

- ✓ Dodecil sulfato de sodio (SDS)
- ✓ Lauril sulfato de amonio
- ✓ Lauril éter sulfato de sodio (SLES)
- ✓ Alquil benceno sulfonato
- ✓ Jabones y sales de ácidos grasos<sup>22</sup>

**Catiónicos:** Se disocian en solución acuosa en un catión orgánico anfífilo y un anión generalmente del tipo halogenuro. La fabricación de estos es mucho más costosa que la de los Aniónicos. Poseen excelentes propiedades como bactericidas, inhibidoras de corrosión, agentes hidrofobantes entre otros. En lo concerniente a la producción mundial se les adjudica un 4% de esta aproximadamente.

**No iónicos.** Son después de los aniónicos los más importantes con algo más del 30% de la producción mundial anual. Se caracterizan por que en solución acuosa no ionizan ya que poseen grupos hidrofílicos tipo alcohol, fenol éter o amida. No

---

<sup>21</sup> Salaguer, Jean Louis. "Surfactantes Tipos y Usos". ULA. (Cuaderno FIRP S300-A). Mérida, Venezuela. 2002. 54 p.

<sup>22</sup> Green, Don W. y Whillhite, G. Paul. "Enhanced Oil Recovery". Society of Petroleum Engineers. Texas, United States. 1998. 553 p.

son tan buenos como los surfactantes iónicos, debido a esto, su principal uso es como co-surfactantes gracias a sus buenas propiedades en cuanto a reducción de la tensión interfacial y a sus altas resistencias a las salinidades, brindando alta resistencia a los demás surfactantes.

A continuación se reseña una lista con los surfactantes no iónicos más comunes.

- ✓ Poli-alcoholes
- ✓ Poli-glicol
- ✓ Alquil Polioxido de etileno.
- ✓ Copolimeros de Polioxido de etileno
- ✓ Octil glucósido
- ✓ Decil maltosido
- ✓ Alcoholes grasos
- ✓ Cocoamida metileter, dietileter y trietileter.

**Anfóteros:** poseen dos grupos funcionales uno aniónico y otro catiónico es decir se comportan como un surfactante aniónico o catiónico dependiendo de la acides de la solución. Por consiguiente un pH alcalino favorecerá un carácter aniónico y un pH acido un carácter catiónico

### 3.1.2. Fenómenos Fundamentales que Intervienen en el Uso de Surfactantes

Con excepción del poder bactericida de ciertos surfactantes, se puede decir que todas las propiedades y usos de los surfactantes provienen de dos propiedades fundamentales de estas sustancias: su capacidad de **adsorberse** a las interfaces y su **tendencia a asociarse** para formar estructuras organizadas<sup>23</sup>.

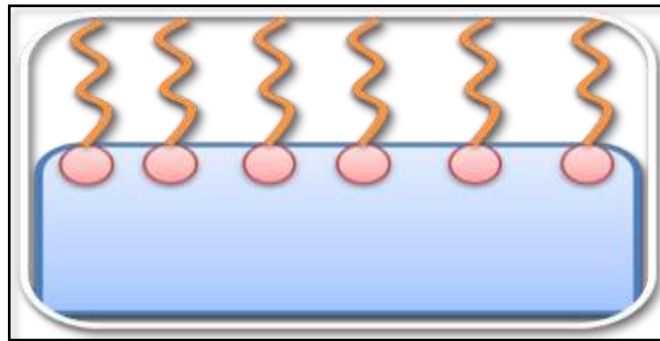
**3.1.2.1. Adsorción:** Propiedad de atracción interfacial debido a varios efectos los cuales reducen la tensión superficial o interfacial. Estos fenómenos de adsorción

---

<sup>23</sup> Salaguer, Jean Louis, "El Mundo de los Surfactantes". ULA. (Cuaderno FIRP S311-A). Mérida, Venezuela. 1992. 37 p.

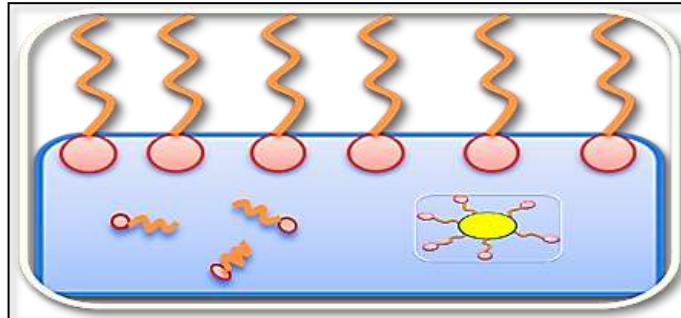
son extremadamente importantes en los métodos de recuperación mejorada. En efecto, las sustancias surfactantes son susceptibles de adsorberse sobre los sólidos presentes (caliza, sílica, arcillas), y también pueden producirse intercambios iónicos entre los sólidos y la fase acuosa lo que puede modificar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

**Figura 7.** Moléculas de Surfactante Adheridas a la Superficie.



**3.1.2.2. Asociación o Agregación:** Se basa en la unión de varias moléculas para la formación de diferentes estructuras. A medida que la superficie se satura las moléculas comienzan a formar estructuras debido a su carácter iónico (micelas). A partir de este momento existe un equilibrio dinámico en el cual hay tres estados, moléculas adheridas a la interface de adsorción, moléculas de surfactante dispersas como monómeros y micelas o agregados.

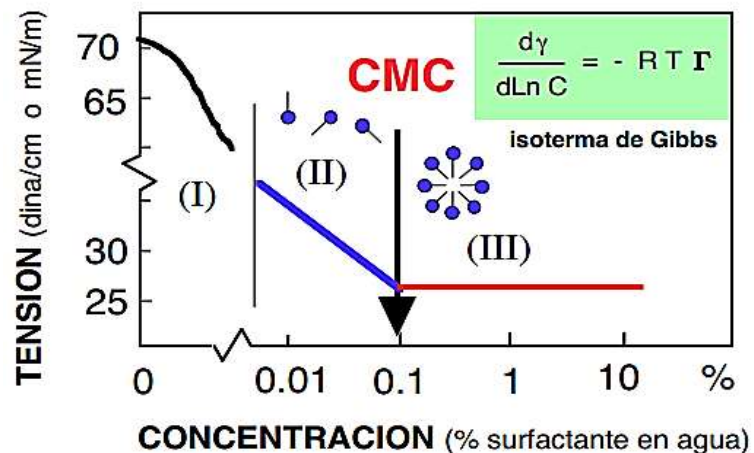
Figura 8. Descripción del Fenómeno de Asociación o Agregación



**Fuente:** Modificado de: Salaguer, Jean Louis. "Surfactantes en Solución Acuosa". ULA. (Cuaderno FIRP S201-A). Mérida, Venezuela. 1993. 23 p.

La formación de micelas es inminente al momento en que se alcanza la concentración micelar crítica "CMC". La CMC es una medida de concentración de monómeros libres en soluciones surfactantes a cierta temperatura, presión y composición.

**Figura 9.** Variación de la Tensión Superficial vs Concentración de Surfactante (CMC).



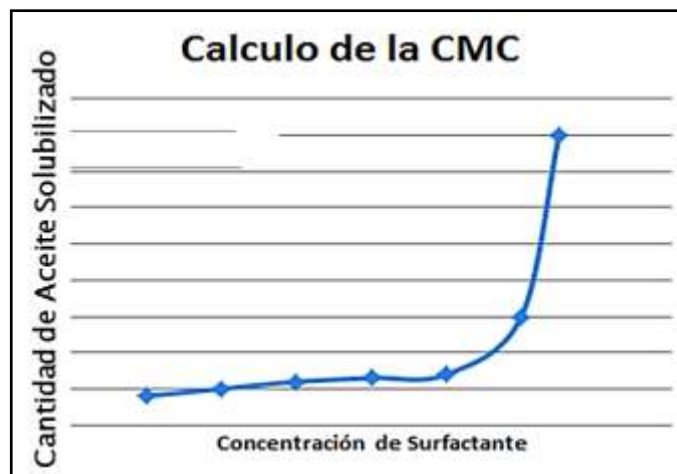
**Fuente:** Salaguer, Jean Louis. "Surfactantes en Solución Acuosa". ULA. (Cuaderno FIRP S201-A). Mérida, Venezuela. 1993. 23 p.

Como se observa en la **Figura 9** la tensión interfacial disminuye con el aumento de la concentración de surfactante, esta disminución en la tensión interfacial provocada por la adsorción de un surfactante en la interface es descrita por la isoterma de adsorción de Gibbs, en términos termodinámicos a través de la energía libre superficial. Para una solución diluida de surfactante, donde el coeficiente de actividad se aproxima a la unidad y la película adsorbida es una mono capa, se define la relación entre la concentración superficial en exceso de surfactante ( $T_s$ ) y la concentración de surfactante ( $C_s$ ) como:<sup>24</sup>

$$T_s = -\frac{1}{2RT} * \left( \frac{d\gamma}{dC_s} \right)$$

Al momento en que la CMC es alcanzada algunas propiedades físicas de la solución surfactante en agua presentan un cambio abrupto. Entre las principales propiedades fundamentales de estas micelas podemos considerar su tamaño, el cual varía entre 10 y 100 Å, el número de moléculas por micela cambia según el tipo de surfactante.

**Gráfica 1.** Cantidad de Aceite Solubilizado vs. Concentración de Surfactante



<sup>24</sup> Poleo Caraballo, Rebeca Alejandra. "Estudio de las Interacciones Polímero / Surfactante en el Flujo de Espumas Mejoradas con Polímeros en Medios Porosos Ideales". Tesis (Magíster en Ingeniería Química). Universidad Central de Venezuela. Escuela de Ingeniería Química. Caracas, Venezuela. 2004. 127 p.

Además, las estructuras miscelares son responsables de una propiedad fundamental de las soluciones de surfactantes: su poder solubilizante. Como se aprecia en la gráfica, a partir de la CMC (punto de inflexión) la solubilización aumenta considerablemente, ya que el hidrocarburo penetra dentro del corazón de las micelas.

### 3.2. CONDICIONES DE MOVILIZACIÓN Y DESPLAZAMIENTO.

En un medio poroso en el cual se desplazan dos fluidos inmiscibles hay una presión discontinuamente entre estos dos, la cual depende del radio de curvatura que separa los dos fluidos. Esta diferencia o delta de presión es conocido como Presión Capilar, La cual es dada por la ecuación de Laplace como:<sup>25</sup>

$$P_c = P_2 - P_1 = \sigma \left( \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right)$$

Esta presión capilar es directamente proporcional a la tensión interfacial ( $\sigma$ ). Por tal motivo cuando se produce una disminución en la tensión interfacial la presión capilar también disminuye, mejorando el control de la movilidad del fluido en el yacimiento y promoviendo la emulsificación de los fluidos. Esto produce un choque entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares, (Fuerzas viscosas de drenaje y fuerzas capilares) las cuales se relacionan mediante un valor expresado en forma adimensional por el **número capilar “N<sub>ca</sub>”**

$$N_{ca} = \frac{\mu_w * V}{\sigma * \cos\theta} \quad \text{o} \quad \frac{\mu_w * V}{\sigma}$$

Donde **V** es la velocidad de Darcy en (m/s),  $\mu_w$  es la viscosidad de la fase inyectada (Pa\*s) y  $\sigma$  es la tensión interfacial agua –aceite. Cabe resaltar que el segundo término se utiliza en caso de una mojabilidad perfecta ya que el valor de **COS $\theta$**  da como resultado la unidad, lo cual no altera el valor inicial.

En los procesos de inyección de surfactantes se busca aumentar este número capilar de dos a tres órdenes de magnitud ya que el factor de recobro está directamente relacionado con este:

$$R = \frac{1 - S_{OR} - S_{wf}}{1 - S_{wf}} = f\left(\frac{\mu_w * V}{\sigma * \cos\theta}\right)$$

Por consiguiente existen dos variables directamente proporcionales con el Recobro de aceite **R**, la viscosidad de la fase acuosa y la velocidad de la misma. Y

---

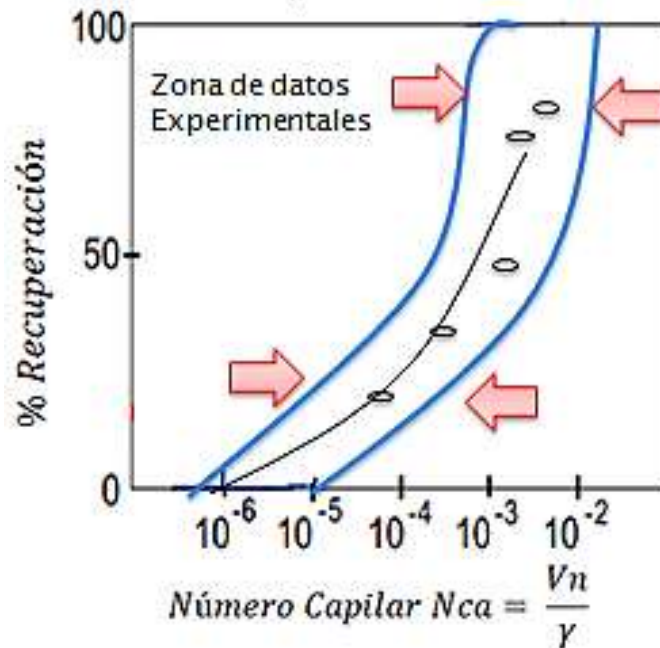
<sup>25</sup> Ekwere J. Peters. “Petrophysics”. Department of Petroleum & Geosystems Engineering. Texas, United States. 1982. 1049 p.

también habría una inversamente proporcional, la tensión interfacial o IFT. Siendo esta última el factor más sensible ya que si se aumenta la viscosidad se aumentaría la eficiencia de barrido pero las presiones requeridas para su movilidad serían mayores, además no afectaría en gran manera el aumento del factor de recobro.

Ahora, el aumentar la velocidad de la fase acuosa sería otra posibilidad para conseguir un mayor volumen de aceite, pero la fragilidad de la roca es un elemento crucial ya que podría fracturarse al aumentar la rapidez del medio acuoso. Por consiguiente la variable más apropiada a modificar, para que el factor de recobro se incremente es la IFT. Una disminución de la tensión entre las dos fases logrará mucho más en comparación con cualquier variación de las demás variables.

En la **Gráfica 2** de datos experimentales se observa claramente la influencia que tienen los surfactantes sobre la tensión interfacial y está directamente con el porcentaje de recuperación.

**Grafica 2.** Factor de Recobro vs Número Capilar



**Fuente:** Tomado y Modificado de: Salaguer, Jean Louis. “Recuperación Mejorada del Petróleo”. ULA. (Cuaderno FIRP S357-C). 2005. 35 p.

Para los diferentes procesos de inyección de químicos (surfactantes) existen cantidad de fenómenos que permiten la movilización del fluido en el medio poroso, los más comunes suelen ser:

- ✓ Movilización miscible
- ✓ Movilización por baja tensión
- ✓ Movilización por solubilización y ensanchamiento
- ✓ Movilización por cambio de mojabilidad

### 3.2.1. Movilización Miscible

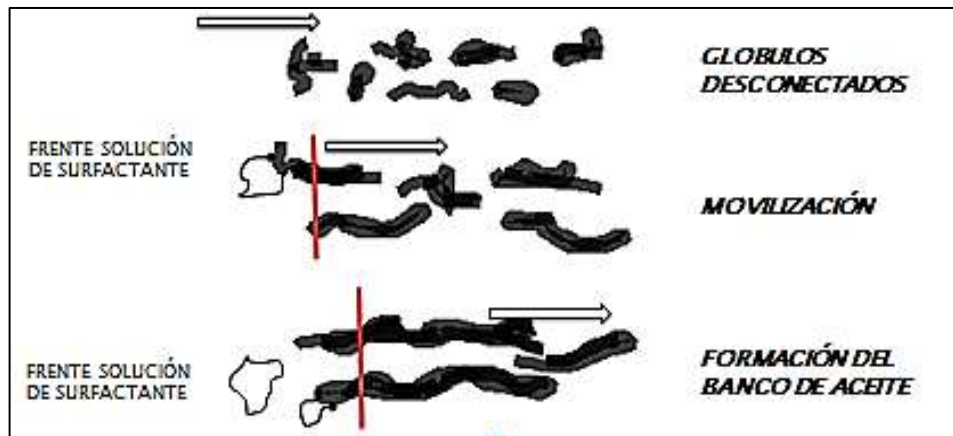
Dependiendo de la formulación de la solución acuosa puede llegarse a formar una sola “fase” la cual fluirá por el medio poroso como un todo. Aunque este fenómeno no suele suceder con surfactantes comunes es posible que ocurra bajo ciertas

escogencias en el fluido a inyectar, ya sean soluciones alcohólicas, dióxido de carbono supercrítico. Sin embargo el uso de estos fluidos y formulaciones incrementarían los costos en gran manera disminuyendo el atractivo del proyecto.

### 3.2.2. Movilización por Baja Tensión

Se considera el principal mecanismo de movilización-desplazamiento en los procesos de inyección de surfactante, aunque también depende de la formulación óptima de químico en solución acuosa. El fenómeno visto en la Figura 10, Se explica de la siguiente manera:

**Figura 10.** Fenómeno de Movilización por Baja Tensión



**Fuente:** Tomado y Modificado de: Salaguer, Jean Louis. “Recuperación Mejorada del Petróleo”. ULA. (Cuaderno FIRP S357-C). 2005. 35 p.

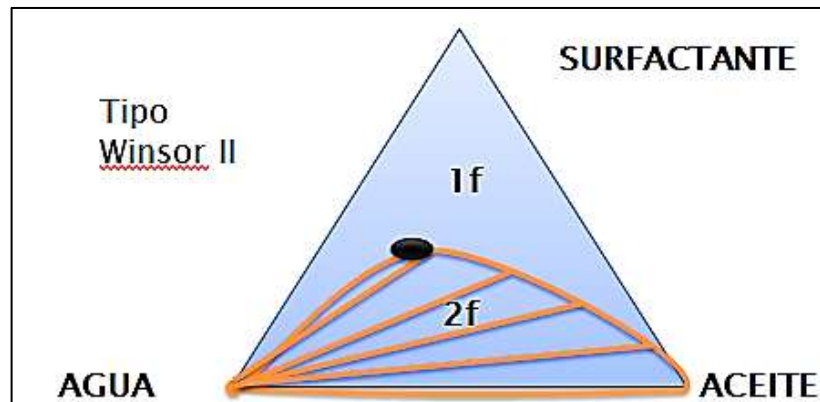
Los glóbulos de surfactante disminuyen su tensión superficial gracias a la acción del surfactante lo cual permite su ensanchamiento y futura aglomeración o coalescencia de los mismos. Cuando la saturación crítica de aceite  $S_{co}$  es alcanzada la movilización de petróleo se produce lo cual hace que la permeabilidad relativa al aceite  $K_{ro}$  también aumente (aumento en algunos ordenes de magnitud del numero capilar lo cual aumenta el porcentaje de recuperación). Este proceso se repite dentro de las cavidades del medio poroso formando el

banco de aceite que se pretende dirigir a los pozos productores según el arreglo que se predisponga.

### 3.2.3. Movilización por Solubilización y Ensanchamiento

Según los diagramas diseñados por Winsor hacia el año 1954 en el cual estudia el comportamiento de las soluciones Agua-Aceite-Surfactante el efecto que produce la movilización mediante este fenómeno en el medio poroso se podría ejemplificar con un diagrama Tipo Winsor II.

**Figura 11.** Diagrama de Comportamiento Soluciones Agua-Aceite-Surfactante Tipo Winsor II



**Fuente:** Tomado y Modificado de: Salaguer, Jean Louis. "Recuperación Mejorada del Petróleo". ULA. (Cuaderno FIRP S357-C). 2005. 35 p.

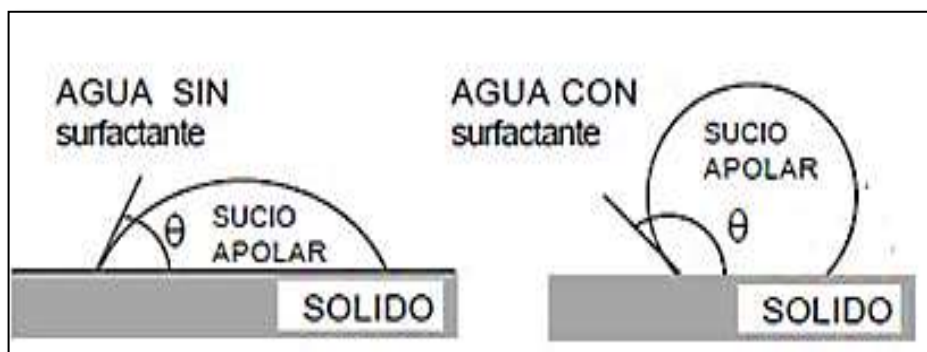
Para este caso se considera que la fase aceite contiene la mayoría del surfactante lo cual produce una micro-emulsión (formada en su mayoría por micelas) que solubiliza una cantidad de agua que puede ser notable, haciendo que la fase aceite se ensanche. Como consecuencia de lo anterior la saturación de aceite  $S_o$  aumenta, y por lo tanto la permeabilidad también. Todo lo anterior también da como resultado una reducción de la viscosidad de la fase aceite produciendo un aumento considerable en la movilidad del crudo.

### 3.2.4. Movilización por Cambio de Mojabilidad

Aunque no hay una regla general al respecto, son pocos los casos en los que se desea algo contrario a una fase acuosa mojante.

La presencia de un agente surfactante en una interface produce en general un cambio de tensión; como consecuencia la igualdad vectorial que define al ángulo de contacto, varía con la presencia de un surfactante<sup>26</sup>.

**Figura 12.** Cambio de Mojabilidad Mediante el Uso de Surfactantes



**Fuente:** Hernández, Carolina. “Formación de Nanoemulsiones O/W Mediante el Cambio en la Composición-Formulación por Dilución con Agua de Sistemas Próximos a la Formulación Óptima”.

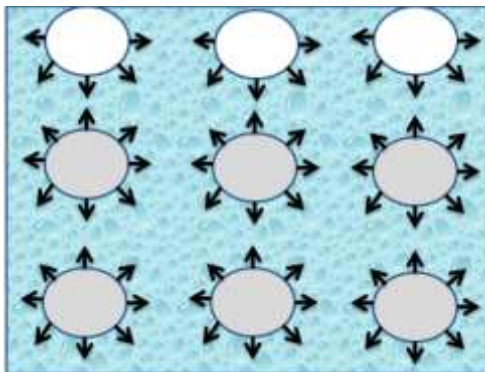
En la **Figura 12**, se aprecia claramente que el cambio de mojabilidad hace que la fase apolar o hidrocarburo tenga “canales de flujo” para movilizarse más fácilmente.

<sup>26</sup> Hernández, Carolina. “Formación de Nano Emulsiones O/W Mediante el Cambio en la Composición-Formulación por Dilución con Agua de Sistemas Próximos a la Formulación Óptima”. Tesis (Pregrado Ingeniería de Petróleos). Mérida, Venezuela. Universidad de Los Andes. 2004. 99 p.

### 3.3. TENSIÓN INTERFACIAL IFT

Es importante definir términos como superficie e interface para esclarecer el tipo de tensión a la cual le realizaremos estudio en este caso la interfacial. Una **superficie** es definida como la superficie de contacto entre un gas y una fase condensada (líquido o sólido). Mientras que una **interface** se define como la superficie de contacto entre dos fases condensadas (dos líquidos o un líquido y un sólido)<sup>27</sup>. Las moléculas de la zona superficial en blanco (ver Figura 13) no están rodeadas completamente por otras moléculas del líquido y por lo tanto estas moléculas están desbalanceadas con una fuerza neta hacia el seno del líquido. Dicho lo anterior se puede decir que el efecto que produce la contracción de las moléculas hacia el centro da origen a la **tensión superficial**.

**Figura 13.** Fuerzas Activas que Actúan sobre las Moléculas en el Seno de un Líquido y en la Superficie Libre



**Fuente:** Tomado y Modificado de: Salaguer, Jean Louis. “Tensión Interfacial”. ULA. (Cuaderno FIRP S203-A). Mérida, Venezuela. 2005. 12 p.

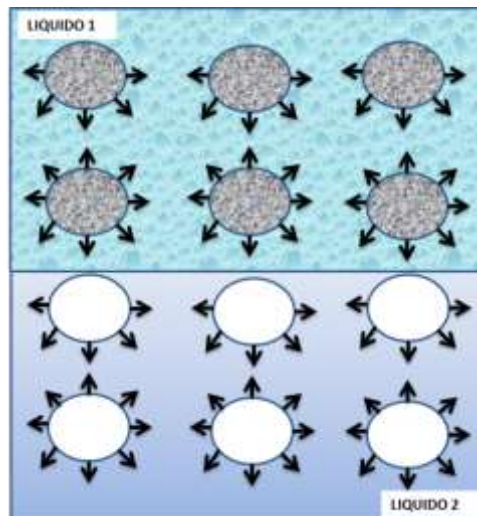
Cuando dos líquidos inmiscibles entran en contacto se forma una película en la interfase de contacto donde las moléculas de los dos líquidos estarán sometidos a

<sup>27</sup> Salaguer, Jean Louis. “Tensión Interfacial”. ULA. (Cuaderno FIRP S203-A). Mérida, Venezuela. 2005. 12 p.

fuerzas de magnitudes diferentes a las que existentes en el seno del líquido; además se experimentarían interacciones de tipo Van der Waals lo cual conlleva a que la tensión interfacial tenga un valor entre las tensiones superficiales de los dos líquidos.

Ahora físicamente la tensión interfacial es definida como la cantidad de trabajo por unidad de área necesaria para romper esa superficie inmisible que se observa en la Figura 14. A mayor atracción entre moléculas de un líquido, mayor será el valor de la tensión interfacial del líquido y mayor será la cantidad de trabajo necesario para romper esa película interfacial. Cabe resaltar que este trabajo mencionado es específico para cada líquido a una temperatura dada. Entre menor sea el trabajo entre dos fluidos para romper esta capa, menor será la tensión y la miscibilidad entre ellos aumentará.

**Figura 14.** Interface entre Dos Líquidos



**Fuente:** Tomado y Modificado de: Salaguer, Jean Louis. “Tensión Interfacial”. ULA. (Cuaderno FIRP S203-A). Mérida, Venezuela. 2005. 12 p.

Ahora en un medio poroso, los sistemas con bajas tensiones interfaciales indicaran sistemas con fuerzas capilares menores lo que permitirá que los fluidos se desplacen con mayor facilidad y esto contribuirá a incrementos en las

permeabilidades relativas. Resultados experimentales confirman que siempre que se ven involucrados cambios en la tensión interfacial; se involucran cambios en las curvas de permeabilidad relativa, además cuando se tienen valores de IFT menores a  $0,1 \text{ Dn/cm}$ , el comportamiento de las curvas de permeabilidad se verán afectados fuertemente.

Es por eso que analizar los efectos en el factor recobro cuando se disminuye la tensión interfacial se ha convertido en tema de profunda investigación. Disminuciones de los valores de IFT originan un incremento en el caudal de flujo, las saturaciones residuales y a su vez se crean condiciones favorables para la recuperación de petróleo.

### **3.3.1. Medición de la Tensión Interfacial en el Laboratorio**

La tensión interfacial de un sistema se puede estimar a través de correlaciones o de forma experimental. Entre algunas correlaciones podemos encontrar:

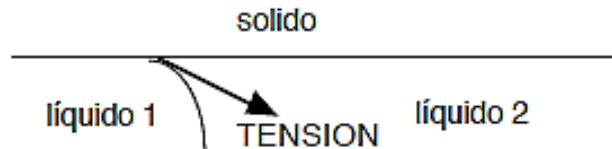
- ✓ Método de Parachor: Es un método estándar de evaluación de la tensión interfacial. Cuando las fases son iguales tiende a subvalorar las tensiones lo cual lo limita y es por eso que debe utilizar correlaciones empíricas basadas en la densidad.
- ✓ Método LGT (Gradiente Lineal Teórico)
- ✓ Método SLGT
- ✓ Teoría CS (Estados Correspondientes): Consiste en utilizar dos fluidos de referencia. Usualmente el metano es seleccionado como uno de estos fluidos ya que todos los yacimientos contienen este gas.

### **Medición por Fuerza**

Como la tensión es una fuerza por unidad de longitud aplicada en línea de contacto trifásico, este método se aplica entonces cuando existen tres fases. Un fluido (gas o líquido), un líquido y un sólido. Considerando el caso de que las

fuerzas aplicadas se anulen (Ver Figura 15) la fuerza neta que se observe será la proyección de la fuerza de tensión en la dirección de medición

**Figura 15.** Línea de Contacto Trifásico



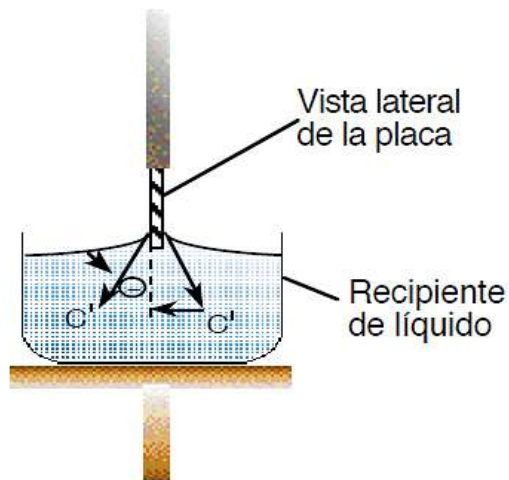
**Fuente:** Tomado de: Salaguer, Jean Louis. “Métodos de Medición de la Tensión Superficial o Interfacial”. ULA. (Cuaderno FIRP S205-B). Mérida, Venezuela. 2005. 20 p.

### **Método de Placa (Whilhelmy)**

El método consiste en la utilización de una placa rectangular de platino de especificaciones previamente registradas. La forma más fácil de explicar el método es con la medición de la tensión superficial. (Ver Figura 16) Generalmente la placa es muy fina y la medida de la fuerza se realiza mediante una balanza sensible de torsión. Es un método relativamente sencillo y a diferencia del método del anillo no requiere correcciones por hidrostática. Sin embargo este método no se puede aplicar a sistemas donde la fase aceite es más densa que la fase acuosa, pues no se experimentará la fuerza real sobre la placa. Sus principales características son:

- ✓ Sirven para medición de Tensión superficial y tensión interfacial
- ✓ Son versátiles para soluciones acuosas de hasta 70 dina/cm y soluciones detergentes de 30 dina/cm
- ✓ Su precio es bajo (Entre 1800 y 2500 USD)
- ✓ Cuentan con una precisión de 0.2 Dn/cm

**Figura 16.** Método de Medición con Placa Whilhelmy.



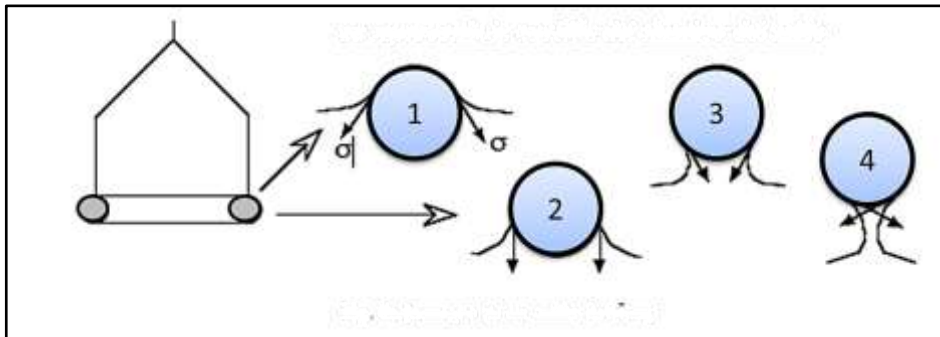
**Fuente:** Tomado de: Salaguer, Jean Louis. "Métodos de Medición de la Tensión Superficial o Interfacial". ULA. (Cuaderno FIRP S205-B). Mérida, Venezuela. 2005. 20 p.

### **Método del Anillo (Nouy 1919)**

Este método consiste en la utilización de un anillo normalmente fabricado de aleaciones de platino con iridio que se coloca sobre el líquido de forma horizontal y perfectamente paralelo con la superficie o interfase. Se asemeja con el método de placa pero a diferencia; se utiliza un anillo teórico suspendido. El procedimiento difiere con el método de Whilhelmy en el sentido que a medida que el anillo se retira de la superficie; el ángulo de contacto irá cambiando hasta que se alcance el punto de tensión máxima, conocido como el arranque. (Ver Figura 17) Este valor máximo es el que al final será cuantificado.

Como una parte del líquido quedará colgando del anillo se producirá un efecto hidrostático el cual es necesario corregir. Harkins y Jordan publicaron hace más de 60 años unas tablas de corrección que tienen en cuenta este efecto y las cuales ofrecen una precisión del orden de 2%.

**Figura 17.** Método de Medición del Anillo



**Fuente:** Tomado y Modificado de: Salaguer, Jean Louis. “Métodos de Medición de la Tensión Superficial o Interfacial”. ULA. (Cuaderno FIRP S205-B). Mérida, Venezuela. 2005. 20 p.

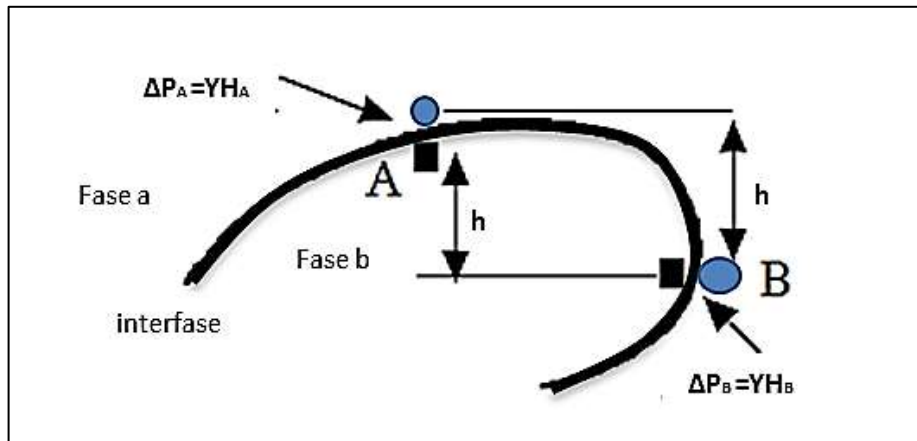
Al igual que el método de la placa, también se puede utilizar para la medición de tensiones interfaciales aplicando algunas modificaciones al procedimiento principal. Existe un inconveniente cuando se desea medir la tensión en soluciones que contienen surfactantes, pues es necesario dar un tiempo de estabilización para que el valor de la tensión tome el mismo valor. Experimentalmente este valor disminuye a medida que el tiempo transcurre, y suele tomar horas para llegar a su valor mínimo. Este método exhibe las mismas características principales que las del método de placa

**3.3.1.1. Medición Mediante Propiedades Geométricas:** Cuando se desean realizar mediciones de tensiones interfaciales por debajo de 0.01 dina/cm es necesario el uso de métodos más precisos que los ya mencionados<sup>28</sup>. Es por eso que presentamos una revisión de los más importantes de ellos; el de Gota Pendiente, el de Gota Colocada y el de Gota giratoria

<sup>28</sup> SALAGUER Jean Louis, Métodos de medición de la tensión superficial o interfacial, Mérida, ULA, 2005 20P (cuaderno FIRP S205-B)

El principio fundamental de estos métodos es el aumento o reducción del área interfacial debido a cambios en la tensión interfacial. Donde a mayor tensión interfacial menor área de contacto y viceversa.

**Figura 18.** Principio de los Métodos Basados sobre una Deformación



**Fuente:** Tomado y Modificado de: Salaguer, Jean Louis. “Métodos de Medición de la Tensión Superficial o Interfacial”. ULA. (Cuaderno FIRP S205-B). Mérida, Venezuela. 2005. 20 p.

Para la medición de la tensión interfacial utilizando la deformación geométrica como principio básicamente se ubican dos puntos en diferentes partes de la gota (Ver **Figura 18**) de donde se obtendrán dos diferenciales de presión para cada punto debido a la existencia de fases diferentes.

$$\Delta P_A = YH_A = \rho(a) * g * h$$

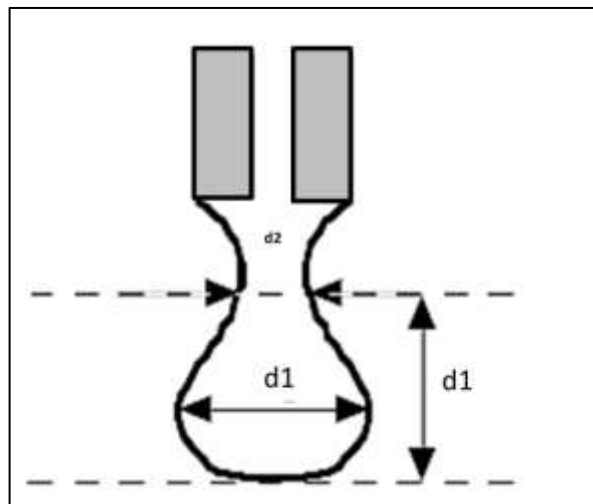
$$\Delta P_B = YH_B = \rho(b) * g * h$$

Con los valores de las densidades, la aceleración de la gravedad, alturas y midiendo las curvaturas  $H_A$  y  $H_B$  se puede deducir la tensión  $Y$ . Sin embargo es difícil poder realizar la medición de estos valores aun con el uso de sistemas

computarizados; por tal motivo se hace necesaria la implementación de métodos alternativos.

**3.3.1.1.1. Método de la Gota Pendiente:** El principio básico consiste en dejar colgar una gota de líquido en el extremo de un capilar y a partir de la elongación vertical que se produce por la fuerza de gravedad realizar el cálculo de la tensión. Normalmente se utiliza una bureta micrométrica y paso seguido se miden las distancias importantes de la gota (Ver Figura 19) y con el uso de nomogramas se realiza el cálculo de la tensión.

**Figura 19.** Método de la Gota Pendiente

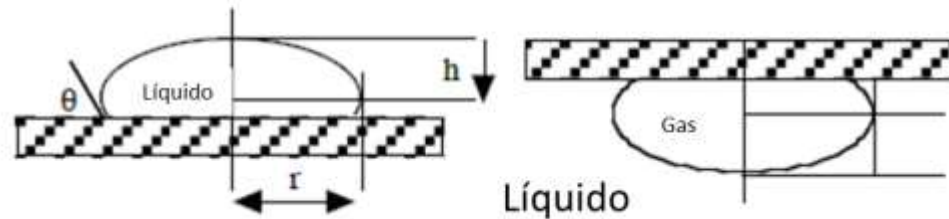


**Fuente:** Tomado y Modificado de: Salaguer, Jean Louis. “Métodos de Medición de la Tensión Superficial o Interfacial”. ULA. (Cuaderno FIRP S205-B). Mérida, Venezuela. 2005 20 p.

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.

3.3.1.1.2. Método de la Gota Colocada (Sessile Drop). El principio del método consiste en la deducción de la tensión teniendo en cuenta el cambio de la forma geométrica al cambiar el medio de la gota. Debido a que la

Figura 20. Método de la Gota Colocada (Sessile Drop)



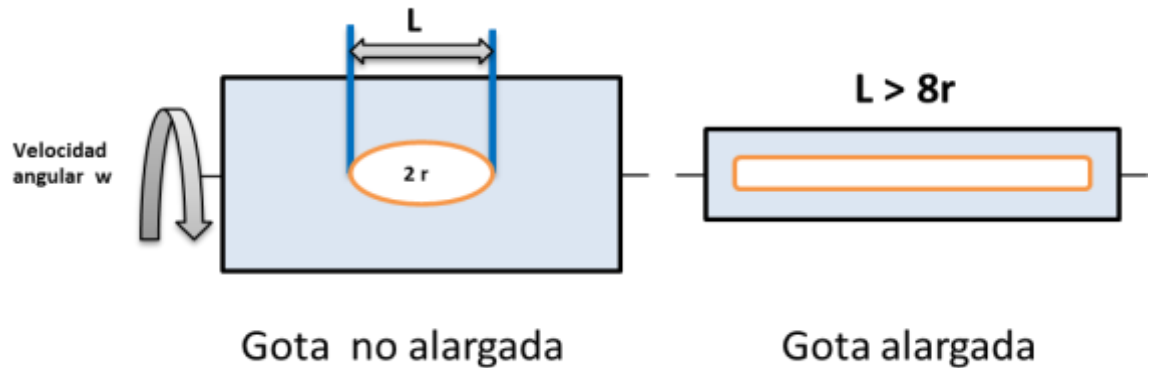
**Fuente:** Tomado de: Salaguer, Jean Louis. “Métodos de Medición de la Tensión Superficial o Interfacial”. ULA. (Cuaderno FIRP S205-B). Mérida, Venezuela. 2005 20 p.

Deformación gravitacional es fuerte cuando la tensión es baja se prefiere usar este método en particular que el método anterior. El procedimiento se realiza colocando 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. Con la formula dada se realiza el cálculo de la tensión interfacial.

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

**3.3.1.1.3. Método de la Gota Giratoria (Spinning Drop):** El procedimiento consiste en colocar una gota del fluido con menor densidad dentro de un tubo con totalmente lleno con el líquido de mayor densidad. Al girar el tubo, la gravedad centrípeta superará la gravedad natural lo que ocasionará un alargamiento de la gota. La tensión interfacial tenderá a reducir el área lo que dará como resultado un encogimiento.

**Figura 21.** Método de la Gota Giratoria



**Fuente:** Tomado de: Salaguer, Jean Louis. “Métodos de Medición de la Tensión Superficial o Interfacial”. ULA. (Cuaderno FIRP S205-B). Mérida, Venezuela. 2005 20 p.

El objetivo del procedimiento es ajustar la forma de la gota a un cilindro para realizar la resolución de las ecuaciones de Laplace donde las curvaturas podrán calcularse de manera más sencilla. En tal caso la tensión esta expresada por la siguiente ecuación.

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

En donde,

$r$  Es el radio de la gota

$\omega$  Es la velocidad angular del tubo.

Las principales características de este método son:

- ✓ la medición de tensiones ultra bajas, con valores de hasta 0,0001 dina/cm
- ✓ El procedimiento es bastante sencillo y no es necesario el cálculo del ángulo de contacto.
- ✓ Normalmente se prefiere este método cuando se esperan valores de tensión menores a 0.01 dina/cm

- ✓ Como consideración general, es imprescindible que la fase más densa sea transparente.

### **3.3.2. Método de Luz por Láser**

Este método se basa en la medición de las propiedades estáticas de la luz láser cuando se esparce por fuera de la superficie gas-liquido. La metodología consiste en hallar un ángulo de reflexión que se utilizará para el cálculo de la tensión interfacial. En el procedimiento se enfoca un láser sobre la superficie liquido-gas originando ondas en la cercanía de la superficie con el objetivo de medir la cantidad de luz dispersa y la cantidad de luz reflejada. Finalmente mediante el uso de propiedades estadísticas se hallan los valores de tensión. En la actualidad es el método más exacto para realizar dichos cálculos.

### **3.3.3. Factores que Afectan la Aplicación de Surfactantes en el Medio Poroso**

Es importante recordar que la aplicación de fluidos de baja tensión interfacial que realiza la compañía no es como método de recobro mejorado, sino como fluido de contingencia para sus operaciones en Intervención de pozos. Es por eso que se mencionaran las consideraciones o requerimientos que afectarían las características del fluido y no los que incidirían en un proceso general de inyección de surfactantes como lo son las heterogeneidades del yacimiento, características geológicas entre otros.

Como primer factor veremos que el **tipo de crudo** es quizá el más importante de todos los factores, pues este tipo de fluidos es aconsejable utilizarlos en crudos de entre livianos a intermedios pues es donde los químicos exhibirán un mejor comportamiento, es decir que las gravedades API deberían ser mayores a 25.

La **litología** juega también un papel importante en la perdida de este tipo de químicos, ya que normalmente es preferible aplicar surfactantes en areniscas con bajo contenido de arcillas sin yeso ni anhidrita, ya que estas generan la adsorción de los químicos.

Normalmente para un proceso de inyección de surfactantes la **temperatura** se recomendaba mantener por debajo de los 180°F<sup>29</sup>. Sin embargo el desarrollo continuo de la industria petroquímica ha permitido que estos valores se eleven incluso hasta los 300°F

La presencia de **sales o de iones divalentes** como el Ca<sup>+</sup> y Mg<sup>+</sup> en el agua de formación afecta negativamente la solubilidad del surfactante en agua, debido a que provoca su rápida precipitación, lo cual afecta de forma negativa el proceso. Es por eso que algunas veces se utilizan pre-flujos de agua que reduzcan la cantidad de sales de formación y evite o al menos reduzca el contacto de la solución con el surfactante. Además, se utilizan varios aditivos con el surfactante para protegerlo contra las sales minerales. Los aditivos más populares son amonio, carbonato de sodio y trifosfato de sodio.<sup>30</sup>

Finalmente es indispensable el control de las **bacterias** y microorganismos presentes en las aguas empleadas para la elaboración de los fluidos de control y aquellas generadas en yacimientos de petróleo. El principal problema de las bacterias que pueden ocasionar taponamiento en las formaciones productoras y en las líneas de conducción, corrosión en los equipos y tanques y en el caso particular de procesos de inyección de surfactantes provoca la rápida degradación de dicho químico. Debido a esto en muchos procesos industriales se hace necesaria la utilización de biosidas que controlen y eviten el crecimiento microbiano. Los dos tipos de biosidas más comunes son los oxidantes tipo cloro, y los no oxidantes.

---

<sup>29</sup> Paris de Ferrer, M. "Inyección de Agua y Gas en Yacimientos". Maracaibo, Venezuela. 1984. 318 p.

<sup>30</sup> Paris de Ferrer, M. "Inyección de Agua y Gas en Yacimientos". Maracaibo, Venezuela. 1984. 318 p.

### **3.3.4. Problemas más Comunes de la Utilización de Surfactantes en el Medio Poroso**

Los surfactantes se caracterizan por ser fluidos de alta complejidad química, que al entrar en contacto con el petróleo y las rocas del yacimiento que han estado en equilibrio físico-químico durante muchos años diferentes sustancias se producen fenómenos de transferencia y de no equilibrio. Todo esto dificulta mantener una formulación óptima a lo largo del proceso, pues las propiedades originales del surfactante se pierden al no poderse manipular todas las variables. Algunos de los problemas presentados durante el desarrollo de este tipo de procesos son:

#### **Adsorción del Surfactante**

Es un proceso en el cual algunas moléculas del químico se adhieren a la superficie de la roca, debido a esto se produce una pérdida de las propiedades, por la disminución de la concentración del mismo. Algunos estudios han demostrado que una mayor ramificación de las cadenas alquilo permite mantener baja la tensión y disminuir este efecto.

Normalmente la adsorción aumenta con la concentración del surfactante en la solución y disminuye con el incremento de la temperatura, además es función también del peso equivalente, minerales de la roca, contenido de arcilla y tasa de flujo de la solución. Algunas de las técnicas recientes combinan la inyección de surfactantes con aditivos alcalinos como carbonato de sodio los cuales reducen la adsorción del químico en el grano.

#### **Precipitación del Surfactante**

Este fenómeno consiste en la disociación por asentamiento gravitacional del químico inyectado debido a la presencia de iones divalentes (sales). El aumento de la concentración por encima del valor máximo produce el fenómeno y la alternativa más usada para contrarrestarlo es utilizar un bache de pre-lavado con el fin de reducir el contenido de sales en el yacimiento.

## **Emulsiones**

Las emulsiones o mezclas de líquidos inmiscibles a menudo son estables en los procesos de inyección de surfactantes lo cual podría taponar el yacimiento a consecuencia de su viscosidad. En algunas pruebas piloto y a nivel de laboratorio se ha encontrado que las soluciones alcalinas contrarrestan este efecto. No obstante, no siempre las emulsiones tienen un efecto negativo en estos procesos, ya que pueden taponar zonas de alta permeabilidad y encausar el fluido.<sup>31</sup>

---

<sup>31</sup>Aponte, W. "Yacimiento de Gas Condensado (Zona de Condensación Retrograda)". <<http://yacimientos-de-gas-condensado.blogspot.com>>

## **4. ANÁLISIS DE LOS PROBLEMAS OCASIONADOS POR LA INADECUADA FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS DE CONTROL**

### **4.1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS**

Para entender de una mejor forma el fenómeno que ha ocurrido en el campo piedemonte al momento que ocurre una intrusión de fluidos de control, es preciso explicar cada una de las etapas previas y posteriores a dicho procedimiento en cada uno de los pozos. En algunos casos el daño ocasionado ha sido tan profundo que no se logra alcanzar nuevamente la línea base de producción. Esta pérdida repentina de la producción se atribuye a un daño de formación ocasionado por un bloqueo de líquidos que se genera al aumentar la saturación de los mismos en el yacimiento; lo cual disminuye la permeabilidad del gas condensado, aumentando la presión capilar e impidiendo la evacuación de los fluidos. Sumado a lo anterior las propiedades petrofísicas del campo piedemonte no son tan buenas, los tamaños de garganta de poro oscilan entre las 0,01 y 0,1 micras y las permeabilidades en la mayoría de los casos, no superan los 4 mD. A continuación se muestra al detalle cada uno de los tres casos, en tres pozos diferentes en los que se observó este comportamiento.

#### **4.1.1. Casanare-1**

Este pozo fue inicialmente completado con una producción diaria de 3.000 STBOPD, 24 MMscfd de gas y 17 BWPD proveniente de la formación P1. Como parte del plan de desarrollo del pozo, se cañonearon varios intervalos comprendidos entre los 13,967 y 14,039 ft para acceder a la formación P2, sumando así 60 ft más de intervalos cañoneados. De igual forma se adicionaron 99 ft en la formación P2 invertido, trayendo consigo un aumento significativo de la producción, la cual se triplicó a aproximadamente 9,000 STBOPD, 85 MMscfd y 15

BWPD a una presión aproximada de 1.300 psi en cabeza. Las características del aceite producido en este pozo muestran una gravedad API de 46° API.

Durante la toma del tercer registro de producción 10 meses después de iniciada la producción del pozo, súbitamente se experimenta una pérdida de tensión lo cual se debió a la ruptura de una de las fibras del cable haciendo que el mismo quedase atascado “stranded wire”. Para la recuperación del cable fue necesario matar el pozo; lo cual requirió el bombeo de más de 800 Barriles (Bl) de fluido de control de los cuales aproximadamente 250 Barriles (Bl) 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 P2, P2 invertido y P1 respectivamente, según registro de producción). El estado inicial y final del pozo luego de la operación se resume con la tabla-4.

**Tabla 4.** Prueba de Producción Pozo Casanare-1

OPERACIÓN	Fecha	WHP psi	Qo bopd	Qg MMscf	GOR scf/stb	BS&W %
Línea o Producción Base	16/06/2012	1,299	7,306	85.810	11,745	0.38
Después de Matar el pozo para la recuperación del cable	25/06/2012	1,186	5,829	69.295	11,888	0.78
Registro PLT, después de 14 días de estabilización	29/06/2012	1,230	5,931	71.696	12,257	0.49

**Fuente.** Reporte Final de Operación de Intervención - Equión Energía 2012

Debido a la disminución en la producción de aceite se decidió cañonear nuevamente las Formaciones P2 y P2 invertido con el fin de mitigar el daño generado, recuperar la producción y acelerar la limpieza de yacimiento al aumentar el área efectiva de flujo. En total se cañonearon 55 ft; 22 en la formación P2 y 33 en la formación P2 Invertido. Al final de este trabajo se logró un

incremento en la producción de aceite de 500 BOPD y 8MMscf. Sin embargo a pesar de los trabajos realizados no se logró alcanzar la línea base de producción.

#### **4.1.2. Casanare-2**

Este pozo fue completado en el año 2010 con una profundidad de 17728 ft, porosidad de 3.5% aproximadamente y una capacidad de flujo cercana a 2,180mD-ft en los intervalos de P1. Inicialmente se cañoneó un intervalo de 100 ft entre los 17,525 y 17,625 ft donde se realizó un fracturamiento hidráulico, observándose una reducción de la inyectividad. El segundo cañoneo se realizó para un intervalo de 85 ft entre los 17,395 17,480 ft en la parte más somera de la formación de interés, se realizó una prueba de inyectividad y debido a los bajos indicadores obtenidos, el trabajo de fracturamiento fue cancelado y los dos intervalos abiertos fueron consecuentemente aislados. Un par de meses después, se cañonearon varios intervalos comprendidos entre los 17,170 y 17,640 ft, lo cual mejoró la productividad del pozo, llegando a una producción aproximada de 2,500 STBOPD con una gravedad API de 45,7° 20 MMscfd de gas y 17 BWPD. Meses después se decidió re cañonear con tecnología *Sand Jetting* y aunque la operación fue exitosa, no se observaron beneficios en materia de producción. Para monitorear constantemente el conformance de los pozos, se les realiza un monitoreo constante, razón por la cual el pozo Casanare-2 se le realizaron PBU's constantes. En el segundo PBU realizado en el año 2012 para analizar la conectividad del pozo con los demás del complejo PAUTO, se experimenta un atascamiento del cable que sostenía la sarta de PLT debido a la ruptura de fibras "stranded wire".

**Tabla 5.** Prueba de Producción Pozo Casanare-1

Comentario	Date	WHP psi	Qo bopd	Qg MMscf	GOR scf/stb	BS&W %	API deg
Línea o Producción Base	27/10/12	790	2,365	23.2	9,825	0.88	45.9
Después de Matar el pozo para la recuperación del cable	4/11/12	699	1,065	9.390	8,817	3.71	44.7

**Fuente.** Reporte final de operación de intervención - Equión Energía 2012

Para la extracción del cable fue necesario “matar el pozo”. En total 570 BBL de fluido de control fueron inyectados a la formación mientras todo el cable era recuperado.

El pozo debió ser levantado con asistencia de Nitrógeno hasta alcanzar una respuesta natural del mismo que le permitiera entrar a la línea principal a unas 700 psi. Después de dos días de monitoreo constante se observó una pérdida de la producción de aceite del 43% y de gas de un 45% aproximadamente.

El pozo inició un proceso de “auto limpieza” eliminando paulatinamente el bloqueo por líquidos inducido durante el control del pozo. Cuatro meses después y al no observar mejoría alguna con respecto a la producción; se decide inyectar gas seco con un tiempo de remojo de 12 horas, después del cual el pozo fue reabierto al flujo, mejorando poco a poco la productividad hasta alcanzar la línea base de producción. **Tabla 5**

Los últimos reportes muestran una tendencia de declinación de la producción de aceite de aproximadamente 1% por mes, mientras que la producción de gas y el corte de agua han permanecido constantes.

### **4.1.3. Casanare-3**

Este pozo fue completado en la formación P1. Produce gas condensado con una gravedad API de 46° y posee unas propiedades petrofísicas bastante pobres en su yacimiento. Las permeabilidades estimadas oscilan entre 3 y 3,5 mD, cuenta con un espesor total de 350 ft y un espesor neto de 241 ft. Cuando se completó se decidió realizar un fracturamiento para aumentar la producción. 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 STBOPD pero inicialmente el pozo solo produjo 900 BOPD). Luego se añadieron más pies perforados ahora en la formación P2, con el fin de ayudar a la limpieza de los fluidos que se indujeron al pozo cuando se realizó el fracturamiento. Sin embargo los PLT mostraron que esto no tuvo ningún efecto pues la producción provenía 100% de la formación P1. Cuatro meses más tarde se observa una mejora en su perfil de producción debido a un aumento en el caudal de aceite de aproximadamente 150 BOPD y 1.2 MMscfd. Hecho que se atribuye al proceso de limpieza natural de los fluidos inducidos al pozo y a la alta presión del yacimiento (5983 psi). Después de 1 año de estar produciendo se determinó que un trabajo de fracturamiento y re-fracturamiento hidráulico se podría ayudar a maximizar el valor de producción del pozo, debido a que los registros evidenciaban que la fractura actual aportaba cerca del 50% de la producción. Para realizar este segundo trabajo se debió matar el pozo nuevamente inyectando aproximadamente 1800 BBL de fluido de control a la formación. 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 Tabla 6, 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 fracturamiento<sup>32</sup>.

**Tabla 6.** Prueba de producción pozo Casanare 3

Comentario	Date	WHP psi	Qo bopd	Qg MMscfd	GOR scf/stb	BS&W %	API deg
Línea o Producción Base	10-06-11	735	1497	13.610	9,091	1.0	46.2
Después de Matar el pozo para realizar el fracturamiento.	25-06-11	780	698	4.910	7.035	4.43	46.9

**Fuente:** Reporte Final de Operación de Intervención - Equión Energía 2012

El potencial del pozo se fue reestableciendo muy lentamente por lo que se decidió realizar inyección de gas para acelerar el proceso de limpieza del pozo<sup>33</sup>, mejorando de esta forma su condición de producción. Casi dos meses después de iniciado del proceso de GaStim se pudo corroborar que el pozo alcanzó la línea base de producción anterior al trabajo.

## 4.2. DESCRIPCIÓN DEL FLUIDO

### 4.2.1. Generalidades

El fluido de control que actualmente se maneja en el campo piedemonte se diseñó inicialmente para ser utilizado en operaciones de control de pozos en el campo Cusiana. Está compuesto en su mayoría por agua de formación y aditivos como inhibidor de arcillas, biocida y solventes que le brindan la capacidad de interactuar con la formación de una manera más eficiente.

<sup>32</sup> Los fluidos inducidos en estas operaciones aumentan la saturación de líquidos en el yacimiento, reduciendo así la permeabilidad relativa del gas condensado.

<sup>33</sup> RESTREPO, A., OCAMPO, Equión Energía Ltd.; LOPERA, M., Universidad Nacional de Colombia; CORONADO, J., SANABRIA, L., ALZATE, S. Equión Energía Ltd. "GaStim Concept – A Novel Technique for Well Stimulation. Part II: From Laboratory to Field Pilot Testing" SPE 168133.

Con el fin de tener un parámetro base de comparación para las nuevas formulaciones, se realizó la preparación de dicho fluido en el laboratorio para posteriormente realizar los desplazamientos en los plugs. Todo esto con el fin de reproducir fielmente el comportamiento del mismo en yacimiento.

Para probar que los fluidos que se utilicen en laboratorio, sean los mismos que lleguen a campo, a cada componente enviado por las compañías se le realizó una caracterización básica exhaustiva. Teniendo en cuenta que este fluido se ha utilizado por gran cantidad de años en la compañía, y que se cuenta con toda la información relacionada sobre sus aditivos y componentes no se consideró pertinente realizarle una.

#### **4.2.2. Interacción Roca-Fluido**

Para realizar el análisis de compatibilidad de la roca con el fluido se realiza el desplazamiento en un equipo CorePet Liquid Fluid System Automatizado donde el procedimiento básico consiste en introducir una muestra representativa (plug) en una camisa o Core Holder para que dentro del mismo sea confinado a las condiciones de presión del yacimiento. Este cilindro está dispuesto dentro de un horno que también permite la variación de la temperatura, así se buscara simular la inyección de tratamiento, inducción de daño y la producción de crudo a condiciones de pozo. Para evaluar esta interacción se observan los cambios de permeabilidad que ocurren teniendo en cuenta los diferenciales de presión por ciclo, así como los efluentes que se obtienen durante la prueba.

La evaluación del fluido de control base consistió en inyectar el sistema de fluidos por baches, de tal manera que se cumplan las especificaciones del protocolo que se exhibe a continuación.

**Tabla 7.** Protocolo de Inyección para el Fluido de Control Base

N°	PROCEDIMIENTO
1	Saturar la muestra al vacío con agua de formación sintética.
2	Montar la muestra a condiciones de temperatura y presión de yacimiento.
3	Medir la permeabilidad absoluta al agua.
4	Desplazar crudo y medir Kef al crudo @Swirr.
5	Desplazar agua y medir Kef al agua @Sor.
6	Realizar crudos ciclos-agua (Puntos 4 y 5), hasta que 2 valores consecutivos difieran en menos del 5%.
7	Desplazar crudo y medir Kef al crudo @Swirr. K de referencia.
8	Desplazar 3 volúmenes porosos de fluido de control.
9	Dejar en remojo durante 16 horas.
10	Desplazar crudo y medir Kef al crudo @Swirr. K de retorno.

**Fuente:** Informe de Laboratorio “Optimización de Fluidos de Control para Piedemonte-Fase I”

Mediante la inyección de baches se busca la restauración de la mojabilidad al plug con el fin de recuperar su tendencia natural a dejarse humectar por un fluido en presencia de varios fluidos inmiscibles (mojabilidad inicial)

Para el desarrollo de estas pruebas se cuenta con cuatro muestras las cuales según las condiciones de presión y temperatura fueron clasificadas para cada prueba.

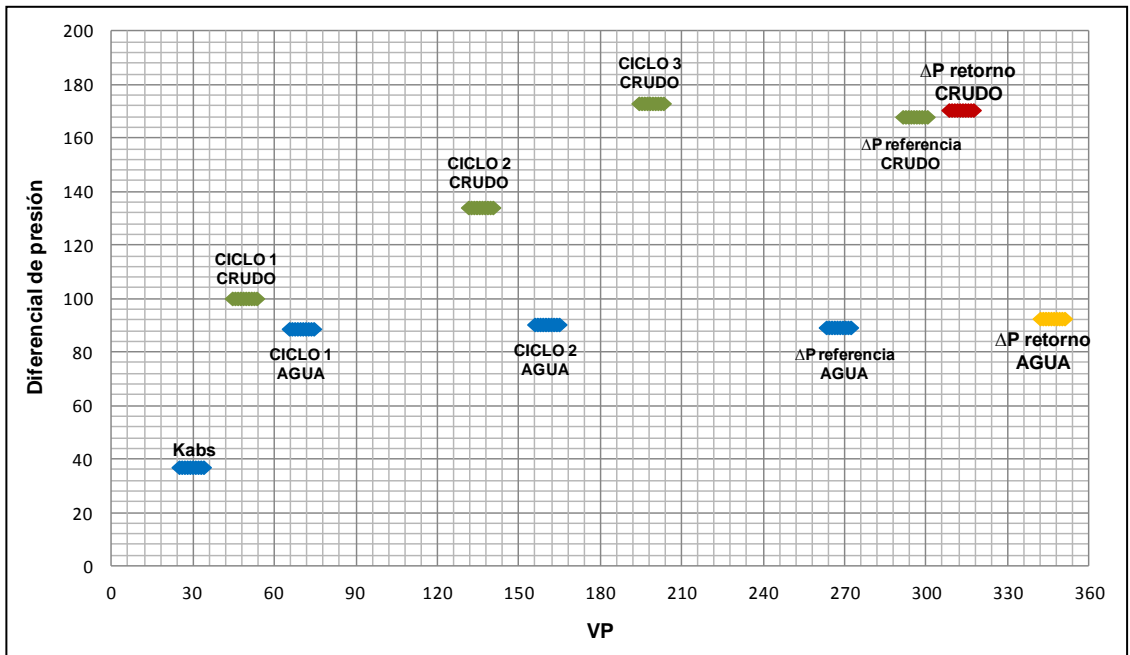
En la **Tabla 8** se observan las características de temperatura y se identifican las muestras que serán utilizadas para el desplazamiento de los fluidos.

**Tabla 8.** Datos de los Plugs y Temperatura, para el Desplazamiento del Fluido Actual en cada Pozo

POZO	PLUG UTILIZADO	TEMPERATURA [°C]
Casanare-1	Muestra 40	100
Casanare-2	Muestra 40	125
Casanare-3	Muestra 208	110
Casanare-4	Muestra 40	125

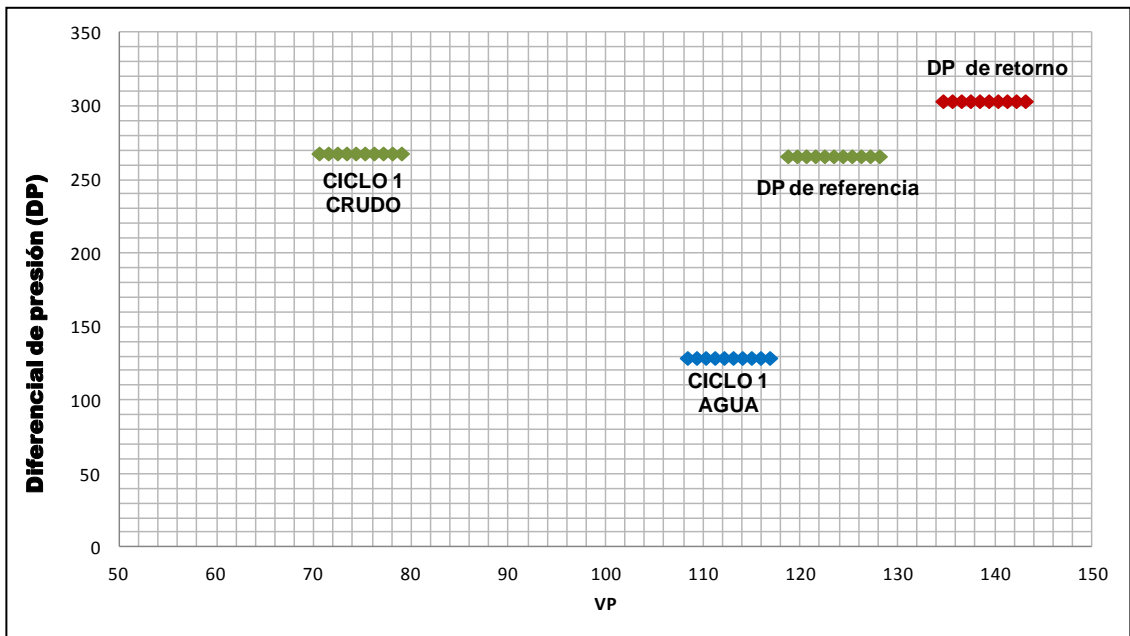
Después de efectuar la prueba en cada uno de los cuatro pozos mencionados, los resultados se grafican Diferencial de presión Vs Volúmenes porosos desplazados con el fin de observar los cambios de permeabilidad que se hayan obtenido al finalizar los desplazamientos. [DP vs VP]

**Gráfica 3.** Desplazamiento del fluido actual para el Pozo Casanare-1



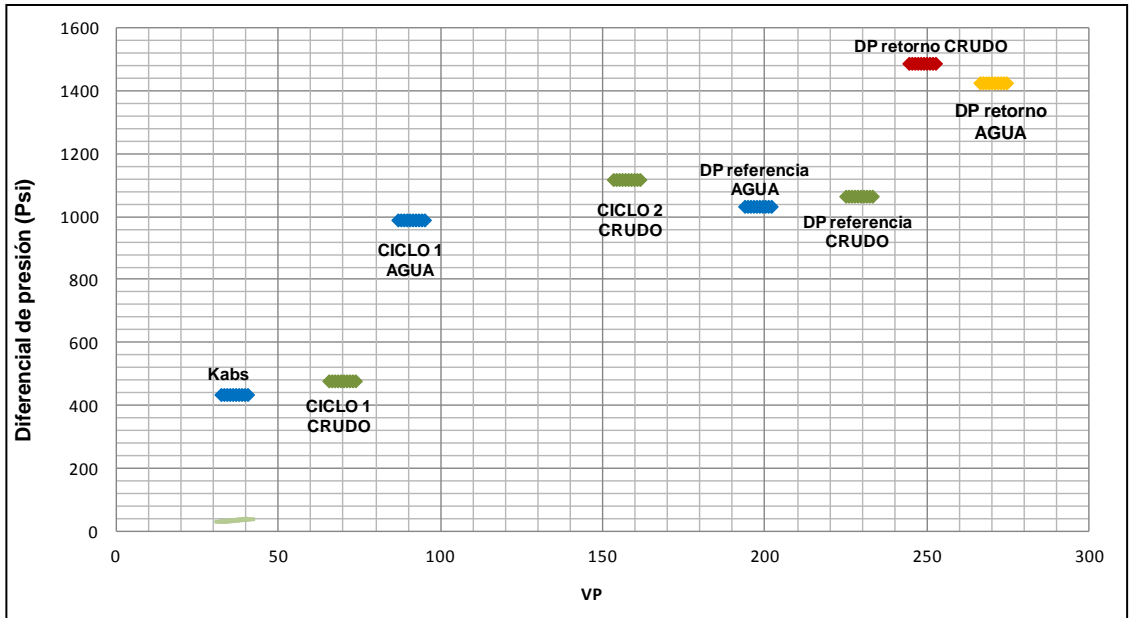
**Fuente:** Informe de Laboratorio “Optimización de Fluidos de Control para Piedemonte-Fase I”

**Gráfica 4.** Desplazamiento del fluido actual para el Pozo Casanare -2.



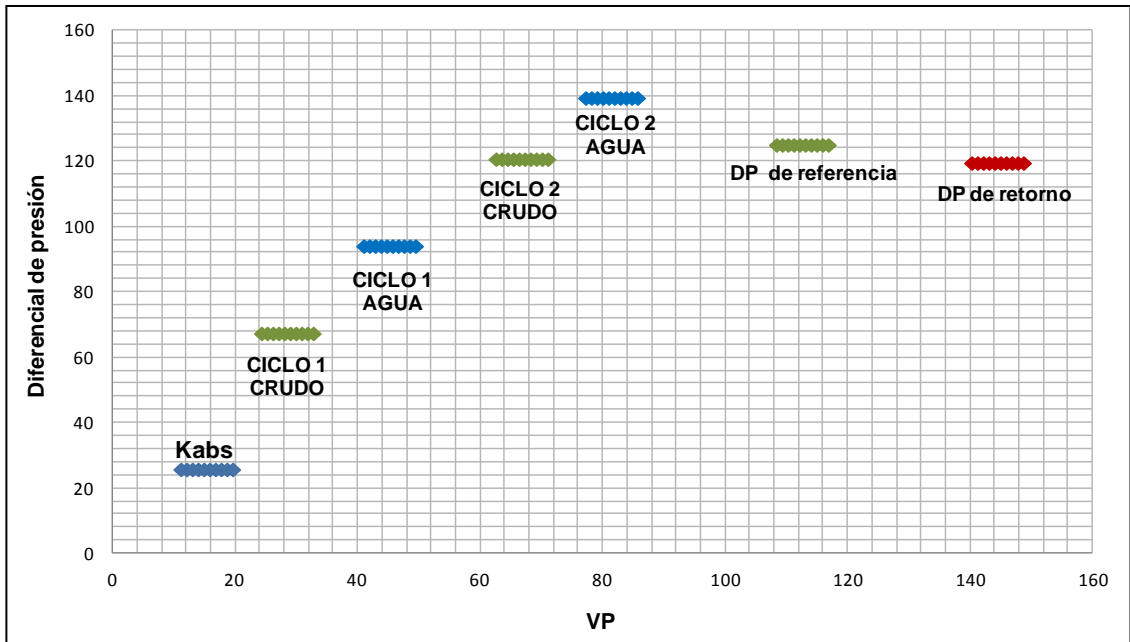
**Fuente:** Informe de Laboratorio “Optimización de Fluidos de Control para Piedemonte-Fase I”

**Gráfica 5.** Desplazamiento del fluido actual para el Pozo Casanare-3



**Fuente:** Informe de Laboratorio “Optimización de Fluidos de Control para Piedemonte-Fase I”

**Gráfica 6.** Desplazamiento del fluido actual para el Pozo Casanare -4.



**Fuente:** Informe de Laboratorio “Optimización de Fluidos de Control para Piedemonte-Fase I”

Las Gráficas 3 al 7 ejemplifican el comportamiento de los diferenciales de presión para cada ciclo de inyección. Estos valores de presión diferencial son utilizados para el cálculo de las permeabilidades siguiendo la ley de Darcy donde la permeabilidad es inversamente proporcional al diferencial de presión  $\Delta P$ .

$$K = \frac{q\mu L}{\alpha\Delta P}$$

Donde

K: Permeabilidad (Darcy)	q: Caudal (cm <sup>3</sup> /min)
$\mu$ : Viscosidad (cp.)	L: Longitud (cm)
$\alpha$ : Área (cm <sup>2</sup> )	$\Delta P$ : Diferencial de presión (psi)

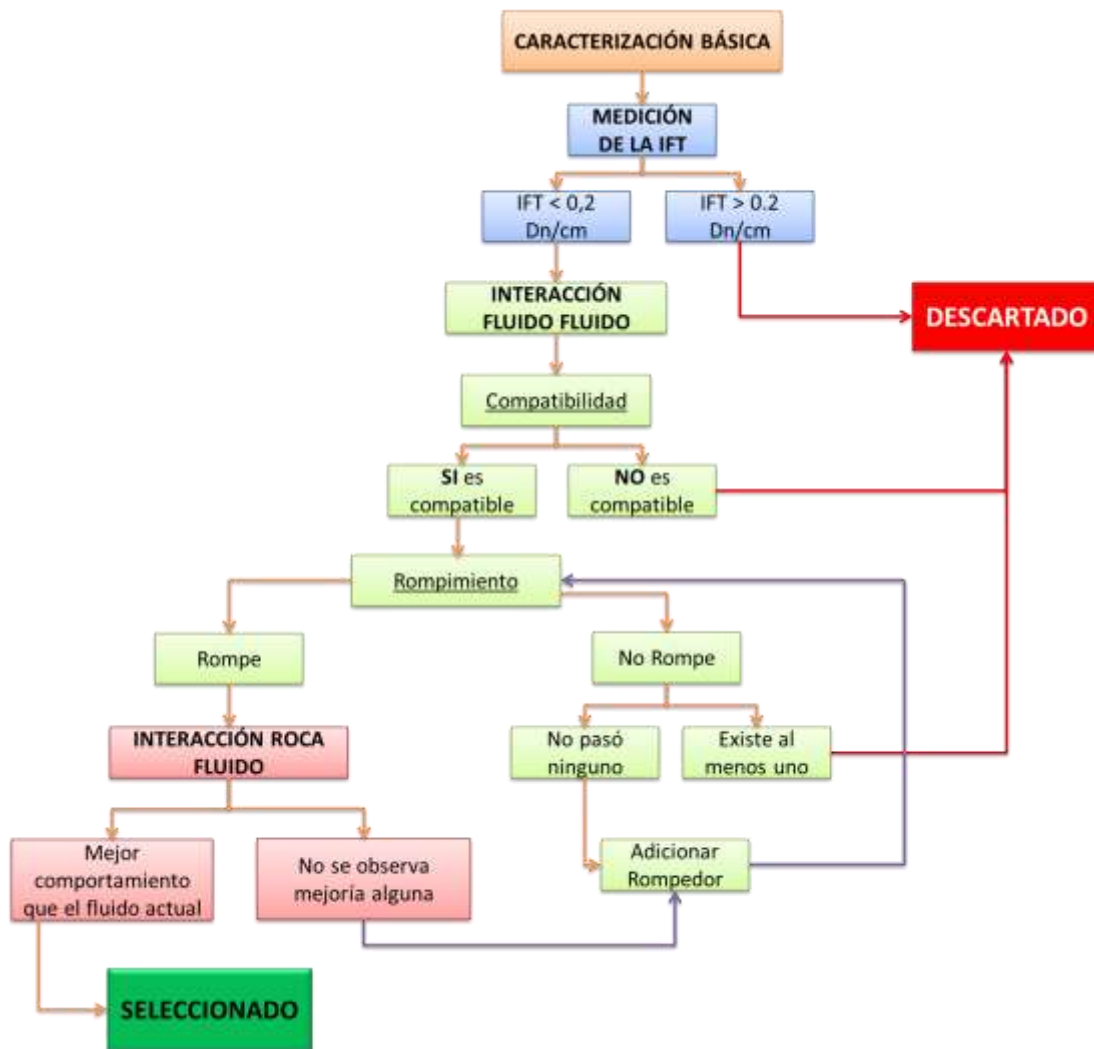
Para determinar la permeabilidad de referencia se buscó que en los ciclos de crudo existiera una diferencia porcentual menor al 5% para los dos últimos.

Los resultados muestran claramente una disminución de la permeabilidad en los pozos Casanare-3 y Casanare-2, lo cual permite inferir un daño a la formación. Según las mediciones las reducciones de la permeabilidad efectiva al crudo fueron de 28.4% y 12.4% para los pozos Casanare-3 y Casanare-2. Los pozos Casanare-1 y Casanare-4 no presentaron reducción de la permeabilidad alguna; por el contrario en este último se registró un aumento en esta propiedad; sin embargo no se consideró relativo debido al margen de error del instrumento empleado en la medición.

## 5. DESCRIPCIÓN DEL SCREENING DE SELECCIÓN MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO

Con el fin de evaluar nuevas formulaciones para los fluidos de control de pozo en el campo Piedemonte, en esta segunda fase del proyecto fueron seleccionadas solo las compañías las cuales sus fluidos llegaron a la etapa final.

**Figura 22.** Mapa General del Proceso de Selección del Fluido de Control

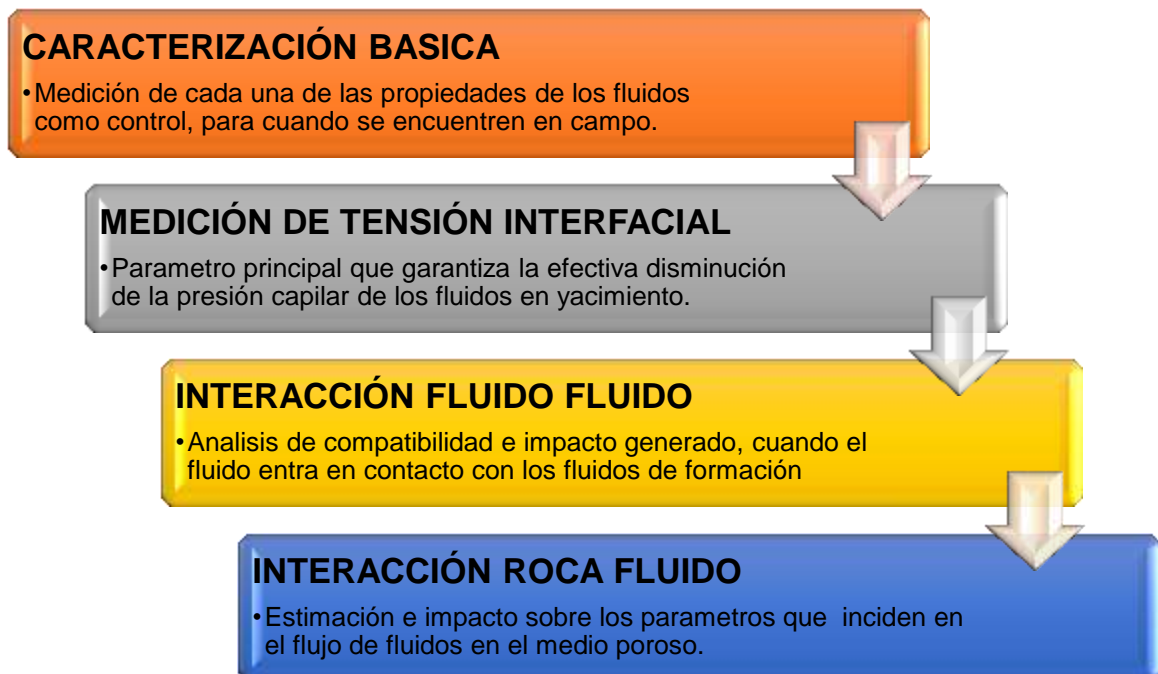


Es importante destacar que en la primera fase del proyecto ocho compañías atendieron la solicitud (Halliburton, Schlumberger, Baker, Petroraza, Calfrac, Latinamerican, Nalco y Weatherford) de las cuales para esta segunda fase fueron descartadas seis, dejando aun en evaluación solo a dos de ellas.

## 5.1. MAPA GENERAL DEL PROCESO

Todas las formulaciones propuestas por las compañías que llegan al laboratorio de análisis petrofísicos de Guatiguará - Piedecuesta; deben pasar un riguroso proceso de control, antes de que sean sometidas a las pruebas de funcionalidad e interacción de cada fluido tanto con los líquidos de formación como con la roca misma.

Las etapas básicas que se presentan se describen a continuación.



## 5.2. CARACTERIZACIÓN BÁSICA

Las pruebas que se detallan a continuación se llevaron a cabo para todos los productos recibidos de las diferentes compañías así como para las formulaciones diseñadas. El principal objetivo de esta etapa es garantizar un control de calidad de los fluidos y tener un seguimiento de cada uno de los aditivos que se evaluarán durante los procesos, con lo que se busca garantizar la identidad de cada producto tanto en almacenamiento como en campo. Las pruebas realizadas durante esta etapa fueron: Índice de Refracción, Densidad y pH.

### 5.2.1. Densidad

Para esta prueba se dispuso del uso picnómetros de vidrio con volúmenes conocidos y calibrados tal y como se muestra en la Figura 23.

Figura 23. Picnómetro de vidrio



**Fuente:** Tomada del Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación.

### 5.2.2. 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 pH-metro para las soluciones inorgánicas.

### **5.2.3. Índice de Refracción**

A pesar de que en el manual de caracterización de muestras esta prueba no está contemplada como indispensable para una caracterización básica de fluidos, se decidió realizarse para un mayor control de las formulaciones. La prueba se realiza utilizando un refractómetro RF M 960 Marca Bellingham + Stanley Ltda.

### **5.3. DETERMINACIÓN DE LA TENSIÓN INTERFACIAL**

El principal y primer filtro para que un fluido fuese aceptado en el estudio convocado en el proyecto Equion-Uis era que su valor de tensión interfacial fuese bajo (menores a 0.2 Dn/cm a 80 °C) lo cual garantizaría un retorno rápido y efectivo del fluido inyectado.

Para la medición de esta propiedad se utilizó el Tensiómetro de Gota Giratoria Grace Instrument M-6500 del Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación. Debido a que las formulaciones son base agua se utilizó como referencia el crudo del pozo Casanare 5. Es importante resaltar que el crudo de este pozo, se suele utilizar como referente para muchas compañías del sector al momento de realizar estudios de medición de la tensión interfacial por lo cual se ha establecido como patrón base.

### **5.4. INTERACCIÓN FLUIDO-FLUIDO**

En la etapa de interacción fluido-fluido se realizaron diferentes pruebas en las que se evaluó el comportamiento de los fluidos propuestos al entrar en contacto con los fluidos de la formación. Para estos análisis se utilizaron cada uno de los crudos de los cuatro pozos al igual que agua de Salmuera del campo.

Durante esta etapa se realizaron dos tipos de pruebas, Compatibilidad al ácido vivo 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 de Análisis Petrofísicos. Los anexos de cada una de las pruebas se muestran en la parte final de este documento.

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

#### **5.4.1. Compatibilidad al Ácido Vivo**

La prueba de compatibilidad al ácido vivo permite determinar la presencia de sólidos en la interfase y/o la fase acuosa, así como la apariencia de la mezcla y la efectividad del rompimiento con el paso del tiempo, cuando el fluido formulado entra en contacto con los fluidos de formación. En caso de una posible incompatibilidad la muestra deberá ser descartada para la siguiente etapa.

Cabe resaltar que debido al bajo BSW de los pozos evaluados de Piedemonte, no fue posible trabajar con agua de formación de cada uno de estos, por lo que se necesitó la preparación de salmuera sintética con una composición eléctrica equivalente a la del agua de formación.

El procedimiento para realizar la prueba fue el siguiente:

1. Se mezclan el fluido reformulado junto con la salmuera en proporciones de 25:75, 50:50 y 75:25 para recipientes de 100 ml (Fluido de control-salmuera).
2. Se agita la solución a 14000 rpm durante 1 minuto

3. Se vierte la solución en frascos de 100 ml (ver anexos) 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 extraen cincuenta mililitros (50 ml) de la mezcla,

La muestra que se extrajo se mezcló con cincuenta mililitros (50 ml) de crudo y se repitió el procedimiento anteriormente descrito.

#### **5.4.2. Rompimiento de Emulsiones**

El objetivo específico de esta prueba es evaluar a condiciones de laboratorio la tendencia de un agente tenso-activo a aumentar o disminuir la formación de emulsiones un sistema crudo-salmuera cuando este entra en contacto con finos<sup>34</sup>, (Se remplazaron los finos de formación por Arena Ottawa Mesh 200). La metodología de esta prueba se encuentra contemplada en la norma API RP-42. En el laboratorio de Análisis Petrofísicos esta prueba se encuentra certificada por la ONAC. El procedimiento que se llevó a cabo para la realización de la prueba fue el siguiente:

1. Se prepararon 3 mezclas con diferentes proporciones de crudo-fluido de control (25:75, 50:50 y 75:25); a cada una de las mezclas se le adicionaron 2.5 gramos de arena Ottawa.
2. Se emulsifica la mezcla agitándola a 10000 rpm en un Agitador HAMILTON BEACH Modelo HMD200, durante 30 segundos a temperatura ambiente.
3. Se vierte cada mezcla en una probeta graduada y se realizan las lecturas de volumen de fase libre y acuosa a los 15 minutos, 1 hora y 24 horas.

---

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

Este procedimiento se realizó para el crudo de cada uno de los pozos en estudio.

## **5.5. INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO**

En esta etapa del proceso, se procederán a evaluar las diferentes interacciones del fluido con la roca reflejadas en aumentos o disminuciones de la permeabilidad. El protocolo de desplazamiento fue acordado entre las compañías participantes, Equión y el laboratorio de Análisis Petrofísicos de Guatiguará.

Antes de realizar cada desplazamiento fue necesario saturar al vacío el plug seleccionado con la salmuera sintética del pozo que se estuviera evaluando.

Los desplazamientos se llevaron a cabo en un equipo CorePet Liquid Fluid System Automatizado a una presión de sobrecarga o confinamiento de 3000 Psi y a cierta temperatura según el pozo que se seleccionara para evaluación.

**Tabla 9.** Protocolo de Inyección para los Fluidos Reformulados Propuestos

N°	PROCEDIMIENTO
1	Saturar la muestra al vacío con agua de formación sintética.
2	Montar la muestra a condiciones de temperatura y presión de yacimiento.
3	Medir la permeabilidad absoluta al agua.
4	Desplazar crudo y medir Kef al crudo @Swirr.
5	Desplazar agua y medir Kef al agua @Sor.
6	Realizar ciclos de crudo-agua (Puntos 4 y 5), hasta que 2 valores de $\Delta P$ consecutivos para crudo difieran en menos del 5%. Tomar ultimo valor de $\Delta P$ para calcular la K de referencia
7	Desplazar 5 volúmenes porosos de fluido de control.
8	Dejar en remojo durante 24 horas.
9	Desplazar crudo y medir Kef al crudo @Swirr. K de retorno.

Con el fin de establecer un patrón de comparación para cada uno de los desplazamientos, las muestras de roca a utilizar serán las mismos para cada compañía. La asignación a cada pozo y datos de temperatura se encuentran en la **Tabla 10.**

**Tabla 10.** Datos de los Plugs y Temperatura, para el Desplazamiento de las Nuevas Formulaciones

<b>POZO</b>	<b>PLUG UTILIZADO</b>	<b>TEMPERATURA [°C]</b>
<b>Casanare-1</b>	Muestra 40	125
<b>Casanare-2</b>	Muestra 208	100
<b>Casanare-3</b>	Muestra 208	110
<b>Casanare-4</b>	Muestra 40	125

## 6. RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS

En este capítulo final, se mostrarán los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio para cada uno de los de los fluidos de control propuestos. Ya que esta segunda fase comprendía la reformulación de los fluidos seleccionados de la fase I, solo se probaron dos fluidos de control, uno para cada compañía. Debido a un acuerdo de confidencialidad, a cada compañía se le asignó una letra para su identificación, donde A y B son las formulaciones de cada compañía.

Los componentes principales de estos fluidos de control son salmuera base (Agua de Villatina) y un surfactante, cuya composición proporción y tipo varía según cada compañía. De igual forma las formulaciones también contienen algunos aditivos adicionales como Solventes Mutuales, Solventes Aromáticos, entre otros.

### 6.1. PROCEDIMIENTOS DE LABORATORIO

#### 6.1.1. Caracterización Básica

Como los fluidos propuestos en esta fase son reformulaciones de los fluidos utilizados en la fase I, se espera que no se tenga problema alguno con el principal filtro de tensión interfacial. Se espera obtener algunos cambios leves con respecto a los resultados obtenidos de la primera fase en cuanto a caracterización.

**6.1.1.1. Densidad:** En esta etapa se calculó la densidad para cada uno de los fluidos evaluados. Es importante este valor no solo para el cálculo de la columna hidrostática que puedan ejercer sino también para hallar el valor de la tensión interfacial. Los análisis realizados mostraron que las densidades de los fluidos evaluados fueron de 8,312 y 8,3253 LPG, (0.996 g/cm y 0.9976 g/cm) para la Formulación A y B respectivamente. Esto indica que las dos formulaciones se encuentran en capacidad de controlar cualquier pozo del campo.

**6.1.1.2. pH:** Se observó que los dos fluidos formulados poseen una característica ácida. Después de 3 mediciones bajo tiras indicadoras y una medición testigo en pH-metro se concluyó que los valores fueron de cinco (5) y cuatro (4) para la formulación A y B respectivamente. En la tabla 10 se registran los valores para cada formulación.

**6.1.1.3. Índice de Refracción:** Los índices de refracción para cada uno de los productos formulados se pueden observar en la tabla 10. También se tabularon valores correspondientes a pH y densidad.

**Tabla 10.** Resultado Propiedades Básicas de los Fluidos Propuestos

PROPIEDADES BÁSICAS DE LOS FLUIDOS DE CONTROL				
ID	pH	Índice de refracción	Densidad	
			g/ml	LPG
Formulación A	5	1,4694	0,996	8,312
Formulación B	4	1,3341	0.9976	8,3253

**6.1.1.4. Determinación de la Tensión Interfacial:** Completa la etapa de caracterización se decide realizar la medición de las tensiones interfaciales. Es importante que en esta etapa del proceso, los fluidos exhiban un valor menor a 0.2 Din/cm. Los resultados se muestran en la tabla-9.

**Tabla 11.** Resultado Tensiones Interfaciales de los Fluidos Propuestos

PRODUCTO	TENSION INTERFACIAL	
	40° C	90° C
Formulación A	0.17	0.09
Formulación B	0.1	0.32

En los resultados se observa que a cuarenta grados (40° C) la formulación B posee una menor tensión que la formulación A, sin embargo a noventa grados (90° C) sucede lo contrario. A pesar de que es prematuro conjeturar, las temperaturas de yacimientos son del orden de los (110°C ~ 230°F) por consiguiente la formulación A disminuirá más la presión capilar a mayores temperaturas, lo cual beneficiará el comportamiento.

### 6.1.2. Interacción Fluido-Fluido

6.1.2.1. Compatibilidad al ácido vivo. Las pruebas de compatibilidad tanto para la formulación A como para la formulación B fueron exitosas, no propiciaron la formaron precipitados en ninguna proporción ya fuera con la salmuera del campo o con el crudo, en los anexos se encuentra dispuesto un registro fotográfico en el cual se muestra cada producto evaluado a su respectivo tiempo.

**Tabla 12.** Resultados Pruebas de Compatibilidad, Formulación A

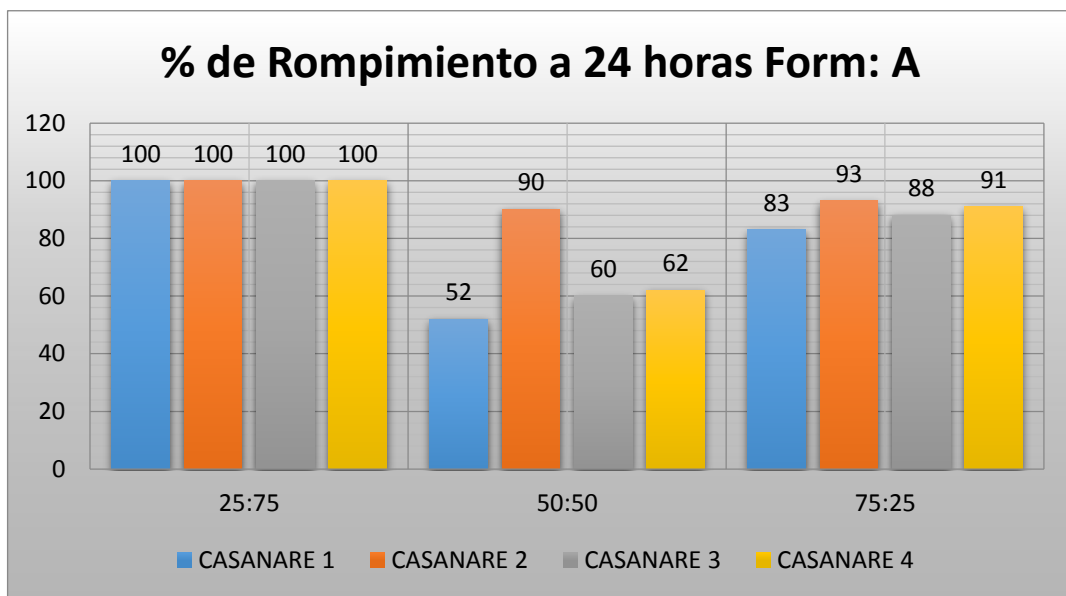
PRUEBA DE COMPATIBILIDAD CON FLUIDO DE CONTROL – FORMULACIÓN A						
Producto	25:75		50:50		75:25	
	Salmuera	Crudo	Salmuera	Crudo	Salmuera	Crudo
Casanare 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Casanare 2	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Casanare 3	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Casanare 4	✓	✓	✓	✓	✓	✓

**Tabla 13.** Resultados Pruebas de Compatibilidad, Formulación B

PRUEBA DE COMPATIBILIDAD CON FLUIDO DE CONTROL – FORMULACIÓN B						
Producto	25:75		50:50		75:25	
	Salmuera	Crudo	Salmuera	Crudo	Salmuera	Crudo
Casanare 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Casanare 2	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Casanare 3	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Casanare 4	✓	✓	✓	✓	✓	✓

**6.1.2.2. Rompimiento de Emulsiones:** Formulación A. La Gráfica 7 muestra los porcentajes de rompimiento para la formulación A utilizando crudo y salmuera sintética de los cuatro pozos en estudio en las proporciones de 25:75, 50:50 y 75:25. Esta prueba se llevó a cabo a 10000 rpm utilizando arena Ottawa (malla 200) en una proporción 1:1.

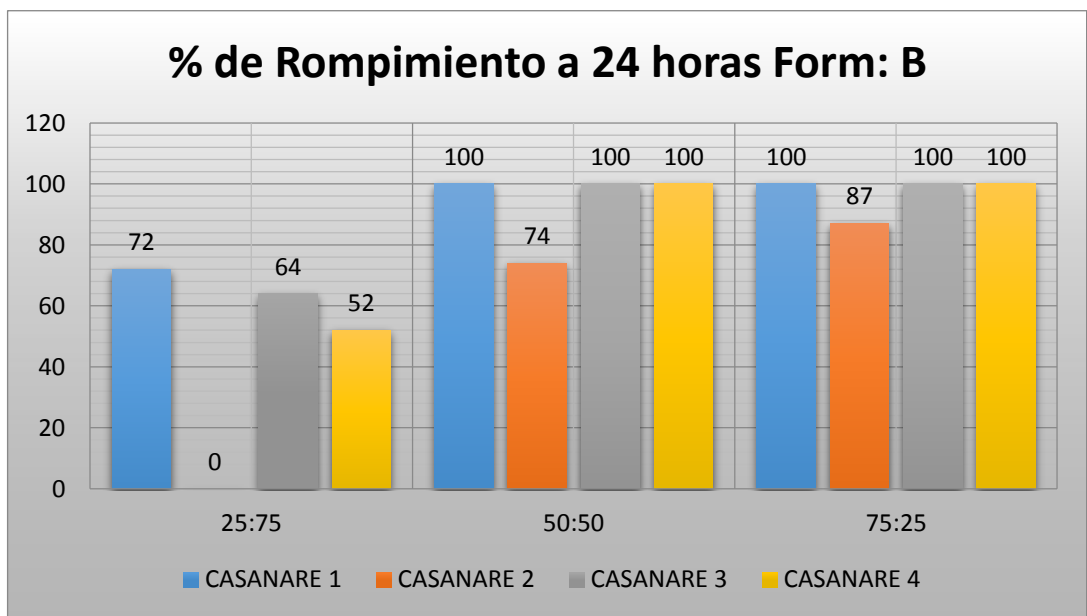
**Gráfica 7.** Porcentaje de Rompimiento de Emulsión por Pozo después de 24 horas, Formulación A



La formulación A exhibió un rompimiento inmediato en la proporción 25:75 para los crudos de los cuatro pozos. Sin embargo se observó una deficiencia del rompimiento, esto dicho por la regular calidad del agua. Cabe resaltar que las dos formulaciones en las proporciones 50:50 y 75:25 presentan emulsión en la fase oleosa (ver Anexos). Sin embargo también es claro en la figura que al término de las 24 horas para todas las proporciones de todos los pozos existió un rompimiento.

Formulación B. La Gráfica 8, muestra los porcentajes de rompimiento para la formulación B utilizando crudo y salmuera sintética de los cuatro pozos en estudio en las proporciones de 25:75, 50:50 y 75:25. Esta prueba se llevó a cabo a 10000 rpm utilizando arena Ottawa (malla 200) en una proporción 1:1.

**Gráfica 8.** Porcentaje de Rompimiento de Emulsión por Pozo después de 24 horas, Formulación B



En el caso de la formulación B se observó una buena separación de las fases aunque en algunos casos el rompimiento no era eficiente, esto dicho debido a la

regular calidad del agua. En particular para el pozo Casanare 2 el cual presentó un menor rompimiento que los demás se atribuyen a la temperatura de la prueba (temperatura ambiente) ya que en las pruebas de compatibilidad que se realizaron a una temperatura más alta se observó un rompimiento más significativo.

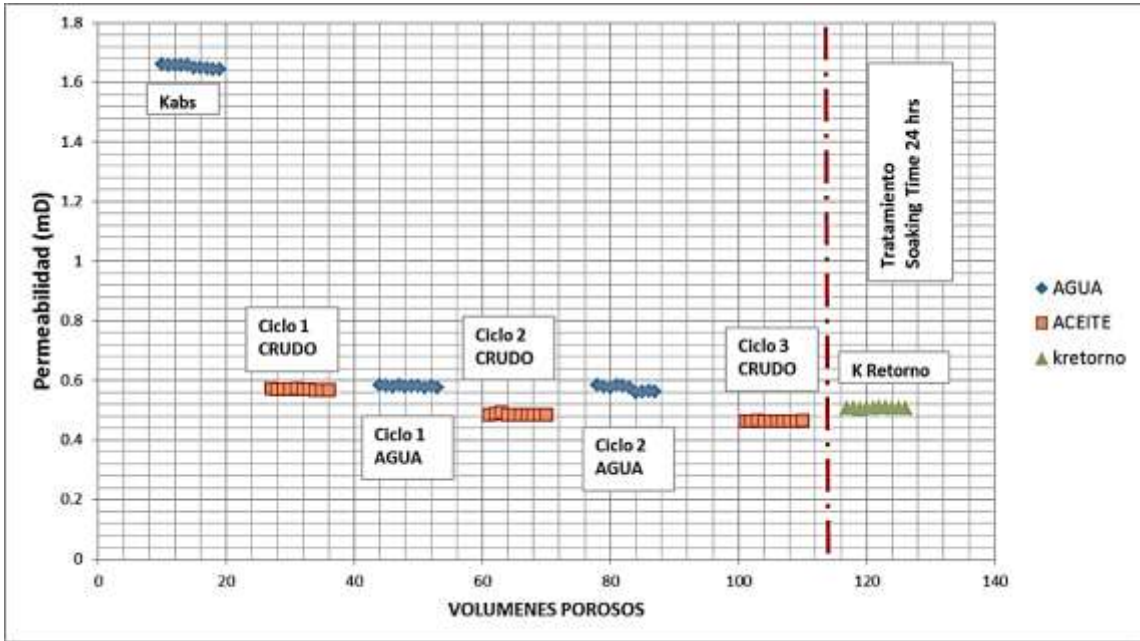
Cabe resaltar que en los crudos de tres de los cuatro pozos (Casanares- 1,3 y 4) se observó rompimiento al término de las 24 horas para las proporciones 25:75, exceptuando el pozo Casanare 2 el cual mostró un rompimiento eficiente a partir de la proporción 50:50.

### **6.1.3. Interacción Roca Fluido**

Después de realizadas las pruebas de interacción fluido-fluido con éxito, ya que ningún pozo presentó incompatibilidad o formación de precipitados o cristales, se procedió a realizar las pruebas de interacción roca fluido, según el protocolo propuesto.

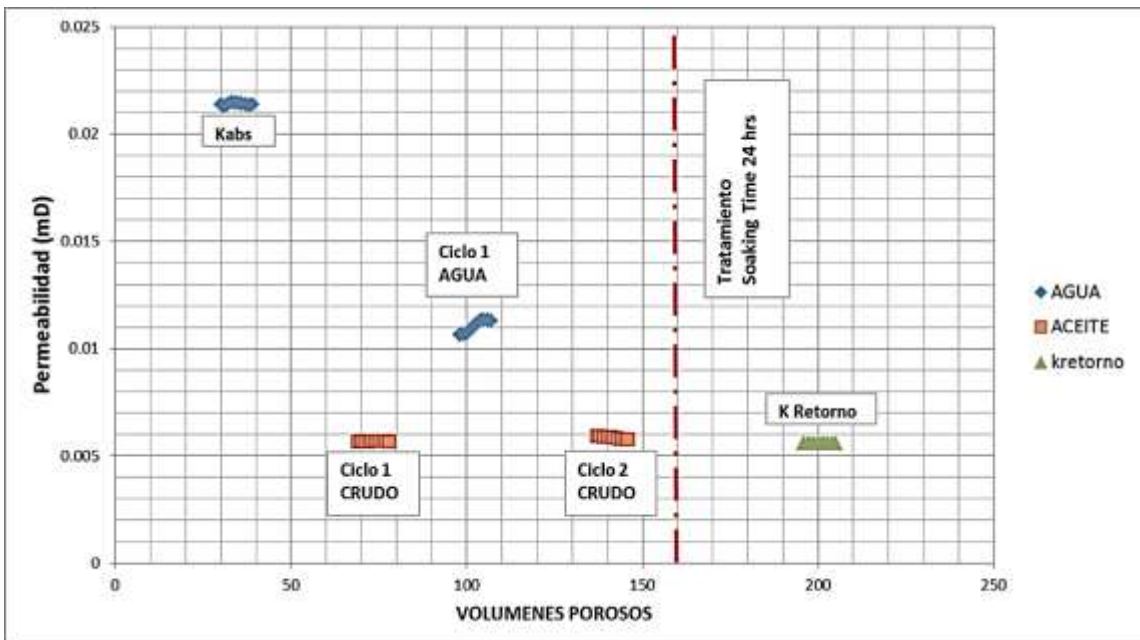
**6.1.3.1. Formulación A:** Los desplazamientos se realizaron para los cuatro (4) pozos en estudio arrojando los siguientes comportamientos.

**Gráfica 9.** Desplazamiento Formulación A Pozo Casanare-1



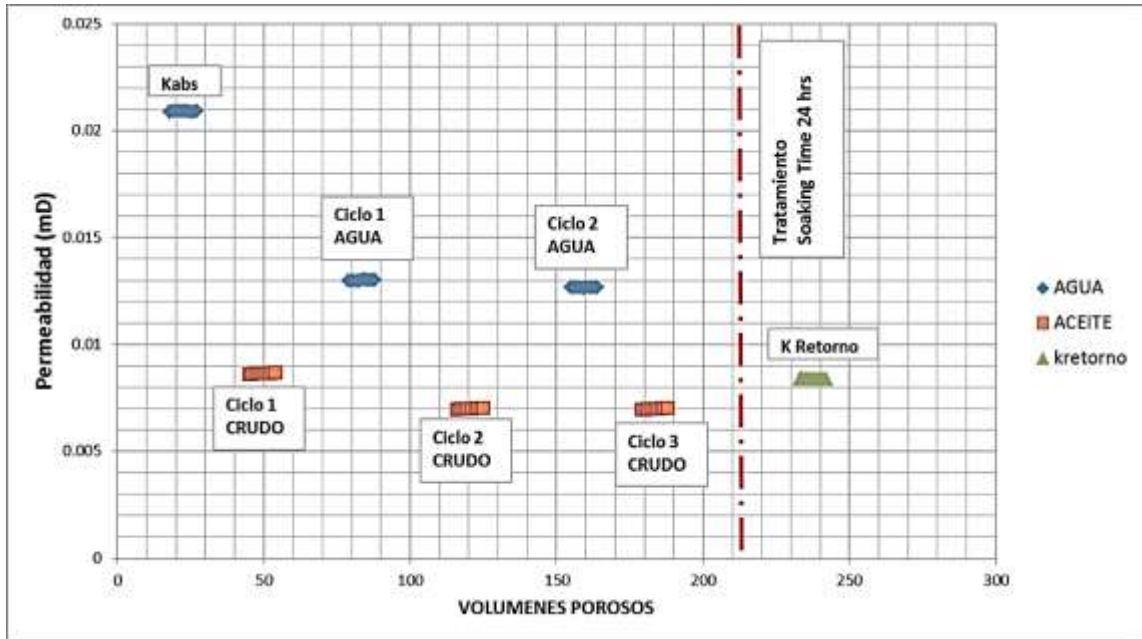
Fuente: Autores.

**Gráfica 10.** Desplazamiento Formulación A Pozo Casanare-2



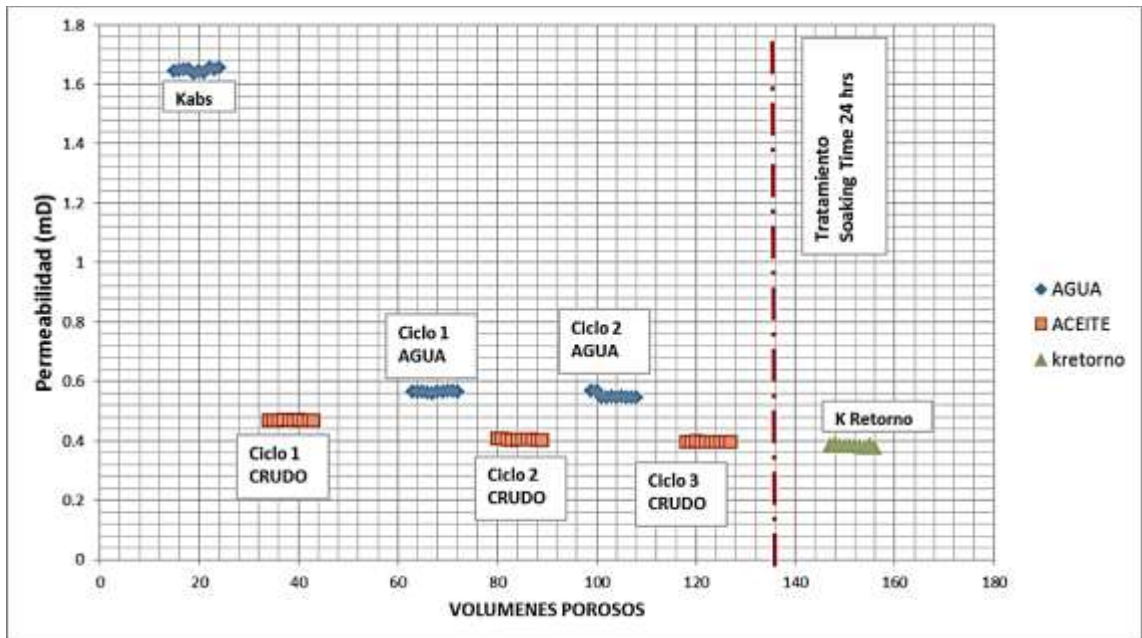
Fuente: Autores.

**Gráfica 11.** Desplazamiento Formulación A pozo Casanare-3.



Fuente: Autores.

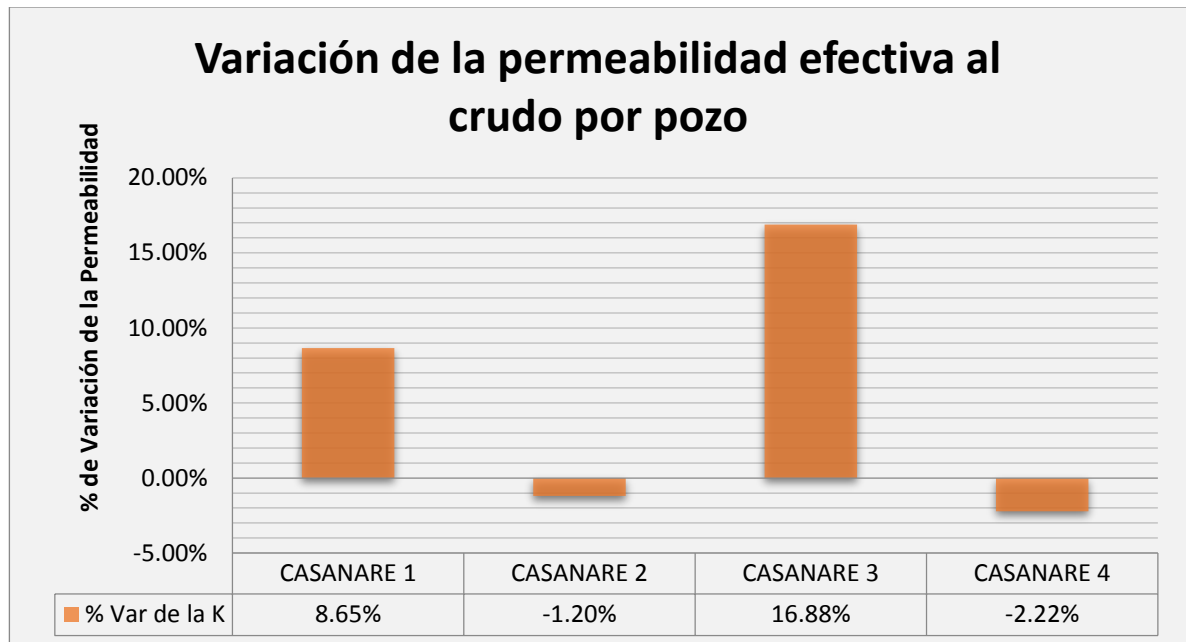
**Gráfica 12.** Desplazamiento Formulación A Pozo Casanare-4



Fuente: Autores.

Los cálculos de la permeabilidad se realizaron asumiendo una viscosidad de 0,5 cp. Las disminuciones o aumentos de la permeabilidad se pueden observar en la **Figura 35**.

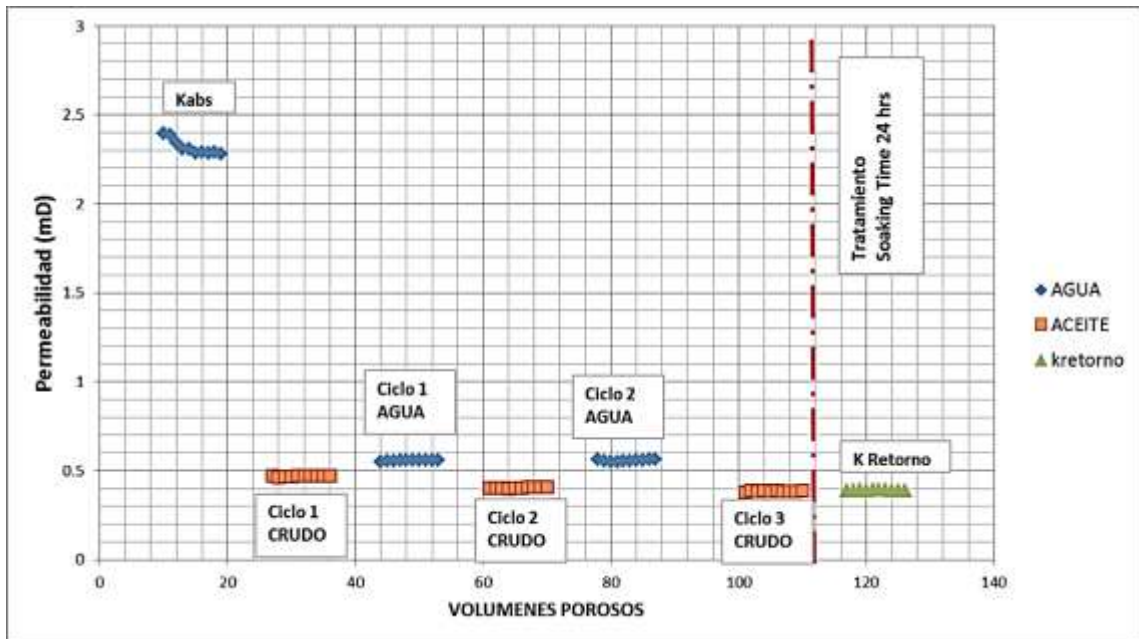
**Gráfica 13.** Variación de la K efectiva al Crudo Después de Aplicado el Tratamiento.



Terminados los desplazamientos se puede observar que la formulación A tuvo un efecto bastante positivo en la mitad de los pozos y un efecto casi nulo en la otra mitad. Para los pozos Casanare 1 y Casanare 3, el aumento de la permeabilidad se evidenció en un 9% y 17% aproximadamente respectivamente. Sin embargo para los pozos Casanare 2 y Casanare 4 las variaciones de permeabilidad se pueden describir como poco significativas, debido al error de medición del equipo. Por lo cual podemos concluir que la formulación A, no causa daño a la formación y que en algunos casos puede llegar inclusive a estimular las cercanías del pozo.

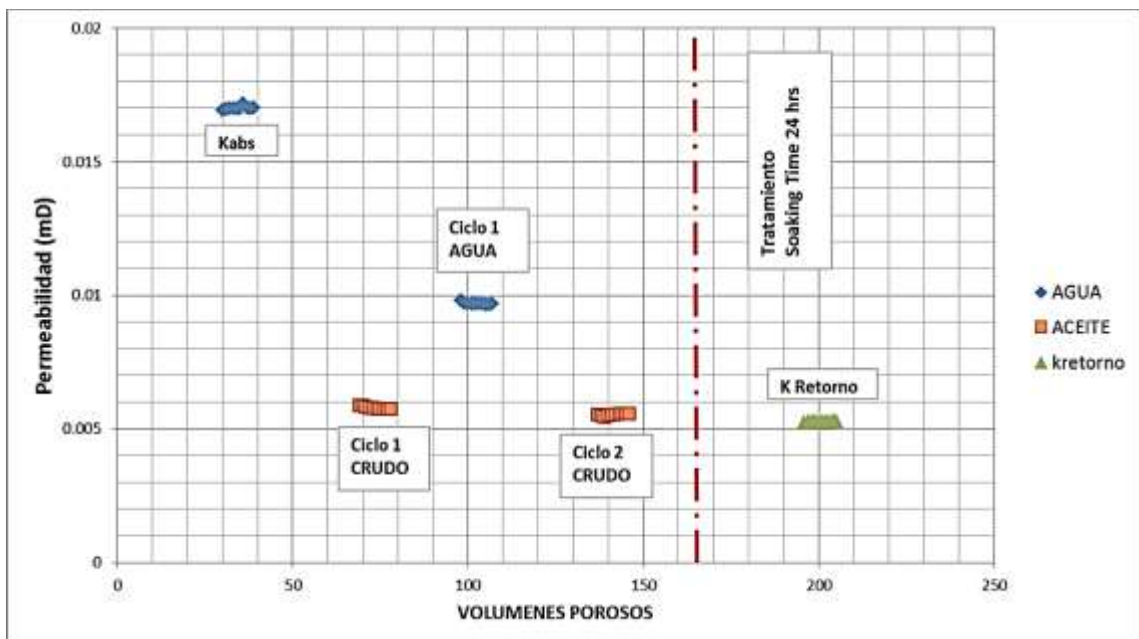
6.1.3.2. Formulación B. Terminados los desplazamientos para los cuatro (4) pozos en estudio se observaron los siguientes comportamientos.

**Grafica 14.** Desplazamiento Formulación B Pozo Casanare-1



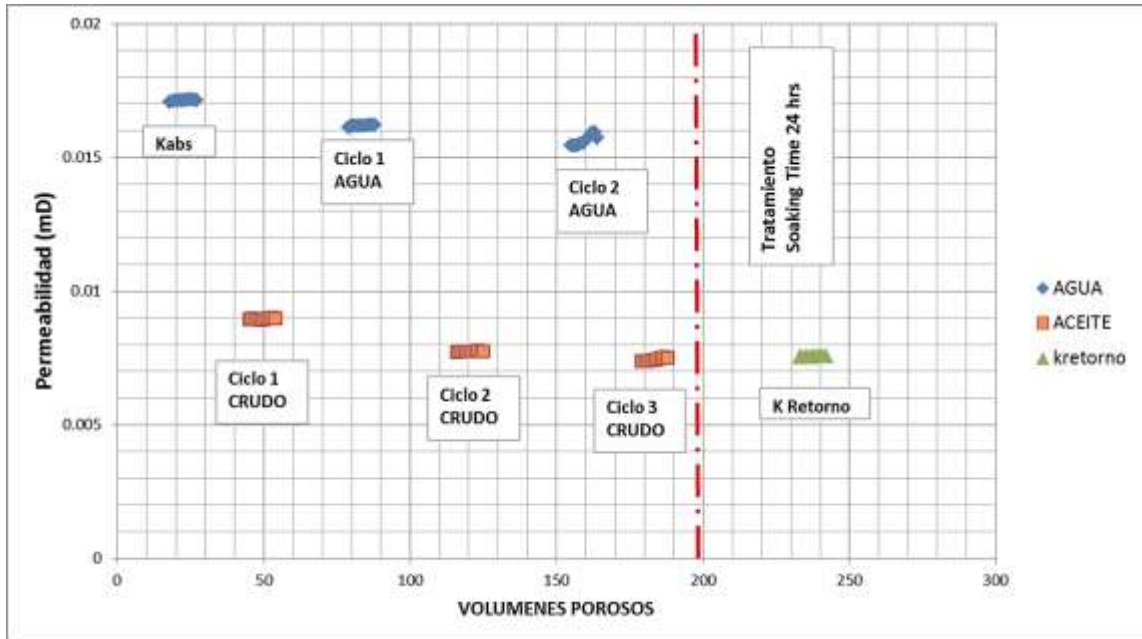
Fuente: Autores.

**Grafica 15.** Desplazamiento Formulación B Pozo Casanare-2



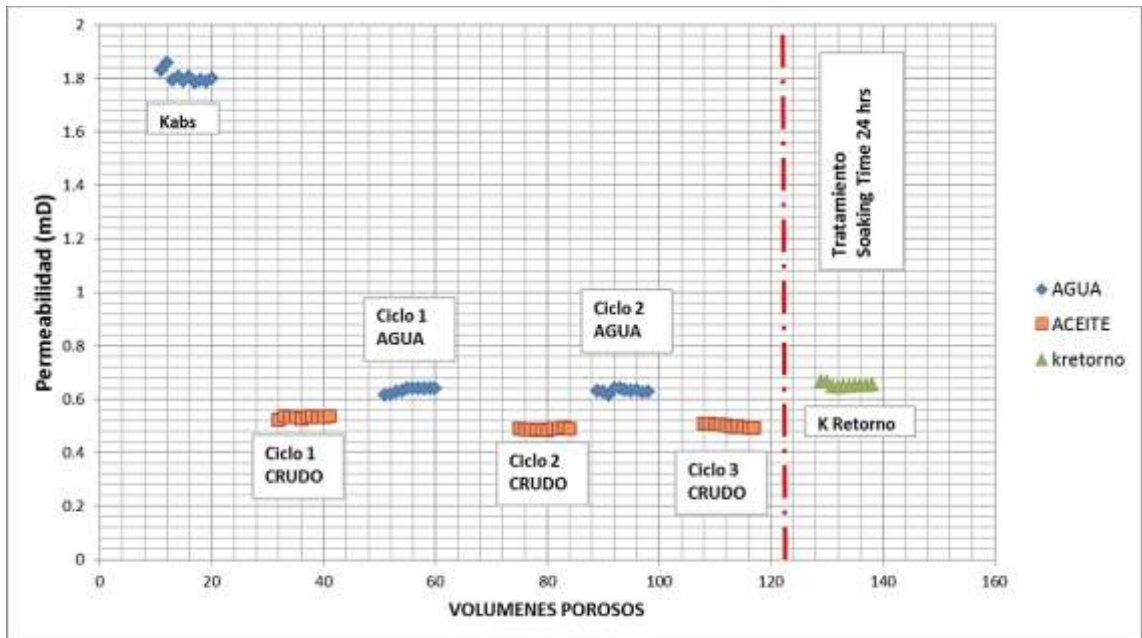
Fuente: Autores.

**Gráfica 16.** Desplazamiento Formulación B Pozo Casanare-3



Fuente: Autores.

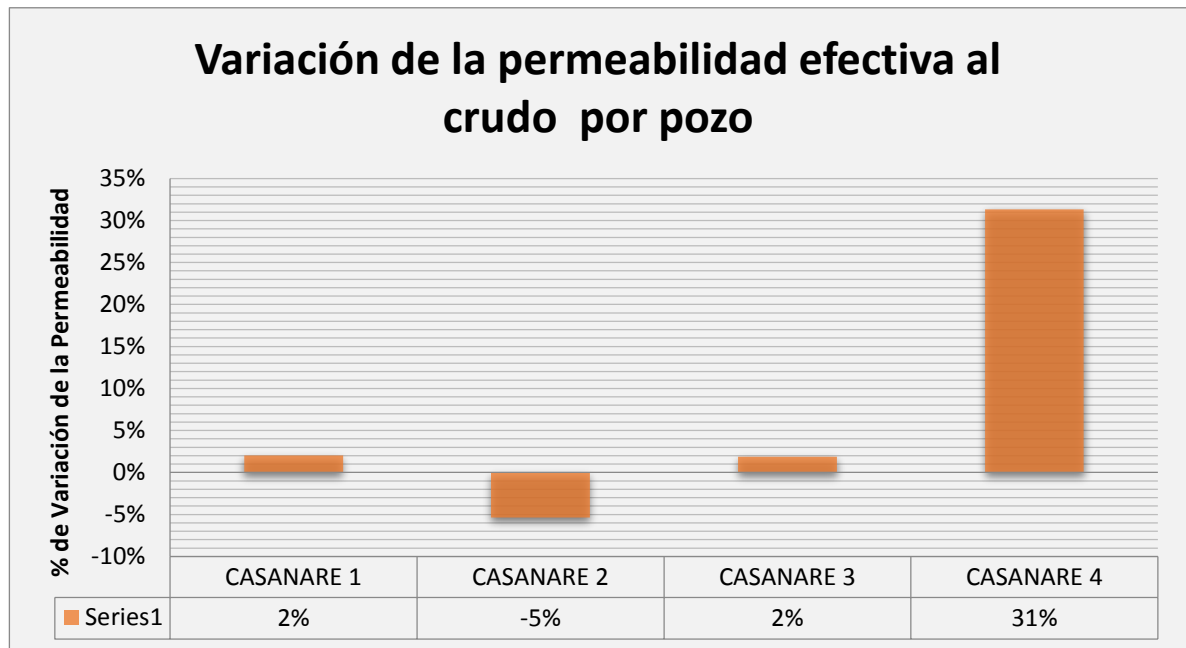
**Gráfica 17.** Desplazamiento Formulación B Pozo Casanare-4



Fuente: Autores.

Los valores de permeabilidad fueron calculados asumiendo una viscosidad de 0.5 cp. En las Gráficas 14 a la 17, se observan los resultados.

**Grafica 18.** Variación de la K efectiva al Crudo Después de Aplicado el Tratamiento



Terminados los desplazamientos, se concluye que la formulación B tuvo efectos poco significativos en el aumento de la permeabilidad en tres (3) de los cuatro (4) pozos. En los pozos Casanare 1 y 3 los efectos se consideraron despreciables debido a los errores de medición del equipo, y a pesar de que en el pozo Casanare 2 se observó una leve disminución de la permeabilidad es importante resaltar que en el mismo pozo se presentó también menor permeabilidad con la Formulación A, por lo cual se atribuye este efecto a propiedades regulares de la roca. Es importante hacer mención del gran cambio que la permeabilidad efectiva al crudo experimentó en el pozo Casanare 4, con un aumento de más del 30%. A pesar de que es un fluido de control de pozo, los cuales son bastante económicos y sencillos de preparar se podría afirmar que estimuló en gran manera las cercanías del pozo. Lo más importante de estos resultados es que según los datos

de laboratorio esta formulación no representaría algún riesgo de causar daño a la formación en caso de que llegue a necesitarse su uso.

## 6.2. ANÁLISIS DE PRODUCTIVIDAD

Este capítulo hace una revisión detallada de los cambios en la productividad de dos de los pozos en los cuales se presentaron problemas operacionales que requirieron el bombeo de un fluido de control para matar el pozo y solucionar los problemas con las herramientas de fondo de forma óptima y segura.

De igual manera, se presentan los modelos y ecuaciones utilizadas para llevar a cabo los análisis, basados en datos de campo registrados durante las intervenciones.

Este análisis divide los acontecimientos en tres etapas:

### **Etapas 1 – Producción Temprana:**

Esta sección describe los parámetros iniciales de cada uno de los pozos antes de la disminución de producción, tales como zonas productoras, intervalos abiertos al flujo y perfiles de producción en fondo que determinan la contribución de cada una de las zonas al flujo total.

De igual forma, y con base en la interpretación de los registros PBU corridos en el pozo que permitieron determinar parámetros como el factor skin, la permeabilidad efectiva y la presión promedio del yacimiento, se modela la IPR teórica del pozo para las condiciones previas a las operaciones de control de pozo.

Para modelar la IPR teórica se usa la correlación de Vogel para aceite volátil, la cual fue introducida en 1968 como una relación empírica basada en simulaciones ajustadas históricamente. Esta relación, normalizada para el potencial de flujo absoluto es:

Correlación de Vogel (1968)

$$\frac{q_o}{q_{o, \max}} = 1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{p_{avg}} - 0.8 \left( \frac{p_{wf}}{p_{avg}} \right)^2$$

Para estado pseudoestable,

Potencial de Flujo Absoluto para Estado Pseudoestable

$$q_{o, \max} = \left( \frac{1}{1.8} \right) \frac{k_o h p_{avg}}{141.2 B_o \mu_o \left( \ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + s \right)}$$

## **Etapas 2 – Pérdida de Producción:**

En esta sección se describen los acontecimientos operacionales que condujeron al bombeo del fluido de control que permitiese matar el pozo y contener los fluidos en la formación productora. Se presentan los resultados de las pruebas de producción antes y después del daño inducido y se hace un cálculo teórico del nuevo factor skin con base en el cambio de las tasas de producción de petróleo.

El nuevo factor skin asociado al daño se calcula utilizando la fórmula propuesta por George King<sup>35</sup> (modificada de McLeod) para el cálculo de la eficiencia de producción, que relaciona las tasas de producción de petróleo antes y después del daño ocasionado por la inducción de una salmera a la formación.

Cálculo de la Eficiencia de Productividad

$$\frac{Q_{daño}}{Q_{original}} = \frac{\ln r_e / r_w - 0.75 + s_{original}}{\ln r_e / r_w - 0.75 + s_{daño}}$$

---

<sup>35</sup> King, George. "An Introduction to Well Completions, Stimulations and Workovers". 2<sup>nd</sup> Edition. Katy, Texas. 2000.

Para llevar a cabo este cálculo, se hace necesaria la estimación del radio aparente de drenaje del pozo, el cual se calcula con base en la producción equivalente acumulada de petróleo y gas (expresada en pies cúbicos equivalentes) y las propiedades petrofísicas promedio del yacimiento.

Cálculo del Radio Aparente de Drenaje

$$r_e = \sqrt[2]{\frac{\text{Volumen Producido Equivalente}}{\pi * h * NTG * \phi * (1 - S_{wi})}}$$

Otro de los parámetros de interés a la hora de evaluar el daño ocasionado por el bloqueo de fluidos en la cara de pozo inducido durante las intervenciones, es la profundidad aparente de invasión. Para calcular esta distancia radial, basta con conocer un estimado del volumen de fluido de control que tomó la formación (expresado en pies cúbicos) y las características petrofísicas promedio de la cara de pozo.

Cálculo de la Profundidad Aparente de Invasión

$$r_{invasión} = \sqrt[2]{\frac{\text{Volumen Tomado por la Formación}}{\pi * h * NTG * \phi * (1 - S_{wi})}}$$

### **Etapa 3 – Recuperación de la Producción:**

Esta sección describe los procedimientos posteriores al daño inducido que fueron llevados a cabo con el fin de intentar recuperar la producción perdida y llegar nuevamente a la línea base de producción de los pozos en estudio. Operaciones tales como recañoneos y periodos de limpieza asistida con inyección de gas fueron llevadas a cabo para tal fin.

## 6.2.1. Pozo Casanare-1

### 6.2.1.1 Etapa 1 – Producción Temprana:

La perforación de este pozo se completó a finales del 2011, dando paso a las operaciones necesarias para su puesta en producción. Durante los trabajos de completamiento, se corrió un liner preperforado de 2-7/8” el cual se sentó en el fondo del pozo, alcanzando 16,404 pies de profundidad en la zona correspondiente a la Formación A. Para su puesta en producción, fue necesario el bombeo de nitrógeno a través de una sarta de Coiled Tubing para facilitar el levantamiento de los fluidos en el pozo.

Una vez el pozo alcanzó un flujo estable, y con el fin de evaluar el comportamiento del pozo y obtener datos para la caracterización del yacimiento, se corrió dentro del pozo una herramienta de PLT/PBU (Production Log Test / Pressure Build-up Test) con sensores CCL (Casing Collar Locator) y GR (Gamma Ray) para correlacionar las profundidades y ubicar la herramienta en el intervalo indicado. Los sensores de la herramienta del PBU se ubicaron a 16,100 pies, se procedió a dar un cierre completo del pozo durante un periodo total de 28 horas, alcanzándose el flujo radial en menos de 24 horas.

Los datos del PBU se presentan en la **Tabla 14**.

**Tabla 14.** Datos del Primer Registro PBU Pozo Casanare-1

<b>WHSIP</b>	3,545 psi
<b>BHSIP</b>	5,939.9 psi
<b>BHSIT</b>	238 °F
<b>Densidad</b>	0.543 g/cm <sup>3</sup>

Posterior al registro PBU, se llevó a cabo una prueba final de producción con el fin de medir los volúmenes reales de producción del pozo. Los datos iniciales de producción se detallan en la **Tabla 15**.

**Tabla 15.** Datos Iniciales de Producción del Pozo Casanare-1

<b>Choke</b>	265/64"
<b>WHP</b>	860 psi
<b>WHT</b>	152 °F
<b>Qo</b>	2,845 BOPD
<b>Qg</b>	24.518 MMscfd
<b>Qw</b>	11 BWPD
<b>BSW</b>	0.38%

Poco más de un mes después, se decidió abrir al flujo otros intervalos productores, para lo cual se llevó a cabo un cañoneo convencional con Electric Line. Se cañoneó un total de 60 pies en la formación B y 90 pies en la formación B Invertido.

Con las formaciones A, B y B Invertido produciendo se alcanzó una producción record de 8,512 BOPD y 78.326 MMscfd.

3 meses después y como parte de la estrategia de caracterización de yacimientos, se decidió correr un registro de producción PLT (Production Log Test) para determinar el aporte a la producción total de cada una de las 3 zonas productoras. Los resultados de este registro se resumen en la **Tabla 16**.

**Tabla 16.** Primer Registro de Producción PLT Pozo Casanare-1

<b>Formación</b>	<b>Contribución</b>
<b>A</b>	29%
<b>B</b>	52%
<b>B Invertido</b>	19%

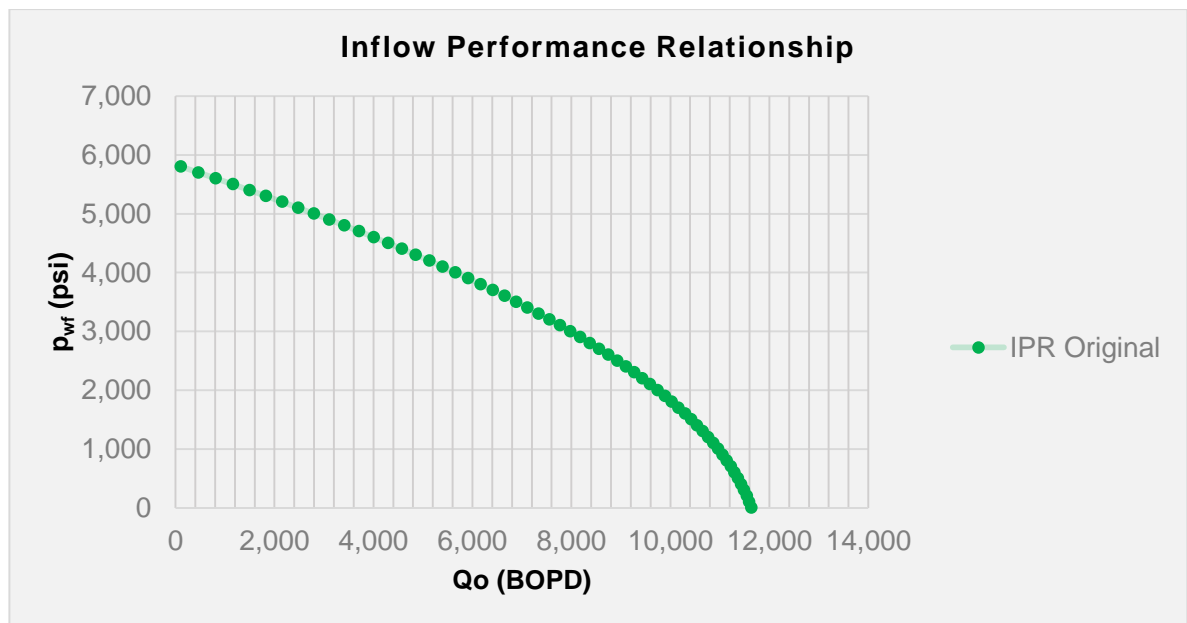
Como se observa, la formación B es la encargada de contribuir poco más de la mitad de la producción del pozo, mientras que el resto de la producción se reparte entre las formaciones A y B Invertido.

#### 6.2.1.2. Factor Skin Inicial

Durante los registros PBU realizados durante la etapa de producción temprana del pozo, se determinó un daño del orden de 40 en la formación B, lo cual sirvió como base para modelar la IPR (Inflow Performance Relationship) en esta primera etapa de producción.

Utilizando la correlación de Vogel para el aceite volátil aportado por las formaciones B y B Invertido y con base en los datos interpretados del registro PBU llevado a cabo en Noviembre de 2011, se determinó la IPR del pozo en las condiciones iniciales.

**Gráfica 19.** IPR Antes de la Matada del Pozo Casanare-1



### **6.2.1.3. Etapa 2 – Pérdida de Producción**

Casi un año después de haber sido puesto en producción, se decidió actualizar los perfiles de producción de cada una de las 3 zonas productoras del pozo, para lo cual se llevó a cabo un registro PLT. Durante el trabajo de toma de este registro y mientras se efectuaba una de las pasadas arriba/abajo a 80 pies/min, se experimentó una caída de tensión en el cable entre 300 y 400 libras a una profundidad de 13.790 pies, perdiendo todo tipo de comunicación y telemetría con la herramienta en fondo. Se decidió sacar la herramienta del pozo y 50 pies más arriba se presenta una sobretensión de 600 libras, impidiendo el movimiento del cable en las 2 direcciones, se presenta un evento de “stranded cable”.

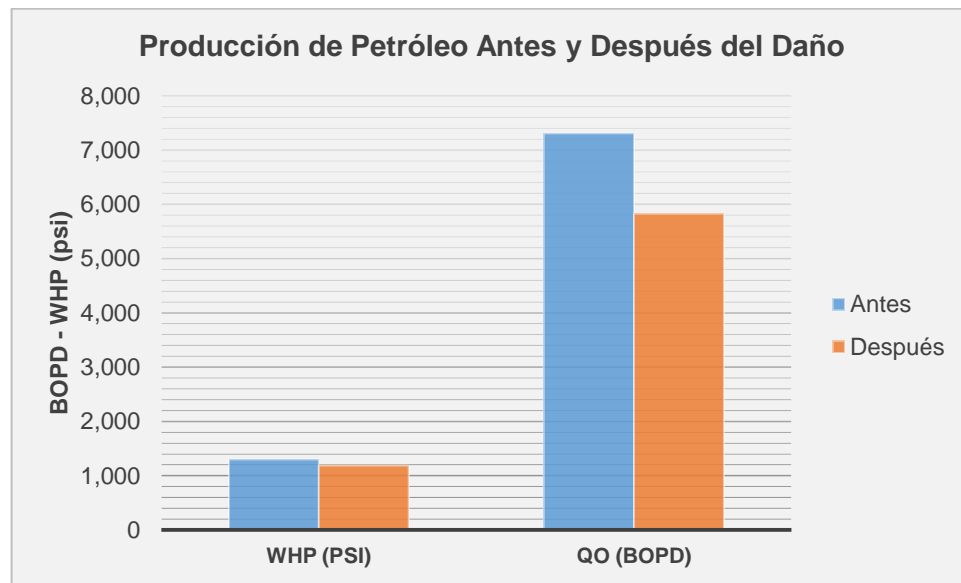
Con el fin de recuperar el cable de forma segura, se requirió bombear 810 Bbl del fluido de control tradicionalmente usado con el fin de matar el pozo (presión de cabeza antes de matar el pozo: 3,200 psi) y contener todos los fluidos en la formación mientras se llevaba a cabo las acciones necesarias para recuperar el cable de forma segura. El cable fue recuperado exitosamente, el pozo fue puesto en producción nuevamente dando por terminada la intervención.

Uno de los primeros problemas que se evidenció fue la drástica disminución de la producción luego de que el pozo tuvo que ser matado con el fluido de control tradicionalmente usado en la Compañía. La Tabla 17 y las Gráficas 20 y 21 muestran los datos de producción antes y después de la operación de control de pozo.

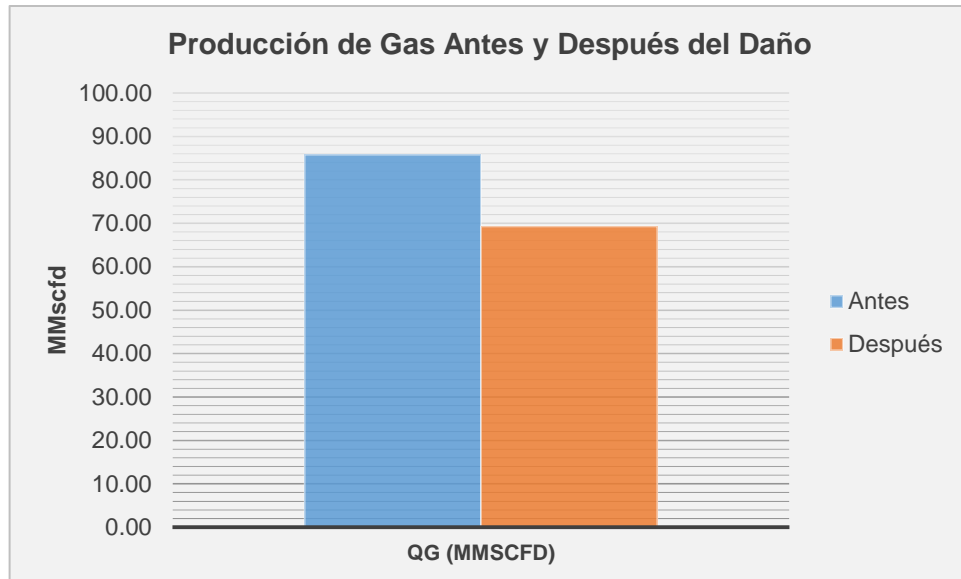
**Tabla 17.** Parámetros de Producción Antes y Después del Daño Pozo Casanare-1

Antes		Después	
<b>Choke</b>	265/64"	<b>Choke</b>	265/64"
<b>WHP</b>	1,299 psi	<b>WHP</b>	1,186 psi
<b>WHT</b>	158 °F	<b>WHT</b>	154 °F
<b>Qo</b>	7,306 BOPD	<b>Qo</b>	5,823 BOPD
<b>Qg</b>	85.810 MMscfd	<b>Qg</b>	69.295 MMscfd
<b>Qw</b>	28 BWPD	<b>Qw</b>	46 BWPD
<b>BSW</b>	0.38%	<b>BSW</b>	0.78%
<b>Cloruros</b>	313 ppm	<b>Cloruros</b>	626 ppm

**Gráfica 20.** Producción de Petróleo Antes y Después del Daño Pozo Casanare-1



**Gráfica 21.** Producción de Gas Antes y Después del Daño Pozo Casanare-1



Con el fin de definir una estrategia para clara para reducir el daño provocado por la inducción del fluido de control, se decidió realizar un registro de producción PLT con el fin de determinar cuál fue la afectación en cada una de las 3 zonas productoras del pozo. Los resultados obtenidos mostraron una reducción del 12% en la Formación B, 23% en la Formación B Invertido y 27% en la Formación A, con respecto al anterior registro PLT. Estos resultados confirmaron la severidad del daño causado por la salmuera de control utilizada durante la recuperación del “stranded cable”.

Con el fin de evaluar la reducción en la permeabilidad efectiva del petróleo, producto del bloqueo por líquidos inducido en la cara de pozo, se hizo el respectivo ajuste a la IPR del pozo.

**Gráfica 22.** IPR Antes y Después de la Matada del Pozo Casanare-1



#### 6.2.1.4 Factor Skin Asociado a la Pérdida de Producción

Con el fin de determinar la severidad del daño causado por la salmuera de control utilizada durante la intervención que permitió recuperar el “stranded cable”, se llevó a cabo un cálculo para determinar el nuevo factor skin asociado a la formación B, la cual es responsable de más del 50% de la producción total de pozo.

Utilizando la fórmula propuesta por George King<sup>36</sup> (modificada de McLeod) para el cálculo de la eficiencia de producción, que relaciona las tasas de producción de petróleo antes y después del daño ocasionado por la inducción de una salmera a la formación y con base en los datos obtenidos del registro PBU previamente corrido en el pozo, se determinó un nuevo factor skin.

$$\frac{Q_{daño}}{Q_{original}} = \frac{\ln r_e/r_w - 0.75 + s_{original}}{\ln r_e/r_w - 0.75 + s_{daño}}$$

<sup>36</sup> King, George. “An Introduction to Well Completions, Stimulations and Workovers”. 2<sup>nd</sup> Edition. Katy, Texas. 2000

Para llevar a cabo este cálculo, se hizo necesaria la estimación del radio aparente de drenaje del pozo, el cual se calcula con base en la producción equivalente acumulada de petróleo y gas y las propiedades petrofísicas promedio del yacimiento.

$$r_e = \sqrt[2]{\frac{\text{Volumen Producido Equivalente}}{\pi * h * NTG * \phi * (1 - S_{wi})}}$$

El radio aparente de drenaje calculado equivale a 2,361.3 pies para la fecha en la cual se llevó a cabo la operación de matada de pozo.

El valor calculado con la ecuación de “Cálculo de la Eficiencia de Productividad” para el nuevo factor skin fue del orden de 52.4, lo cual indica que el daño pasó de un valor inicial de 40 a un nuevo valor de 52.4, viéndose representado en la pérdida de producción del pozo.

#### **6.2.1.5 Etapa 3 – Recuperación de la Producción:**

Con el fin de recuperar la pérdida de producción e intentar llegar de nuevo a la línea base, se decidió reperforar unas zonas con el fin de aumentar el área efectiva de flujo, hacer un “by-pass” al daño inducido en la cara de pozo y acelerar el proceso de “auto limpieza”. Se reperforaron 22 pies en la Formación B y 33 pies en la Formación B Invertido. Seguidamente se llevó a cabo un nuevo registro de producción PLT para evaluar los resultados. La Tabla 18 resume los resultados de las contribuciones de cada zona después del recañoneo. Por su parte, la Tabla 19 muestra las condiciones finales de producción al final del recañoneo.

**Tabla 18.** Registro de Producción PLT Post-Recañoneo

Formación	Contribución Petróleo	Contribución Gas
A	32%	27%
B	47%	52%
B Invertido	21%	21%

**Tabla 19.** Parámetros de Producción Antes y Después del Recañoneo

Antes		Después	
Choke	265/64"	Choke	265/64"
WHP	1,186 psi	WHP	1,246 psi
WHT	154 °F	WHT	159 °F
Qo	5,823 BOPD	Qo	6,321 BOPD
Qg	69.295 MMscfd	Qg	77.872 MMscfd
Qw	46 BWPD	Qw	28 BWPD
BSW	0.78%	BSW	0.44%
Cloruros	626 ppm	Cloruros	730 ppm

Se evidenció un aumento de aproximadamente 500 Bbl de petróleo y 8 MMscf de gas.

El pozo continuó con su proceso de “auto limpieza” pero su flujo fue restringido al ser chocado por manejo de volúmenes en las facilidades de procesamiento. En la actualidad el pozo se encuentra activo pero su flujo se restringe ocasionalmente según las estrategias de manejo de los volúmenes de inyección y producción de gas en el campo Floreña.

## **6.2.2. Pozo Casanare-2**

### **6.2.2.1 Etapa 1 – Producción Temprana**

La perforación de este pozo se completó a finales del 2011, dando paso a las operaciones necesarias para su puesta en producción.

### 6.2.2.2 Factor Skin Inicial

Durante los registros PBU realizados durante la etapa de producción temprana del pozo, se determinó un daño del orden de 14 en la formación B, lo cual sirvió como base para modelar la IPR (Inflow Performance Relationship) en esta primera etapa de producción antes de que se presentara la pérdida de producción.

Utilizando la correlación de Vogel para el aceite volátil de la formación B y con base en los datos interpretados del registro PBU llevado a cabo en Marzo de 2011, se determinó la IPR del pozo en las condiciones iniciales.

**Tabla 20.** Datos del Registro PBU Antes del Daño Pozo Casanare-2

<b>WHSIP</b>	3,443 psi
<b>BHSIP</b>	5,634.7 psi
<b>BHSIT</b>	247 °F
<b>Densidad</b>	0.456 g/cm <sup>3</sup>

**Gráfica 23.** IPR antes de la Matada del Pozo Casanare-2



### 6.2.2.3 Etapa 2 – Pérdida de Producción

Con el fin de actualizar algunos parámetros necesarios en los modelos de simulación para el manejo del reservorio, tales como presión de yacimiento, permeabilidad efectiva a los hidrocarburos y daño, se decidió llevar a cabo un registro PBU que permitiese obtener dicha información. Durante la toma de este registro se evidenciaron problemas operacionales cuando la sarta de registro se encontraba a una profundidad aproximada de 14,800 pies. El problema consistió en la imposibilidad para continuar bajando dentro del pozo debido a una posible restricción en los tubos de flujo en el equipo de control de presión en superficie. Se intentó trabajar el cable para lograr avanzar en profundidad sin éxito. Las posibles causas de este problema eran un “stranded cable” o la formación de una “jaula de pájaro” con las hebras del cable.

Se procedió a aplicar el plan de contingencia para este tipo de eventos que consiste en determinar si es necesario o no matar el pozo para recuperar el cable

de forma segura. La primera prueba consiste en probar el sello que ofrecen las preventoras (BOP's) del equipo de control de presión, desafortunadamente se evidenció que no sostenían la presión correctamente, lo cual hizo necesario llevar a cabo una operación de matada de pozo.

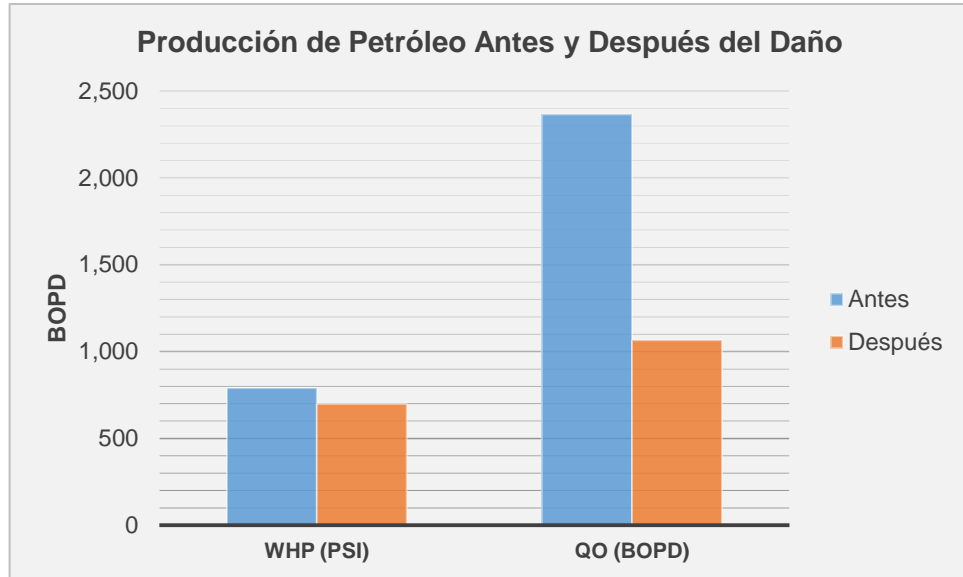
Se bombearon un total de 570 Bbl de la formulación para control de pozos tradicionalmente usada, con el fin de matar el pozo (presión de cabeza luego de matar el pozo: 0 psi) y de esta forma contener todos los fluidos en la formación mientras se llevaba a cabo las acciones necesarias para recuperar el cable de forma segura.

Luego de recuperar el cable exitosamente y con el fin de asistir al pozo en su levantamiento, se decidió hacer uso de una unidad de Coiled Tubing para bombear nitrógeno a una tasa de 600 scf/min y fluir el pozo a tanques y quemadero con el fin de recuperar el potencial productivo del pozo. El nivel de fluido dentro del pozo se encontró a los 3,300 pies y luego de recuperar 320 Bbl de fluido de control se comenzaron a observar retornos de gas en el quemadero. La respuesta del pozo fue lenta, incrementando gradualmente la tasa de producción de gas. Una vez el pozo alcanzó los 8 MMscfd de gas y una presión en cabeza de 360 psi, se decidió alinear el pozo a la línea de flujo. Se continuó monitoreando el pozo durante 40 horas, monitoreando la producción a través de un separador de prueba. La Tabla 21 y las Gráficas 24 y 25 muestran los datos de producción antes y después de la operación de control de pozo.

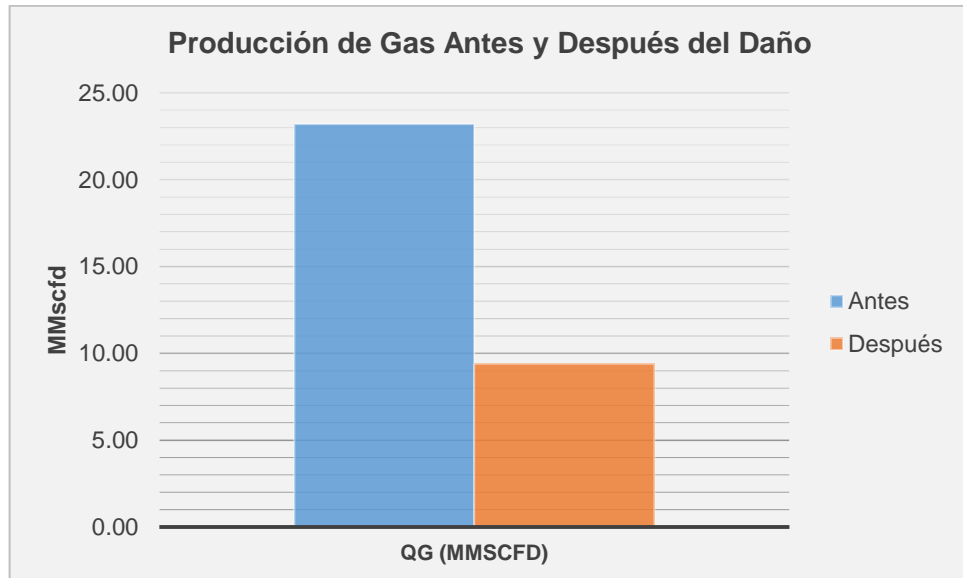
**Tabla 21.** Parámetros de Producción Antes y Después del Daño Pozo Casanare-2

<b>Antes</b>		<b>Después</b>	
<b>Choke</b>	250/64"	<b>Choke</b>	250/64"
<b>WHP</b>	790 psi	<b>WHP</b>	699 psi
<b>WHT</b>	167 °F	<b>WHT</b>	150 °F
<b>Qo</b>	2,365 BOPD	<b>Qo</b>	1,065 BOPD
<b>Qg</b>	23.20 MMscfd	<b>Qg</b>	9.39 MMscfd
<b>Qw</b>	21 BWPD	<b>Qw</b>	41 BWPD
<b>BSW</b>	0.88%	<b>BSW</b>	0.78%
<b>Cloruros</b>	1,252 ppm	<b>Cloruros</b>	8,657 ppm

**Gráfica 24.** Producción de Petróleo Antes y Después del Daño Pozo Casanare-2

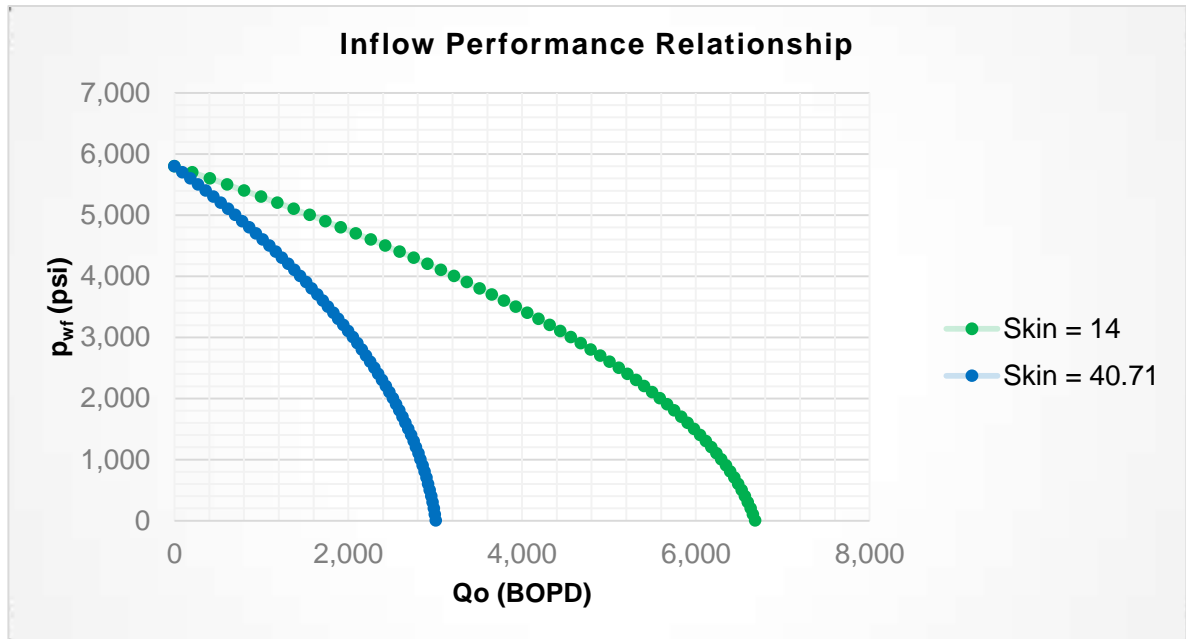


**Gráfica 25.** Producción de Gas Antes y Después del Daño Pozo Casanare-2



Con el fin de evaluar la reducción en la permeabilidad efectiva del petróleo, producto del bloqueo por líquidos inducido en la cara de pozo, se hizo el respectivo ajuste a la IPR del pozo.

**Gráfica 26.** IPR antes y Después de la Matada del Pozo Casanare-2



#### 6.2.2.4 Factor Skin Asociado a la Pérdida de Producción

Con el fin de determinar la severidad del daño causado por la salmuera de control utilizada durante la intervención que permitió recuperar el “stranded cable”, se llevó a cabo un cálculo para determinar el nuevo factor skin asociado.

Utilizando la fórmula propuesta por George King<sup>37</sup> (modificada de McLeod) para el cálculo de la eficiencia de producción, que relaciona las tasas de producción de petróleo antes y después del daño ocasionado por la inducción de una salmuera a la formación y con base en los datos obtenidos del registro PBU previamente corrido en el pozo, se determinó un nuevo factor skin.

Para llevar a cabo este cálculo, se hizo necesaria la estimación del radio aparente de drenaje del pozo, el cual se calcula con base en la producción equivalente acumulada de petróleo y gas y las propiedades petrofísicas promedio del

<sup>37</sup> King, George. “An Introduction to Well Completions, Stimulations and Workovers”. 2° Edición. Katy, Texas. 2000

yacimiento. El radio aparente de drenaje calculado equivale a 1,098.5 pies para la fecha en la cual se llevó a cabo la operación de matada de pozo.

El valor calculado para el nuevo factor skin fue del orden de 40.71, lo cual indica que el daño pasó de un valor inicial de 14 a un nuevo valor de 40.71, viéndose representado en la pérdida de producción del pozo.

### 6.2.2.5 Etapa 3 – Recuperación de la Producción

El pozo continuó con su proceso lento de “auto limpieza” mostrando gradualmente pequeñas mejoras en la productividad. Con el fin de evaluar los parámetros a nivel de reservorio se decidió, tres meses después, realizar el registro PBU que no fue posible realizar anteriormente y que requirió de la operación de matada de pozo.

**Tabla 22.** Datos del Registro PBU Después del Daño Pozo Casanare-2

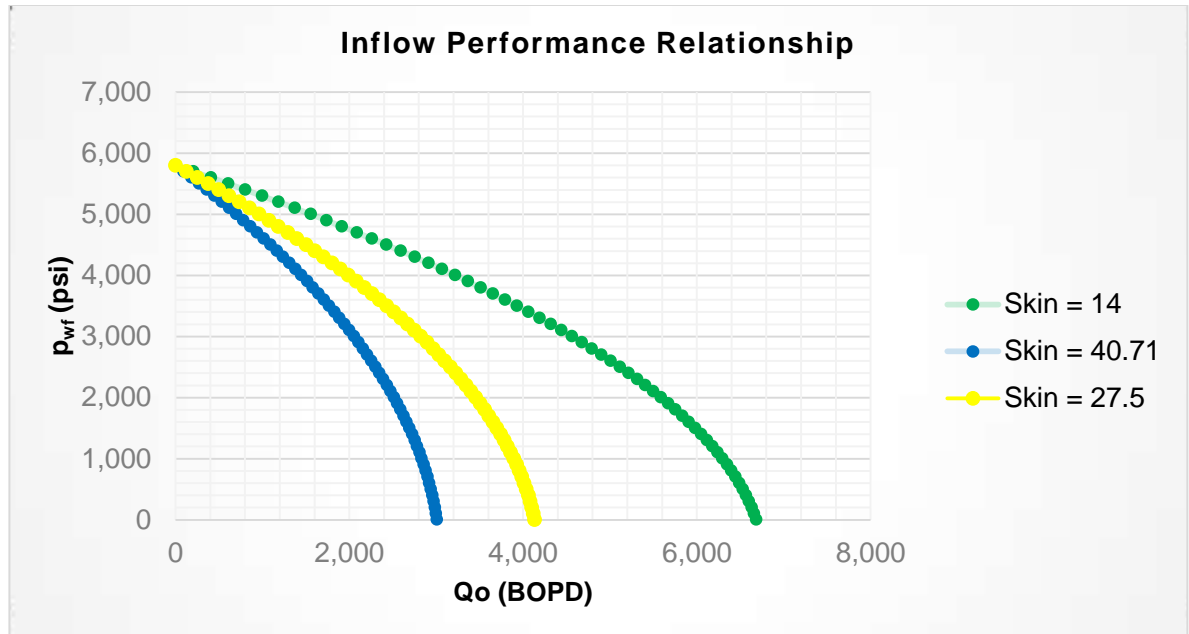
<b>WHSIP</b>	3,304 psi
<b>BHSIP</b>	5,429.1 psi
<b>BHSIT</b>	238.1 °F
<b>Densidad</b>	0.429 g/cm <sup>3</sup>

Con base en la interpretación del registro PBU, el valor estimado del daño fue del orden de 27.5, 13.5 unidades mayor que el daño original antes de la matada del pozo y 13. 21 unidades menor que el daño teórico calculado inmediatamente después de la matada de pozo con base con los datos de producción, lo cual demuestra el proceso de “auto limpieza” del pozo a lo largo de los meses posteriores al daño inducido.

En la **Gráfica 27** se detallan las tres IPR's asociadas al daño en el pozo Casanare-2. La línea verde representa la IPR antes de la matada de pozo, la línea azul representa la IPR inmediatamente después del bloqueo por líquido que se presentó en la cara del pozo y finalmente la línea amarilla representa la IPR tres

meses después, cuando un daño del orden de 27.5 fue determinado mediante un registro PBU, mostrando el proceso gradual de “auto limpieza” del pozo.

**Grafica 27.** IPR Antes, Inmediatamente Después y 3 Meses Después de la Matada del Pozo Casanare-2



## 7. CONCLUSIONES

- ✓ Según los resultados obtenidos en el laboratorio se logró concluir que tanto la formulación A, como la formulación B no inducen el daño de formación. Incluso las dos formulaciones aumentaron la permeabilidad efectiva al crudo. Mostrando el pozo Casanare 3 un aumento del 17% para la formulación A, y el pozo Casanare 4 un aumento del 30% para la formulación B.
- ✓ El principal mecanismo de movilización del crudo que influyó en los óptimos resultados durante el desarrollo de las pruebas de laboratorio, fue la movilización por baja tensión que permitió el ensanchamiento y futura aglomeración de las partículas de crudo, provocando en algunos pozos un aumento en la permeabilidad efectiva del aceite Kfo. Sin embargo hay tres importantes mecanismos que aun necesitan estudiarse bajo diferentes pruebas pues también pudieron haber contribuido a la movilización de crudo.
- ✓ El modelo de productividad basado en la correlación de Vogel para aceite volátil se ajusta en un alto grado de precisión a los datos históricos de producción.
- ✓ El campo piedemonte muestra unas propiedades petrofísicas bastante regulares que impiden una limpieza eficiente del pozo cuando en se inducen fluidos acuosos de alta tensión interfacial, lo cual impacta de forma negativa el perfil de producción del campo.
- ✓ Para el caso específico del pozo Casanare-2, para el cual se cuenta con información del factor skin antes y después de la inducción del fluido de

control, se logró demostrar la efectividad del periodo de “auto limpieza” en el que entró el pozo una vez fue reestablecida la producción. En un periodo no mayor a tres meses, el daño disminuyó de un valor teórico calculado de 40.71 a 27.5 unidades.

- ✓ Los resultados de las pruebas de interacción fluido-fluido y roca-fluido mostraron un mejor comportamiento para la formulación A, sin embargo la selección final para la aplicación del proyecto piloto dependerá de los factores económicos asociados a la operación.

## 8. RECOMENDACIONES

- ✓ Escalar el modelo de flujo lineal del laboratorio a flujo radial, mediante el uso de herramientas software que permitan el desarrollo de un modelo de producción más exacto.
- ✓ Para los aditivos utilizados en la construcción de los nuevos fluidos de control de pozo, se recomienda la implementación de pruebas de espectro infrarrojo que permitan garantizar que los fluidos en campo, son los mismos que se evaluaron en el laboratorio.
- ✓ Ejecutar un esquema de pruebas como las que se llevaron a cabo en el presente proyecto para los nuevos proyectos de la Compañía en diferentes campos, con el fin de no repetir los efectos adversos al momento de realizar una operación de control de pozo.
- ✓ Evaluar la factibilidad de la inyección de fluidos de baja tensión interfacial en fase móvil gaseosa, previa a las operaciones de control de pozos que se realicen. Esto con el fin de facilitar la limpieza del pozo y el restablecimiento de la producción. Además permitiría una intrusión más profunda dentro de la formación.
- ✓ Minimizar los tiempos durante el cual la formación productora es sometida a una condición de sobrebalance. En el caso del pozo Casanare-2, el exceso de tiempo durante el cual el pozo fue dejado en esta condición fue el factor que más influyó en el aumento del daño en la cara de pozo.

## BIBLIOGRAFÍA

- AGUDELO, Juan C. “Inducción Técnica a Intervención de Pozos”. EQUION ENERGIA LIMITED. Bogotá, D.C. Enero de 2014.
- ARIAS, Caiza Luisa Ana. Estudio del Fluido de Completación y Reacondicionamiento en Pozos del Bloque Tarapoa para Prevenir y Minimizar el Daño de Formación. Quito, Ecuador. ESPOL, Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, 2011. 167 p.
- AUGUSTINOVIC, Z. Clements, K. Gopi, S. “Microbios: ¿Enemigos o Aliados de los Campos Petroleros?” Schlumberger. Oil Field Review. Verano de 2012.
- BAROID - HALLIBURTON COMPANY. Manual de Fluidos Baroid y Baroid Products Data Sheet. Houston, Texas. 1998.
- BUENO, Oscar, Asiri, Khalid, Atwi, Mohammed, Lesko Tim. “Estimulación de Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados”. Schlumberger. Oil Field Review. Otoño de 2013.
- ECONOMIDES, Michael J. “Petroleum Production Systems”. Second Edition. Prentice Hall. 2012.
- EKWERE J. Peters. “Petrophysics”. Department of Petroleum & Geosystems Engineering Texas, United States, 1982. 1049 p.
- GONZÁLEZ, Juan Manuel. “Daño a la Formación en Pozos Petroleros”. Universidad Nacional Autónoma de México. México, D.F. 2014.

- GREEN, Don W y WHILLHITE, G Paul. "Enhanced Oil Recovery". Texas, United States, SPE, 1998. 553 p.
- HERNÁNDEZ M, Carolina. "Formación de Nanoemulsiones O/W Mediante el Cambio en la Composición-Formulación por Dilución con Agua de Sistemas Próximos a la Formulación Óptima". Tesis (Pregrado Ingeniería de Petróleos). Mérida, Venezuela. Universidad de Los Andes. 2004. 99 p.
- JAMES-Smith, Monica A. "Molecular Interactions in Surfactant Solutions: From Micelles to Microemulsions". Tesis (Doctor of Philosophy Florida, USA. University of Florida, 2006.
- JIMÉNEZ, Molano Ana María. "Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Inyección de Químicos (Surfactantes, Polímeros y Miscelares) Mediante Analogías". Bucaramanga, Colombia. UIS, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009. 127 p.
- KING, George. "An Introduction to the Basics of Well Completions, Stimulations and Workovers". Second Edition. Katy, Texas. 2000.
- RIFAAT AL-MJENI, John Edwards, Omer Gurpinar, Frank Lim, Morten Kristensen. "Llegó la hora del EOR?". Oil Field Review. Winter 2010.
- M-I SWACO. Drilling Fluids Engineering Manual. Version 2.0. Houston, Texas. 2001.
- PARIS DE FERRER, M. "Inyección de Agua y Gas en Yacimientos". Maracaibo, Venezuela. Maracaibo, Venezuela. 1984. 320 p.

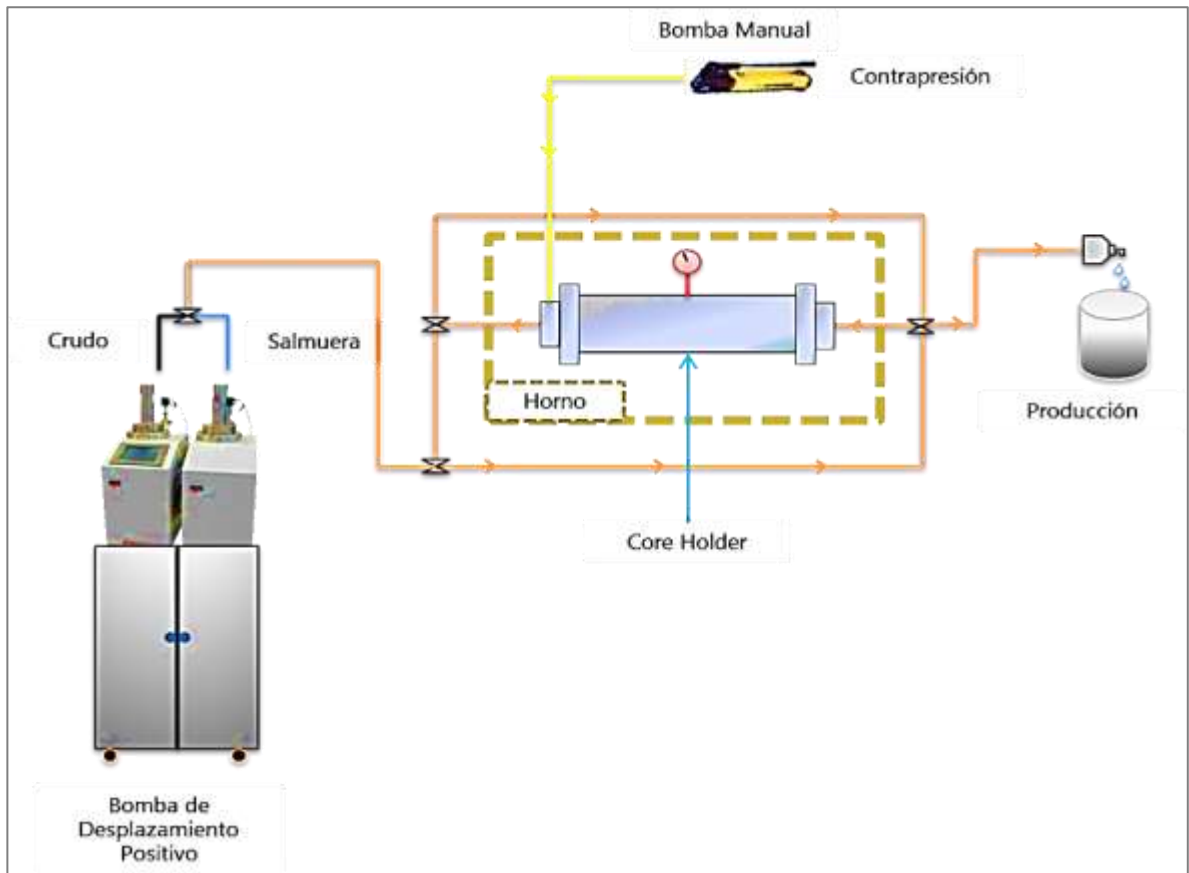
- POLEO Caraballo, Rebeca Alejandra. “Estudio de las Interacciones Polímero / Surfactante en el Flujo de Espumas Mejoradas con Polímeros en Medios Porosos Ideales”. Tesis (Magíster en Ingeniería Química). Caracas, Venezuela. Universidad Central de Venezuela. Escuela de Ingeniería Química. 2004. 127 p.
- RESTREPO, A., OCAMPO, Equión Energía Ltd.; LOPERA, M., Universidad Nacional de Colombia; CORONADO, J., SANABRIA, L., ALZATE, S. Equión Energía Ltd. “GaStim Concept – A Novel Technique for Well Stimulation. Part II: From Laboratory to Field Pilot Testing” SPE 168133.
- SALAGUER Jean Louis. “Surfactantes Tipos y Usos”. ULA. 2002. 54 p. (Cuaderno FIRP S300-A).
- SALAGUER Jean Louis. “El Mundo de los Surfactantes”. Mérida. ULA. 1992 37 p. (Cuaderno FIRP S311-A).
- SALAGUER, Jean Louis. “Tensión Interfacial”. Mérida. ULA. 2005. 12 p. (Cuaderno FIRP S203-A).
- SALAGUER, Jean Louis. “Métodos de Medición de la Tensión Superficial o Interfacial”. Mérida. ULA. 2005. 20 p. (Cuaderno FIRP S205-B).
- VOGEL, J. V. “Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells”. JPT, 83-92. January 1968.

## ANEXOS

**ANEXO A.** Equipo de Desplazamiento para las Pruebas de Interacción Roca-Fluido.



### Diagrama de Flujo del Equipo de Desplazamiento



**Fuente:** Los Autores. Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación. Universidad Industrial de Santander, Sede Guatiguará. 2015.

**ANEXO B.** Pruebas de Compatibilidad con Salmuera Formulación A, 24 horas Después.

*Compatibilidad Salmuera - Formulación A para los Cuatro Pozos, Proporción 25:75.*



**Fuente:** Los Autores. Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación. Universidad Industrial de Santander, Sede Guatiguará. 2015.

**ANEXO C.** Pruebas de Compatibilidad con Crudo Formulación A, 24 horas Después.



*Compatibilidad Crudo - Formulación A para los Cuatro Pozos, Proporción 25:75.*

**Fuente:** Los Autores. Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación. Universidad Industrial de Santander, Sede Guatiguará. 2015.

**ANEXO D.** Pruebas de Compatibilidad con Salmuera Formulación B, 24 horas Después.

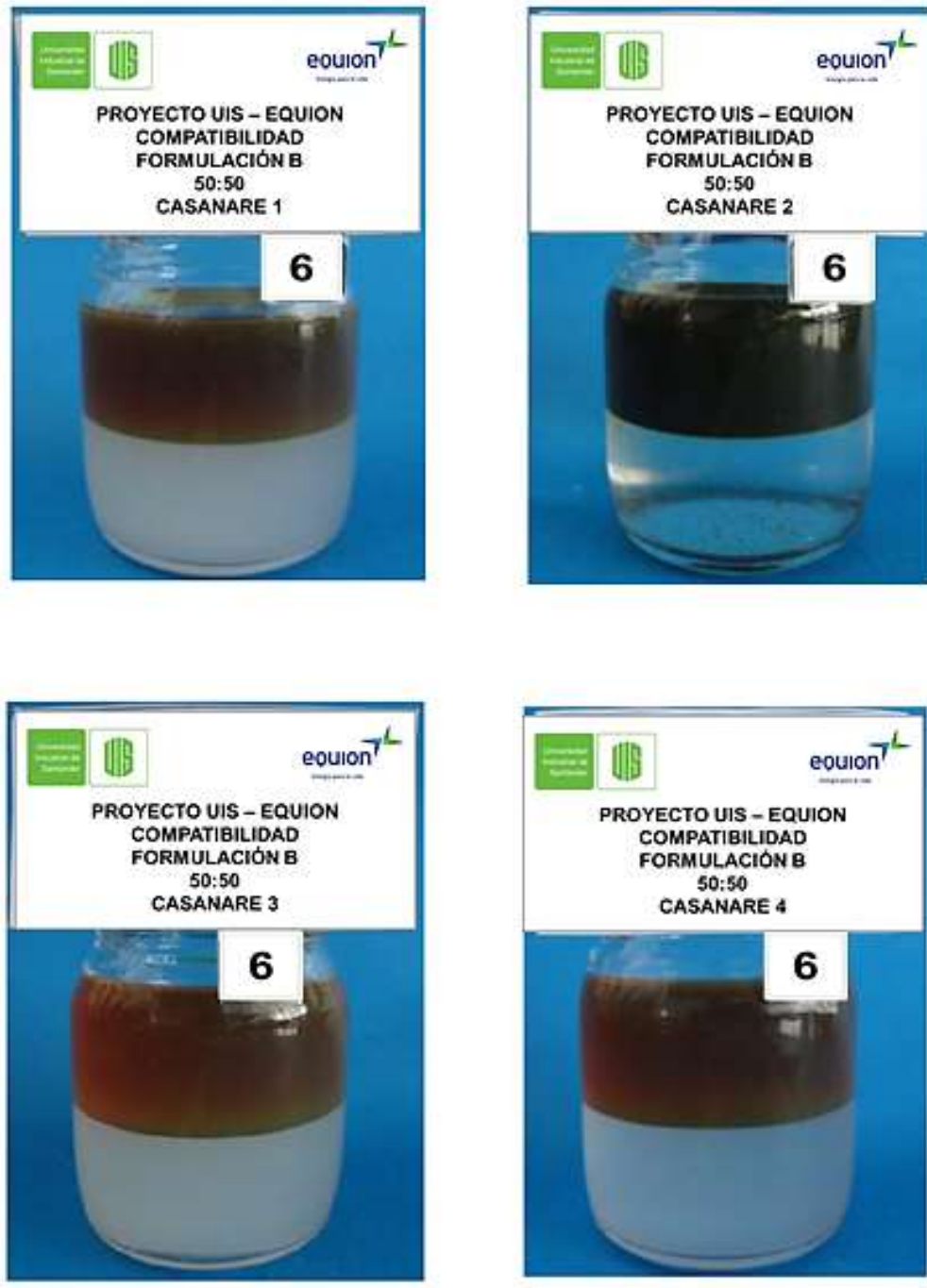
*Compatibilidad Salmuera - Formulación B para los Cuatro Pozos, Proporción 50:50.*



**Fuente:** Los Autores. Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación. Universidad Industrial de Santander, Sede Guatiguará. 2015.

**ANEXO E.** Pruebas de compatibilidad con crudo Formulación B, 24 horas después

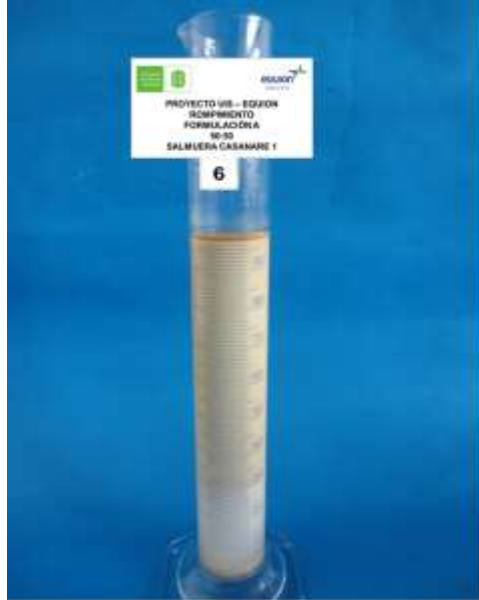
*Compatibilidad Crudo - Formulación B para los cuatro pozos, proporción 50:50*



**Fuente:** Los Autores. Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación. Universidad Industrial de Santander, Sede Guatiguará. 2015.

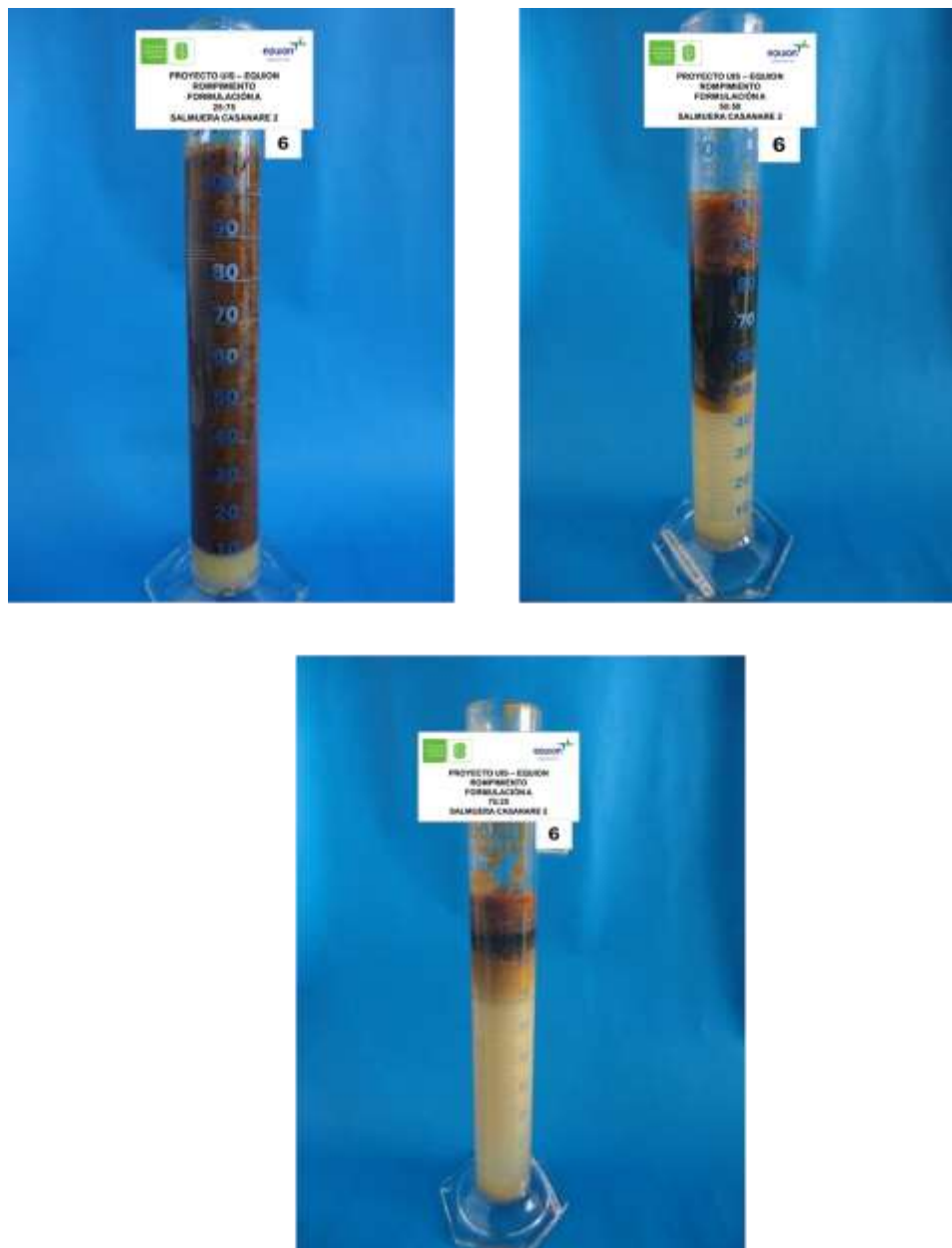
**ANEXO F.** Pruebas de Rompimiento Formulación A, Apariencia al Término de las 24 horas para las Tres Proporciones.

*Prueba de Rompimiento, Pozo Casanare-1. Formulación A*



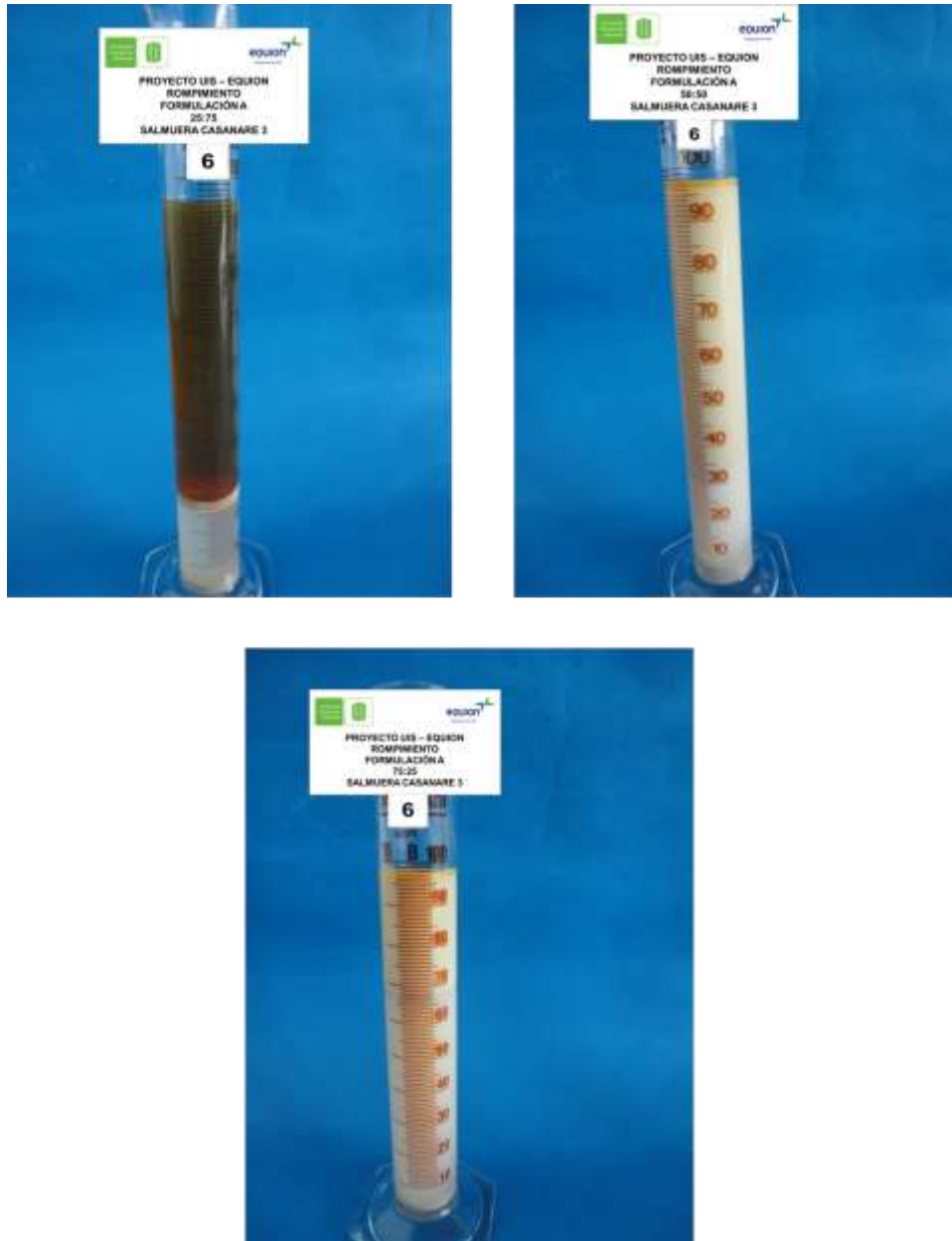
**Fuente:** Los Autores. Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación. Universidad Industrial de Santander, Sede Guatiguará. 2015.

*Prueba de Rompimiento, Pozo Casanare-2. Formulación A*



**Fuente:** Los Autores. Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación. Universidad Industrial de Santander, Sede Guatiguará. 2015.

*Prueba de Rompimiento, Pozo Casanare-3. Formulación A*



**Fuente:** Los Autores. Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación. Universidad Industrial de Santander, Sede Guatiguará. 2015.

*Prueba de Rompimiento, Pozo Casanare-4. Formulación A*



**Fuente:** Los Autores. Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación. Universidad Industrial de Santander, Sede Guatiguará. 2015.

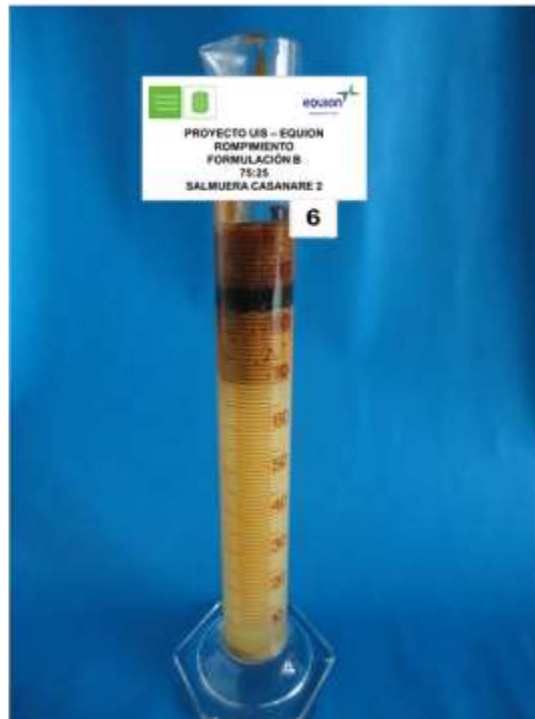
**ANEXO G.** Pruebas de Rompimiento Formulación B, Apariencia al Término de las 24 horas para las Tres Proporciones.

*Prueba de Rompimiento, Pozo Casanare-1. Formulación B*

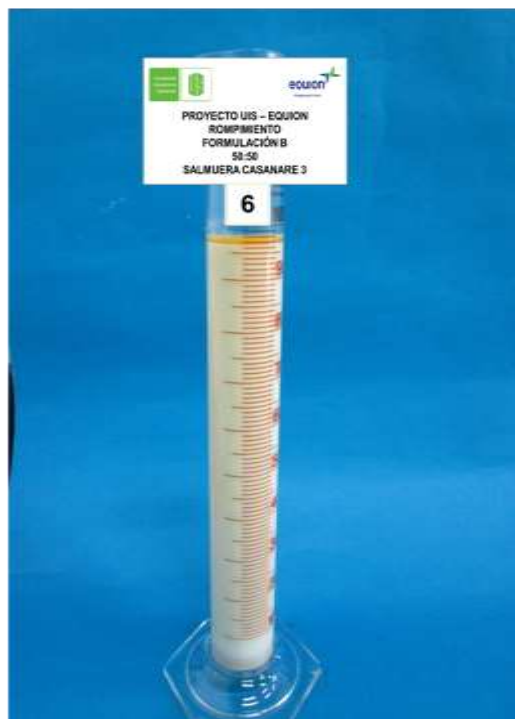


**Fuente:** Los Autores. Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación. Universidad Industrial de Santander, Sede Guatiguará. 2015.

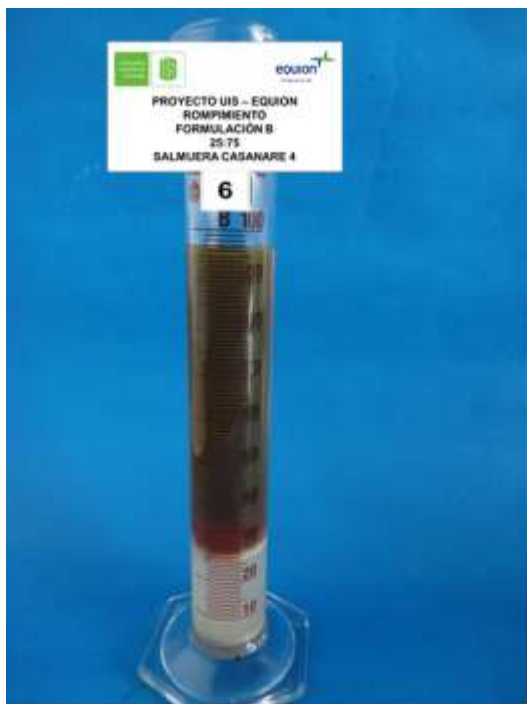
*Prueba de Rompimiento, Pozo Casanare-2. Formulación B*



*Prueba de Rompimiento, Pozo Casanare-3. Formulación B*



*Prueba de Rompimiento, Pozo Casanare-4. Formulación B*



**Fuente:** Los Autores. Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación. Universidad Industrial de Santander, Sede Guatiguará. 2015.