

EVALUACIÓN TÉCNICO – FINANCIERA DE LA TECNOLOGÍA DE  
CONFORMANCE QUÍMICO EN UN CAMPO PETROLERO

DIANA ROCÍO RAMOS ROA

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2018

EVALUACIÓN TÉCNICO – FINANCIERA DE LA TECNOLOGÍA DE  
CONFORMANCE QUÍMICO EN UN CAMPO PETROLERO

DIANA ROCÍO RAMOS ROA

Proyecto integral de grado para optar el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director  
MAURICIO GUTIÉRREZ BENAVIDES  
Ingeniero de Petróleos

Director  
JORGE LUIS RAMOS  
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2018

Nota de aceptación:

---

---

---

---

---

---

---

---

Docente Investigador  
Ing. Jorge Luis Ramos Ramos

---

Jurado 1  
Ing. Angie Tatiana Ortega

---

Jurado 2  
Ing. Miguel Ángel Rodríguez

Bogotá D.C., Febrero de 2018

## DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. JAIME POSADA DÍAZ**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA - PEÑA**

Vicerrectoría Académica y de Posgrados

**DRA. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Secretario General

**DR. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA**

Decano General Facultad de Ingenierías

**Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Director de Investigaciones

**Ing. ARMANDO FERNANDÉZ CÁRDENAS**

Director de Programa de Ingeniería de Petróleos

**Ing. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA**

La información que se incluye y analiza en el presente proyecto es responsabilidad absoluta de la autora.

## **DEDICATORIA**

A Dios, porque sin Él nada sería posible; a mi mamá y hermana por ser mi apoyo y motivación; a mis abuelitos por sus enseñanzas; y a mi papá por su colaboración.

## **AGRADECIMIENTOS**

La autora desea expresar sus agradecimientos a:

Ingeniero Mauricio Gutiérrez, director del proyecto por parte de ECOPETROL S.A., por su tiempo, comprensión, orientación y conocimientos brindados durante todo el proceso.

Ingeniero Jorge Ramos, director del proyecto por parte de la Universidad de América, por su orientación, dedicación y colaboración en el desarrollo del proyecto.

Geólogo Franklin Yoris, por compartir sus conocimientos y sus oportunos consejos.

A ECOPETROL S.A. por todo su apoyo, en especial al ingeniero Publio Sandoval por su apoyo en el desarrollo de la simulación analítica, y al equipo de trabajo de yacimientos por la información y herramientas brindadas para llevar a cabo este proyecto.

Al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) por su buena disposición en el desarrollo de las pruebas experimentales, en especial al Ingeniero Rubén Castro, por su colaboración, dedicación y aportes al proyecto.

A todas las personas que de una u otra forma colaboraron para el desarrollo de este proyecto de grado.

## CONTENIDO

	pág.
1. GENERALIDADES DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO	31
1.1 HISTORIA DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO	31
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO	32
1.3 MARCO GEOLÓGICO	34
1.3.1 Columna Estratigráfica	34
1.3.2 Estratigrafía	34
1.3.2.1 Formación La Luna	34
1.3.2.2 Formación Umir	34
1.3.2.3 Formación La Paz	36
1.3.2.4 Formación Mugrosa	36
1.3.2.5 Formación Colorado	37
1.3.2.6 Formación Real	37
1.3.3 Geología estructural	37
1.3.3.1 Geología del petróleo	39
1.4 CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA	41
1.4.1 Porosidad ( $\Phi$ )	41
1.4.2 Permeabilidad (k)	42
1.4.3 Índice de Heterogeneidad	42
1.4.4 Saturación de agua irreducible (Swirr)	42
1.4.5 Saturación de aceite residual (Sor)	42
1.4.6 Propiedades de fluido	42
1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	43
1.5.1 Mecanismo de producción	44
1.5.2 Tiempo de producción y número de pozos	45
1.5.3 Producción acumulada	45
2. TECNOLOGÍA CONFORMANCE QUÍMICO	46
2.1 INYECCIÓN DE AGUA	46
2.1.1 Tipos de inyección	47
2.1.1.1 Inyección periférica o externa	47
2.1.1.2 Inyección en arreglos o dispersa	47
2.1.2 Factores que influyen en la inyección de agua	48
2.1.2.1 Mojabilidad de la roca	48
2.1.2.2 Fuerzas Capilares	49
2.1.2.3 Razón de movilidad	49
2.1.2.4 Heterogeneidad del yacimiento	49
2.1.2.5 Patrones de inyección o configuración de pozos	50
2.1.2.6 Eficiencia de barrido	51
2.1.3 Métodos de predicción para la inyección de agua	51
2.1.3.1 Métodos ligados a la heterogeneidad del yacimiento	52



2.1.3.2 Métodos ligados a la eficiencia de barrido areal	52
2.1.3.3 Métodos ligados al mecanismo de desplazamiento	52
2.1.3.4 Métodos ligados a modelos matemáticos	53
2.1.3.5 Métodos empíricos	53
2.1.3.6 Método de Dykstra y Parson	53
2.1.3.7 Método de Stiles	54
2.1.3.8 Método de Craig Geffen & Morse	54
2.2 CONFORMANCE	55
2.2.1 Problemas enfrentados con tecnologías de conformance	56
2.2.1.1 Fugas en el revestimiento	56
2.2.1.2 Canalización de agua detrás del revestimiento	57
2.2.1.3 Conificación de agua	58
2.2.1.4 Canalización de agua a través de zonas de alta permeabilidad	58
2.2.1.5 Digitación viscosa o fingering	59
2.2.1.6 Canalización por fractura	60
2.2.2 Metodología para control de agua	61
2.2.2.1 Identificación del problema	62
2.2.2.2 Diagnóstico del problema	63
2.2.2.3 Evaluación experimental	65
2.2.2.4 Selección de candidatos	67
2.2.2.5 Diseño e implementación del piloto	68
2.2.2.6 Monitoreo y evaluación del piloto	69
2.3 EXPERIENCIA EN LA TECNOLOGÍA	69
3. DIAGNÓSTICO PATRONES DE INYECCIÓN PARA EL ESTUDIO DE CONFORMANCE QUÍMICO	74
3.1 PATRÓN DE INYECCIÓN 1	74
3.1.1 Pozo Inyector A	74
3.1.1.1 Monitoreo de la inyección	78
3.1.1.2 Registros de inyección	79
3.1.2 Pozo Productor B	80
3.1.2.1 Historia de producción	83
3.1.2.2 Diagnóstico	83
3.1.3 Pozo Productor C	85
3.1.3.1 Historia de producción	87
3.1.3.2 Diagnóstico	87
3.1.4 Pozo Productor D	90
3.1.4.1 Historia de producción	92
3.1.4.2 Diagnóstico	93
3.1.5 Pozo Productor E	95
3.1.5.1 Historia de producción	97
3.1.5.2. Diagnóstico	98
3.1.6 Patrón de inyección 2	101
3.1.6.1 Historia de producción e inyección	101

3.1.6.2 Diagnóstico	102
3.2 PATRÓN DE INYECCIÓN 2	106
13.2.1 Pozo Inyector F	107
3.2.1.1 Monitoreo	107
3.2.1.2 Registros de inyección	107
3.2.2 Pozo productor H	111
3.2.2.1 Historia de producción	111
3.2.2.2 Diagnóstico	111
3.2.3 Pozo Productor I	116
3.2.3.1 Historia de producción	117
3.2.3.2 Diagnóstico	118
3.2.4 Pozo productor G	120
3.2.4.1 Historia de producción	120
3.2.4.2 Diagnóstico	122
3.2.5 Pozo productor E	125
3.2.6 Patrón de inyección 2	125
3.2.6.1 Historia de producción e inyección	125
3.2.6.2 Diagnóstico	125
4. FACTIBILIDAD DE CONFORMANCE QUÍMICO A ESCALA DE LABORATORIO	131
4.1 PRUEBAS EXPERIMENTALES	131
4.2 RESULTADOS PRUEBAS EXPERIMENTALES	135
5. SIMULACIÓN ANALÍTICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA Y CONFORMANCE QUÍMICO MEDIANTE EL SOFTWARE ASIA	138
5.1 GENERALIDADES SOFTWARE ASIA	138
5.1.1 Modelo en ASIA	138
5.1.1.1 Propiedades de los modelos	139
5.1.2 Metodología de cálculo	139
5.1.2.1 Distribución areal de la inyección	140
5.1.2.2 Distribución vertical de la inyección	140
5.1.3 Ajuste histórico	140
5.2 CREACIÓN DEL CASO DE SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA EN LOS PATRONES DE INYECCIÓN 1 y 2	141
5.2.1 Carga de pozos	141
5.2.2 Carga de capas	141
5.2.3 Carga de PVT	142
5.2.4 Carga de curvas de permeabilidad relativa	142
5.2.5 Creación de modelos	143
5.2.6 Carga de eventos	144
5.3 CORRIDA CASO BASE DEL MODELO DE SIMULACIÓN ANALÍTICA	144
5.3.1 Ajuste histórico	144
5.3.1.1 Ajuste área de los modelos	145

5.3.1.2 Eficiencia de recobro	145
5.3.1.3 Factores de influencia	146
5.3.1.4 Eficiencia de barrido areal a la ruptura	147
5.3.1.5 Corrida cotejo histórico	147
5.4 CORRIDA PREDICCIÓN DEL CASO CON INYECCIÓN DE AGUA	147
5.5 CORRIDA PREDICCIÓN DEL CASO CON CONFORMANCE QUÍMICO CON EN EL POZO INYECTOR A	149
5.5.1 Conformance químico con ILT	149
5.5.2 Conformance químico con evento	150
5.6 CORRIDA PREDICCIÓN DEL CASO CON CONFORMANCE QUÍMICO EN EL POZO INYECTOR F	151
5.6.1 Conformance químico con ILT	151
5.6.2 Conformance químico con evento	152
5.7 RESULTADOS DE PREDICCIONES	153
5.7.1 Caso 1	153
5.7.1.1 Resultados patrón de inyección 1	153
5.7.1.2 Resultados patrón de inyección 2	156
5.7.2 Caso 2	159
5.7.2.1 Resultados patrón de inyección 1	160
5.7.2.2 Resultados patrón de inyección 2	163
5.7.3 Conectividad hidráulica	167
6. EVALUACIÓN FINANCIERA	168
6.1 COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	168
6.1.1 Diseño del tratamiento	168
6.1.2. Costos servicio de conformance	170
6.1.3 Costos de estudios	170
6.1.4 Costos de obras civiles	170
6.2 COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	170
6.2.1 Lifting cost	170
6.3 FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO	170
6.3.1 Ingresos Netos	170
6.3.1.1 Ingresos netos	170
6.3.1.2 Regalías	170
6.3.2 Egresos	171
6.3.3 Flujo de caja Operacional	171
6.3.4 Utilidad Neta	171
6.3.5 Flujo de caja libre	171
6.4 VALOR PRESENTE NETO	172
6.4.1 Resultados Patrón de Inyección 1	172
6.4.2 Resultados Patrón de Inyección 2	173
6.5 TASA INTERNA DE RETORNO	175
6.5.1 Resultados Patrón de Inyección 1	175
6.5.2 Resultados Patrón de inyección 2	175

7. CONCLUSIONES	177
8. RECOMENDACIONES	180
BIBLIOGRAFÍA	181
ANEXOS	185

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Porosidad, unidades arenas Cantagallo	41
<b>Tabla 2.</b> Permeabilidad unidades arenas Cantagallo	42
<b>Tabla 3.</b> Propiedades de Fluido	43
<b>Tabla 4.</b> Resumen estudio de pozos.	130
<b>Tabla 5.</b> Resumen resultados gráficos de diagnóstico de Chan y Hall.	130
<b>Tabla 6.</b> Formulaciones de gel a diferentes concentraciones.	134
<b>Tabla 7.</b> Resultados predicción caso 1 Inyección de agua. Patrón de inyección 1	154
<b>Tabla 8.</b> Resultados predicción caso 1. Conformance químico mediante Evento. Patrón 1	154
<b>Tabla 9.</b> Resultados predicción caso 1. Conformance químico mediante registro de inyección (ILT). Patrón 1	154
<b>Tabla 10.</b> Producción incremental caso 1. Conformance químico ILT- Inyección de agua. Patrón 1	154
<b>Tabla 11.</b> Resultados predicción caso 1. Inyección de agua. Patrón 2	157
<b>Tabla 12.</b> Resultados predicción caso 1. Conformance químico (Evento). Patrón 2	157
<b>Tabla 13.</b> Resultados predicción caso 1. Conformance químico (ILT). Patrón 2	157
<b>Tabla 14.</b> Producción incremental caso 1. Conformance químico ILT- Inyección de agua. Patrón 2	157
<b>Tabla 15.</b> Comparación resultados caso 1, al cabo de 5 años.	159
<b>Tabla 16.</b> Resultados predicción caso 2. Inyección de agua. Patrón de inyección 1	161
<b>Tabla 17.</b> Resultados predicción caso 2. Conformance químico mediante evento Patrón 1	161
<b>Tabla 18.</b> Resultados predicción caso 2. Conformance químico mediante registros de inyección (ILT). Patrón 1	161
<b>Tabla 19.</b> Producción incremental caso 2. Conformance químico ILT- Inyección de agua. Patrón 1	161
<b>Tabla 20.</b> Comparación resultados caso 1, al cabo de 5 años.	164
<b>Tabla 21.</b> Resultados predicción caso 2. Inyección de agua. Patrón de inyección 2	165
<b>Tabla 22.</b> Resultados predicción caso 2. Conformance químico (evento). Patrón 2	165
<b>Tabla 23.</b> Resultados predicción caso 2. Conformance químico (ILT). Patrón de inyección 2	165

**Tabla 24.** Producción incremental caso 2. Conformance químico ILT –  
Inyección de agua. Patrón 2

165

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Localización Campo Yariguí- Cantagallo	33
<b>Figura 2.</b> Columna Estratigráfica	35
<b>Figura 3.</b> Corte estructural del Campo Yariguí-Cantagallo	38
<b>Figura 4.</b> Mapa estructural al tope de las Arenas Cantagallo	39
<b>Figura 5.</b> Diagrama de Van de Krevelen (eje Y: relación hidrógeno/carbono; eje x: relación Oxígeno/Carbono)	40
<b>Figura 6.</b> Inyección periférica o externa de agua.	47
<b>Figura 7.</b> Inyección en arreglos o dispersa.	48
<b>Figura 8.</b> Heterogeneidad del yacimiento	50
<b>Figura 9.</b> Fugas en el Revestimiento	57
<b>Figura 10.</b> Canalización de agua detrás del revestimiento.	58
<b>Figura 11.</b> Conificación de agua.	58
<b>Figura 12.</b> Canalización de agua a través de zonas de alta permeabilidad.	59
<b>Figura 13.</b> Digitación viscosa	60
<b>Figura 14.</b> Canalización por fractura	60
<b>Figura 15.</b> Metodología para el diseño y ejecución	62
<b>Figura 16.</b> Canalización WOR y WOR derivada según Chan.	64
<b>Figura 17.</b> Gráfico de Hall a diferentes condiciones	65
<b>Figura 18.</b> Gráfica coeficiente de variación de permeabilidad Dykstra – Parson Pozo A	76
<b>Figura 19.</b> Distribución de capacidad de flujo. Pozo A	77
<b>Figura 20.</b> Gráfico de Hall Pozo A	78
<b>Figura 21.</b> Coeficiente de variación de Permeabilidad Dykstra-Parsons. Pozo B	81
<b>Figura 22.</b> Distribución Capacidad de flujo. Pozo B	81
<b>Figura 23.</b> Historia de producción. Pozo B	82
<b>Figura 24.</b> Logaritmo Relación agua-petróleo vs Np. Pozo B	83
<b>Figura 25.</b> Pip vs tiempo. Pozo B	84
<b>Figura 26.</b> Gráfica de conformance pozo. Pozo B	85
<b>Figura 27.</b> Coeficiente de la variación de permeabilidad. Dykstra – Parson. C	86
<b>Figura 28.</b> Distribución de capacidad de flujo. Pozo C	86
<b>Figura 29.</b> Historia de producción. Pozo C	87
<b>Figura 30.</b> Logaritmo de la relación agua- petróleo vs Np. Pozo C	89
<b>Figura 31.</b> Pip vs tiempo. Pozo C	89
<b>Figura 32.</b> Gráfico de conformance pozo. Pozo C	90
<b>Figura 33.</b> Coeficiente de Variación de permeabilidad Dykstra-Parsons. Pozo D	91
<b>Figura 34.</b> Distribución de la Capacidad de Flujo. Pozo D	92
<b>Figura 35.</b> Historia de producción. Pozo D	93

<b>Figura 36.</b> Pip vs tiempo. Pozo D	94
<b>Figura 37.</b> Logaritmo Relación agua-petróleo vs Np. Pozo D	94
<b>Figura 38.</b> Gráfico de conformance. Pozo D	95
<b>Figura 39.</b> Coeficiente de la variación de permeabilidad Dykstra-Parsons. Pozo E	96
<b>Figura 40.</b> Distribución de Capacidad de Flujo. Pozo E	97
<b>Figura 41.</b> Historia de producción. Pozo E	98
<b>Figura 42.</b> Logaritmo relación agua-petróleo vs Np. Pozo E	100
<b>Figura 43.</b> Presión entrada de la bomba PIP vs tiempo. Pozo E	100
<b>Figura 44.</b> Gráfico de conformance. Pozo E	101
<b>Figura 45.</b> Historia de producción Patrón de inyección 1.	102
<b>Figura 46.</b> Gráfico Relación agua petróleo vs tiempo. Patrón 1	103
<b>Figura 47.</b> Relación de vaciamiento con reemplazo, Patrón 1.	104
<b>Figura 48.</b> Gráfica Volúmenes porosos Inyectados (VPI) vs Factor de Recobro (Fr). Patrón 1.	105
<b>Figura 49.</b> Agua inyectada acumulada vs. Eficiencia volumétrica. Patrón de inyección 1.	106
<b>Figura 50.</b> Coeficiente de Variación de Permeabilidad. Dykstra – Parson. Pozo F	108
<b>Figura 51.</b> Distribución de Capacidad de Flujo. Pozo F	108
<b>Figura 52.</b> Gráfico de Hall, Pozo inyector F.	110
<b>Figura 53.</b> Coeficiente de Variación de Permeabilidad Dykstra-Parsons. Pozo H	112
<b>Figura 54.</b> Distribución Capacidad de Flujo. Pozo H	112
<b>Figura 55.</b> Historia de producción. Pozo H	113
<b>Figura 56.</b> Logaritmo relación agua-petróleo vs Np. Pozo H	114
<b>Figura 57.</b> Presión entrada de la bomba vs tiempo. Pozo H	115
<b>Figura 58.</b> Gráfico de conformance. Pozo H	115
<b>Figura 59.</b> Coeficiente de Variación de Permeabilidad. Dykstra – Parson. Pozo I	116
<b>Figura 60.</b> Distribución de la capacidad de flujo. Pozo I.	117
<b>Figura 61.</b> Historia de producción. Pozo I	118
<b>Figura 62.</b> Logaritmo relación agua – petróleo vs Np. Pozo I	119
<b>Figura 63.</b> Presión a la entrada de la bomba PIP vs tiempo. Pozo I.	119
<b>Figura 64.</b> Gráfico de conformance. Pozo I.	120
<b>Figura 65.</b> Coeficiente de Variación de la Permeabilidad. Dykstra Parson, Pozo G.	121
<b>Figura 66.</b> Distribución de la Capacidad de Flujo. Pozo G	121
<b>Figura 67.</b> Historia producción. Pozo G.	122
<b>Figura 68.</b> Logaritmo relación agua- petróleo vs Np. Pozo G.	123
<b>Figura 69.</b> Presión a la entrada de la bomba PIP vs tiempo. Pozo G.	124



<b>Figura 70.</b> Gráfico de conformance. Pozo G	124
<b>Figura 71.</b> Historia de producción Patrón de inyección 2.	125
<b>Figura 72.</b> Relación agua-petróleo vs tiempo. Patrón de inyección 2	126
<b>Figura 73.</b> Relación de Vaciamiento con reemplazo VRR. Patrón de inyección 2	127
<b>Figura 74.</b> Volúmenes porosos inyectados (VPI) vs. Factor de Recobro (Fr). Patrón 2	128
<b>Figura 75.</b> Agua inyectada acumulada vs Eficiencia volumétrica. Patrón de inyección 2.	129
<b>Figura 76.</b> Filtración agua de inyección Yariguí Cantagallo.	132
<b>Figura 77.</b> Mezcla solución polimérica madre.	133
<b>Figura 78.</b> Código de Sydansk	135
<b>Figura 79.</b> Sinéresis	136
<b>Figura 80.</b> Carga de pozos	141
<b>Figura 81.</b> Carga de capas	142
<b>Figura 82.</b> Carga de PVT	142
<b>Figura 83.</b> Carga de curvas de permeabilidad relativa	143
<b>Figura 84.</b> Creación de modelos	143
<b>Figura 85.</b> Carga de eventos	144
<b>Figura 86.</b> Modelos caso de estudio en capa Cantagallo 2 (CG2)	145
<b>Figura 87.</b> Predicción producciones B con inyección de agua	148
<b>Figura 88.</b> Predicción producciones E con inyección de agua	148
<b>Figura 89.</b> Predicción producciones con Conformance químico mediante ILT en el pozo B	150
<b>Figura 90.</b> Predicción producciones con conformance químico mediante evento de cierre en el pozo B	151
<b>Figura 91.</b> Predicción producciones con conformance químico mediante ILT en el pozo E	152
<b>Figura 92.</b> Predicción producción con Conformance químico mediante cierre de capa en el pozo E	153
<b>Figura 93.</b> Producción incremental caso 1, patrón de inyección 1	155
<b>Figura 94.</b> Diferencial producción de agua caso1, patrón de inyección 1	155
<b>Figura 95.</b> Producción incremental caso 1, patrón de inyección 2	158
<b>Figura 96.</b> Diferencial producción de agua caso 1, patrón inyección 2	158
<b>Figura 97.</b> Producción incremental caso 2, patrón de inyección 1	162
<b>Figura 98.</b> Diferencial producción de agua caso 2, patrón inyección1	162
<b>Figura 99.</b> Producción incremental caso 2, patrón de inyección 2	166
<b>Figura 100.</b> Diferencial producción de agua caso, patrón inyección 2	166
<b>Figura 102.</b> Parámetros y supuestos evaluación financiera, Patrón 1	171
<b>Figura 103.</b> Parámetros y supuestos evaluación financiera, Patrón 2	171
<b>Figura 104.</b> Flujo de caja de año 0 hasta año 10, Patrón de inyección 1	172

<b>Figura 105.</b> Flujo de caja de año 11 hasta año 20, Patrón de inyección 1	173
<b>Figura 106.</b> Flujo de caja de año 0 hasta el año 10, Patrón de inyección 2	174
<b>Figura 107.</b> Flujo de caja de año 10 hasta año 20, Patrón de inyección 2	174

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
<b>Ecuación 1.</b> Variación de la permeabilidad. Dykstra - Parsons	75
<b>Ecuación 2.</b> Coeficiente de Lorenz	77
<b>Ecuación 3.</b> Correlación API por Guthrie y Greenber	146
<b>Ecuación 4.</b> Valor presente neto	173
<b>Ecuación 5.</b> Tasa interna de retorno	175

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
<b>Anexo A.</b> “Gráficos de diagnóstico de Chan”	189
<b>Anexo B.</b> “Resultados test de botella”	197
<b>Anexo C.</b> “Imágenes pruebas de laboratorio”	199
<b>Anexo D.</b> “Método de predicción craig geffen & morse (CGM)”	203
<b>Anexo E.</b> “Curvas de producción e inyección por pozo”	209
<b>Anexo F.</b> “Ajuste histórico por pozo”	215
<b>Anexo G.</b> “Secuencia operacional”	222

## LISTA DE ABREVIATURAS

API	Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute)
ASIA	Advanced System for Injection Analysis
BBLs	Barriles
BOPD	Barriles de petróleo por día
BWPD	Barriles de agua por día
BS&W	Porcentaje de agua y sedimentos (Basic sediments and water)
B <sub>g</sub>	Factor volumétrico del gas
B <sub>o</sub>	Factor volumétrico del petróleo
CG	Cantagallo
E <sub>abt</sub>	Eficiencia Areal a la ruptura
EOR	Enhanced Oil Recovery
E <sub>v</sub>	Eficiencia vertical
F <sub>t</sub>	Pies (Unidad de longitud en sistema inglés)
F <sub>r</sub>	Factor de recobro
GOR	Relación gas – petróleo
H	Espesor
ILT	Registro de inyección
K	Permeabilidad (mD)
KSCN	Triocianato de potasio
L <sub>c</sub>	Coefficiente de Lorenz
Log	Logaritmo en base 10
M	Miles
MMPCN	Millones de pies cúbicos normales
MMPCD	Millones de pies cúbicos al día
K <sub>ro</sub>	Permeabilidad relativa del petróleo
K <sub>rw</sub>	Permeabilidad relativa del agua
md	milidarcies (Unidad de medida de permeabilidad (la milésima parte de 1 Darcy)
N <sub>p</sub>	Producción neta de petróleo acumulada
Lbs	Libras
OOIP	Petróleo Original en Sitio ( <i>Original Oil in Place</i> )
PHPA	Poliacrilamida parcialmente hidrolizada
P <sub>ip</sub>	Presión a la entrada de la bomba ( <i>Pressure Intake Pump</i> )
ppm	Partes por millón
psi	Libra por pulgada cuadrada (Unidad de presión en sistema inglés)
Psia	Libra por pulgada cuadrada (Unidad de presión absoluta en sistema inglés)
PVT	Presión, Volumen, Temperatura
Q <sub>g</sub>	Caudal de gas
Q <sub>o</sub>	Caudal de petróleo
Q <sub>w</sub>	Caudal de agua
RAP	Relación agua – petróleo
S <sub>o</sub>	Saturación de aceite

Sor	Saturación de aceite residual
Sw	Saturación de agua
Swc	Saturación de agua crítica
TOC	Carbono Orgánico Total
VPI	Volúmenes porosos inyectados
VMM	Valle Medio del Magdalena
VRR	<i>Voidage Replacement Ratio</i> (Índice de vaciamiento)
Wibt	Agua inyectada acumulada para alcanzar irrupción
YR	Yariguí
$\Phi$	Porosidad
°API	Gravedad API del crudo (“grados API”)
%Ro	Promedio de reflectancia (en %) de vitrinita

## GLOSARIO

**AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN:** conjunto de condiciones físico-químicas que caracterizan un dominio de sedimentación.

**API.** Instituto Americano del Petróleo (*American Petroleum Institute*), es el encargado de emitir las especificaciones y recomendaciones estándar para la industria petrolera.

**ARENISCA:** roca sedimentaria clástica, compuesta por granos tamaño arena. La arena es acumulada en multitud de ambientes sedimentarios: desde profundos a someros y en especial, en ambientes continentales. “Estas pueden ser consolidadas por presión, pero comúnmente son cementadas con calcita (arenisca calcárea), arcilla u óxido de hierro, los cuales determinan el color de la roca”.

**BUZAMIENTO:** Ángulo que forma la recta de máxima pendiente de un plano estratigráfico o estructural, con la horizontal.

**CALIZA:** roca sedimentaria compuesta principalmente por carbonatos de calcio. Las dolomías están constituidas principalmente por un carbonato de Calcio y Magnesio (dolomita). Ambas pueden ser de origen químico o bioquímico.

**CAMPO PETROLERO:** “área geográfica en la que cual se encuentran un número de pozos de petróleo o de gas, este término también hace referencia al yacimiento de petróleo y a los equipos de producción requeridos”

**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA:** es una representación gráfica utilizada en la geología, con el objetivo de describir la secuencia de sedimentación/intrusión/metamorfismo de las rocas en una zona determinada de la corteza.

**CUENCA:** depresión de la corteza terrestre, generada por la actividad de las placas litosféricas de La Tierra (flexión por carga tectónica) o por la subsidencia (enfriamiento térmico); simultáneamente rellenas total o parcialmente por sedimentos/rocas sedimentarias y caracterizadas por grandes espesores de los mismos.

**ESPESOR:** medida o dimensión de una capa o estrato de roca sedimentaria con respecto a la perpendicular formada por la base y el tope de un estrato o conjunto de estratos.

**ESTRATIGRAFÍA:** ciencia que se encarga del estudio de la historia geológica, la composición, las edades relativas y la sucesión de eventos formadores de roca entre los que se cuentan la distribución de los estratos o capas sedimentarias.<sup>1</sup>

**FACTOR DE RECOBRO:** es la cantidad de hidrocarburos recuperables en el yacimiento, expresado como un porcentaje del total de hidrocarburos originales *in situ*.<sup>2</sup>

**FALLA:** fractura (discreta) en el Dominio Frágil de la corteza terrestre, en la que ha habido desplazamiento de roca en un lado respecto al otro. Estos desplazamientos pueden ser de unos centímetros a kilómetros, puede ocurrir oblicua, horizontal- o verticalmente.<sup>3</sup>

**FLUVIAL:** dominio sedimentario caracterizado por el régimen de ríos o corrientes de agua dulce; conforma parte de los sub-ambientes en los que se sub-divide el Ambiente Continental.

**FORMACIÓN:** es la unidad principal de la Nomenclatura Litoestratigráfica (Comisión Internacional de Estratigrafía). Se refiere a una unidad de roca lateralmente continua que tiene un conjunto de características distintivas, que la permiten reconocer y mapear (escala 1:25000) en superficie o en el subsuelo.<sup>4</sup>

**GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO:** parte de la geología encargada del estudio aspectos relacionados con la formación, migración, entrapamiento, exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos.

**GEOLOGÍA ESTRUCTURAL:** es la rama de la Geología fundamentalmente enfocada en el estudio de la deformación (Reología) de las rocas en la litósfera y astenósfera terrestres.

**GRAVEDAD API:** medida de la Gravedad Específica (con respecto al agua a la misma temperatura) del Petróleo líquido, concebida para identificar o establecer la calidad y tipo de hidrocarburo producido a condiciones estándar de la industria petrolera.

**INCONFORMIDAD:** es un término que tiene origen en la interpretación sismoestratigráfica (Estratigrafía Secuencial) y que se reserva a una superficie,

---

<sup>1</sup> SCHLUMNERGER. Oilfield Glossary. [en línea], 20 de octubre 2017. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>.

<sup>2</sup> Petroleum Extension Service. A DICTIONARY for the Petroleum Industry. Second Edition ed. Austin. Tx: Unierversity of Texas At Austin Petroleum, 1997. p. 170

<sup>3</sup> OXFORD UNIVERSITY PRESS. Dictionary of Science; Fifth edition ed. New York: Market House Books Ltd., 2005. p. 316

<sup>4</sup> KURNIAWAN,Alva; KENZIE,John andANITA PUTRI,Jasmine. General Dictionary of Geology. First Edition ed. Environmental Geographic Student Association, 2009. p. 21



donde en teoría, se ha perdido total o parcialmente el tiempo estratigráfico por erosión o por no sedimentación.

**INFRAYACENTE:** capa, formación o unidad litológica que descansa por debajo de otra, en el correcto sentido estratigráfico; si por ejemplo, la secuencia estuviera volcada, el sentido estratigráfico original se mantiene y se continúa diciendo que “está infrayaciendo” aun cuando esté estructuralmente por encima.

**MICROANNULUS:** pequeño espacio que puede formarse entre la tubería de revestimiento y el cemento circundante, por lo general como resultado de las variaciones de temperatura o presión producidas durante o después del proceso de cementación.<sup>5</sup>

**MIEMBRO:** unidad litoestratigráfica de rango menor con respecto a la formación, definida por características particulares en las zonas donde ocurre la primera y donde su aplicación tiene un sentido práctico y útil.

**MIGRACIÓN:** es el proceso mediante el cual, el hidrocarburo formado en la roca fuente migra o se desplaza hacia la roca reservorio.

**MONOCLINAL:** término utilizado para definir la inclinación de los estratos en una misma dirección. Definido como la porción de una estructura de capas de rocas horizontales o ligeramente inclinadas que cambian bruscamente a una fuerte inclinación.<sup>6</sup>

**PERMEABILIDAD:** capacidad de la roca para permitir el flujo de fluidos a través del medio poroso. La unidad de medida de esta propiedad es el milidarcy o milésima de Darcy (mD).

**PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES):** cantidad original de petróleo almacenado en el yacimiento.

**POROSIDAD:** propiedad de la roca para almacenar fluidos, es definida como el porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos.

**POZO:** hace referencia al agujero perforado, incluyendo el tramo descubierto o no entubado, este permite que la zona productora de hidrocarburos de un yacimiento se comuniquen con la superficie.

---

<sup>5</sup> SCHLUMNERGER. Oilfield Glossary. [en línea], 15 de febrero de 2018. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>.

<sup>6</sup> LUGO, Jose. Diccionario Geomorfológico. Primera edición ed. México: Universidad Nacional Autónoma de México, 1989. p. 139.

**POZO INYECTOR:** pozo utilizado con el objetivo de inyectar fluidos a un yacimiento.

**POZO PRODUCTOR:** pozo utilizado con la finalidad de producir los fluidos de un yacimiento.

**PROPIEDADES PETROFÍSICAS:** se refiere a las propiedades afines a la litología de un yacimiento petrolífero y que se pueden estimar por métodos indirectos o de “registros de pozo”. Las Propiedades Petrofísicas necesitan de pruebas en testigos reales a partir de “núcleos convencionales”, tomados cuando se perfora un pozo.

**RECOBRO MEJORADO:** conjunto de técnicas desarrolladas con el objetivo de aumentar la recuperación del petróleo, alterando las propiedades originales del yacimiento o de los fluidos contenidos en él.<sup>7</sup>

**RECUPERACIÓN PRIMARIA:** hace referencia a la primer etapa en la que se da la producción de hidrocarburos, en la cual el desplazamiento del hidrocarburo hacia el pozo y hacia la superficie se produce como respuesta a la energía natural del yacimiento.

**RECUPERACIÓN SECUNDARIA:** conjunto de técnicas donde la inyección de un fluido externo (como agua o gas) en el yacimiento a través de pozos inyectores, procura mantener la presión original del yacimiento y así continuar con el desplazamiento de los hidrocarburos hacia el pozo.<sup>8</sup>

**ROCA ALMACENADORA:** es un cuerpo de roca caracterizado por tener excelentes propiedades de porosidad y permeabilidad, tales que permita el que dentro de ella se almacene y fluya libremente el hidrocarburo; es imprescindible que esta roca esté rodeada por uno o varios tipos de “sello” que impida(n) que los hidrocarburos se fuguen.

**ROCA GENERADORA:** roca sedimentaria caracterizada por un alto contenido de materia orgánica, potencialmente capaz de generar hidrocarburos cuando alcance ciertos niveles de enterramiento.

**ROCA SELLO:** este tipo de roca impide que los hidrocarburos se escapen de forma natural hacia la superficie u otro lugar en el que no se pueda producir un entrapamiento de petróleo.

**SINÉRESIS:** hace referencia a la expulsión o de la extracción de un líquido de un gel, por lo cual, a partir de ese momento, el gel pasa de ser una sustancia

---

<sup>7</sup> SCHLUMNERGER. Oilfield Glossary. [en línea], 20 de octubre 2017. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>.

<sup>8</sup> SCHLUMNERGER. Oilfield Glossary. [en línea], 20 de octubre 2017. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>.

homogénea a convertirse en una segregación de componentes sólidos separados y contenidos en la fase líquida.

**SIMULACIÓN ANALÍTICA:** hace referencia a la construcción de modelos computacionales, que proporcionan una visualización y análisis del comportamiento predictivo del yacimiento y sus fluidos sometidos a diferentes procesos.

**SUPRAYACENTE:** se refiere a la capa que está por encima de otra, desde el estricto orden sedimentario.

**TRAMPA:** es un componente esencial de un sistema petrolífero, ya que es la configuración de rocas adecuada para contener hidrocarburos, está sellada por un estrato o material catalogado como “impermeable” y de esta forma los hidrocarburos no pueden migrar.<sup>9</sup>

**YACIMIENTO:** un depósito subterráneo, que por sus propiedades puede actuar como almacén de agua, gas natural o petróleo.<sup>10</sup>

---

<sup>9</sup> SCHLUMNERGER. Oilfield Glossary. [en línea], 20 de octubre 2017. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>.

<sup>10</sup> Michael Allaby. A Dictionary of Earth Sciences&nbsp; Third edition ed. New York: Oxford University Press, 2008. p. 485

## RESÚMEN

El desarrollo del proyecto, busca evaluar la viabilidad de implementar tecnologías de conformance químico en el Bloque V del Campo Yariguí – Cantagallo, ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena de Colombia; este campo es operado bajo la dirección de ECOPETROL S.A., y ha incorporado la inyección de agua como técnica de recobro secundario desde hace 7 años.

En primera instancia se caracterizó el Campo Yariguí-Cantagallo, teniendo en cuenta sus generalidades geológicas, historia de producción y caracterización petrofísica del yacimiento, enseguida se estudiaron los conceptos claves de inyección de agua y la tecnología de conformance químico, teniendo en cuenta la metodología desarrollada por ECOPETROL S.A. y el ICP para la implementación de la tecnología; con lo anterior se realizó un diagnóstico por medio de gráficos de monitoreo, de diagnóstico, y correlación del comportamiento de la inyección y/o producción con eventos en los pozos de los patrones de inyección 1 y 2, ubicados en el Bloque V del Campo, para identificar arenas canalizadas con agua o zonas ladronas en los patrones de estudio, con esto se realiza la selección de los patrones con mayor probabilidad de éxito al aplicar la tecnología.

Posteriormente, se realiza una evaluación experimental de la formación de geles con el agua de inyección del Campo por medio de pruebas de botella, y una simulación analítica mediante el simulador ASIA (Advanced System for Injection Analysis), para estudiar la conectividad hidráulica entre pozos, y el comportamiento futuro del proceso de inyección de agua, en contraste con el comportamiento con la implementación de inyección de un gel como tecnología de conformance químico.

De acuerdo con los resultados obtenidos del estudio técnico, se realiza un análisis financiero con el fin de asegurar la viabilidad del proyecto.

**Palabras clave:** Conformance químico, Inyección de agua, Software ASIA, Canalización de agua, Bloque V, Yariguí – Cantagallo.

## INTRODUCCIÓN

Actualmente, la mayor parte de los campos productores de hidrocarburos tienen implementada la inyección de agua como técnica de recobro secundario, esta ha mostrado resultados exitosos a bajos precios. No obstante, durante la inyección de agua se han evidenciado problemas de canalización de agua y digitación viscosa, generando así que el barrido resultante por la tecnología sea bajo, acompañado en ocasiones de una alta producción de agua.

Las tecnologías de conformance, pueden ser entendidas como el conjunto de técnicas que buscan aumentar la eficiencia de barrido volumétrica en un proceso de recobro en campos petrolíferos; este término también abarca los tratamientos de producciones excesivas de agua. Dentro de estas tecnologías de conformance está la de tipo químico, enfocado en la inyección de geles poliméricos, espumas, resinas, como tratamientos reductores de permeabilidad.

El Campo Yariguí Cantagallo tiene implementado como método de recuperación secundaria la inyección de agua a las arenas de la Formación La Paz, con el objetivo de aumentar el factor de recobro. Sin embargo los pozos inyectoros del campo presentan canalizaciones de agua como consecuencia de la heterogeneidad del yacimiento, de esta forma el agua inyectada se dirige con mayor rapidez por las zonas de mayor permeabilidad generando un volumen de aceite sin barrer y un aumento en el corte de agua. De acuerdo a lo anterior se hace necesario la aplicación de tecnologías de conformance, orientadas a mejorar la eficiencia de barrido mediante el control de canalizaciones en un proceso de inyección de agua.

El presente proyecto tiene como finalidad evaluar técnica y financieramente la tecnología de conformance químico en el bloque V del Campo Yariguí Cantagallo, de esta forma se analizará la fuente de las canalizaciones observadas e identificará los patrones de inyección con mayor oportunidad de éxito para aplicar la tecnología de conformance, con el objetivo de minimizar la saturación de aceite remanente y de esta forma aumentar el factor de recobro.

Para determinar la viabilidad de la tecnología en el Bloque V del Campo Yariguí-Cantagallo, la metodología utilizada será el estudio de generalidades del campo, elaboración de gráficos de diagnóstico a nivel de pozo y a nivel de patrón de inyección, la ejecución de pruebas de botella a escala de laboratorio, para determinar la formulación adecuada de gel y compatibilidad con el agua de inyección, y finalmente la simulación analítica del proceso de inyección actual de agua y el comportamiento del mismo con la obturación de la zona o capa identificada canalizada mediante el software ASIA.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar técnico- financieramente la tecnología de conformance químico en el bloque V del Campo Yariguí Cantagallo ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Describir las generalidades del Campo Yariguí Cantagallo ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.
2. Describir la tecnología de conformance químico.
3. Diagnosticar y seleccionar los patrones de inyección en el bloque V con el fenómeno de canalización vertical (digitación) presente.
4. Determinar la factibilidad de la tecnología conformance químico a escala de laboratorio.
5. Desarrollar la simulación analítica mediante el software ASIA del comportamiento de la inyección actual de agua y para la implementación de la tecnología de conformance químico en el patrón seleccionado.
6. Evaluar financieramente el proyecto mediante el indicativo valor presente neto (VPN) y tasa interna de retorno (TIR).

## **1. GENERALIDADES DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO**

En el presente capítulo se presentan las generalidades del Campo Yariguí-Cantagallo, las cuales son fundamentales para comprender la geología y procesos implementados en el campo, donde se estudian factores como lo son su historia, características de sus formaciones, ubicación geográfica, y su geología.

### **1.1 HISTORIA DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO**

En el año 1.939 las concesiones de San Pablo y Cantagallo a las que pertenecía el Campo Yariguí-Cantagallo, son otorgadas a la compañía de petróleos del Valle Medio del Magdalena. En manos de la anterior entre los años 1.941 y 1.942 durante la etapa exploratoria del Campo Yariguí Cantagallo se perforaron dos pozos: Cantagallo No.1 (CG-1), originalmente llamado Cimitarra 1, en este pozo se evidenciaron manifestaciones de gas y aceite hacia la base de la secundaria y terciaria, y el pozo Cantagallo No.2 (CG-2), que inicialmente se nombró de Cimitarra 2, tuvo una producción de 286 barriles de petróleo de 20 API, siendo este el pozo descubridor del campo. Entre 1.941 y 1.942, para la etapa de desarrollo del campo se perforaron 10 pozos, incluyendo los anteriormente mencionados.

Después de lo anterior, se presentó un receso hasta el año 1.951, cuando la concesión Cantagallo es recibida por la compañía Shell Cóndor. Luego, entre los años 1.952 y 1.953 esta compañía perforó 7 pozos, resultando 6 de los anteriores pozos productores. Con el descubrimiento del Campo Yariguí en el año 1.953, se concede la concesión San Pablo a la compañía Shell Cóndor.

En el periodo de tiempo de 1.953 a 1.962, la empresa Shell Cóndor lleva a cabo la perforación de 40 pozos adicionales, además la misma para el año 1.965 realiza los primeros ensayos de inyección de agua en las arena Cantagallo. El pozo YR-41 es perforado en 1.971, posterior a 9 años de receso en la perforación. Entre los años 1.974 y 1.975, como resultado de negociaciones entre Shell Cóndor y Ecopetrol, este último, por medio de la creación de la Compañía de Explotaciones Cóndor S.A adquiere la administración de las concesiones de Cantagallo y San Pablo.<sup>11 12</sup>

Bajo la administración de Ecopetrol en el lapso de tiempo de 1.976 y 1.983, se perforaron 28 pozos en Yariguí y uno en Cantagallo. Para el año 1.986 revierte al

---

<sup>11</sup> MOYANO, Sebastián y PALACIO, Eduardo Andrés. Estudio De Viabilidad De La Implementación De Inyección Cíclica De Surfactantes Complementada Con Inyección Continua De Polímeros En Patrones De 5 Y 7 Puntos En Un Campo De Crudo Mediano De Ecopetrol Mediante Simulación Numérica. Universidad de América, 2015.

<sup>12</sup> MONROY, Brandol y PERÉZ, José. Evaluación Técnica De Los Patrones De Inyección De Agua Mediante Simulación Analítica En Cinco Pozos Del Bloque V Centro Del Campo Yariguí-Cantagallo Mediante El Software Sahara. Universidad de América, 2017.

Estado Colombiano la Concesión San Pablo y el 14 de diciembre de 1.987 revierte la Concesión Cantagallo.<sup>13</sup>

De acuerdo con estudios realizados, el yacimiento de los campos Yariguí y Cantagallo es el mismo, por esta razón mediante la resolución 124175 del Ministerio de Minas y Energía en el año 2.007 se aprobó formalmente la unificación de los Campos Yariguí y Cantagallo; a lo largo de este mismo año se llevó a cabo la perforación de 2 pozos inyectoros y 11 pozos productores. Así mismo, el Ministerio de Minas y Energía aprobó la aplicación del régimen de regalías variables para el Campo Yariguí Cantagallo mediante la resolución 124176, que comenzó su aplicación en el año 2.010. El Campo inicia la ejecución de procesos de inyección de agua, como proyectos de recobro secundario entre los años 2.009 y 2.010, con resultados alentadores para la compañía. El campo Yariguí-Cantagallo a fecha de junio de 2.017 continúa bajo la operación de Ecopetrol S.A., con una extensión areal de 3.000 acres y un aceite original en sitio (OOIP) de 1.048 MMBBL, además el Campo ha sido sometido a inyección de agua y técnicas de recobro mejorado con el objetivo de incrementar su producción de petróleo.<sup>14</sup> El factor de recobro de los Campos productores de hidrocarburos en Colombia bajo la dirección de Ecopetrol S.A., es del 19% al 28% y con la implementación de tecnologías de recobro se espera alcanzar el 30%. (Conversación Mauricio Gutiérrez, Cesar Patino, Bogotá, 15 de noviembre de 2017)

## 1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO

El Campo Yariguí-Cantagallo se encuentra localizado en el flanco occidental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el Bloque 2218 Magdalena Medio, ubicado en el límite de los departamentos de Santander y Bolívar, municipios de Puerto Wilches (Santander) y Cantagallo (Bolívar). El campo se encuentra a aproximadamente 20 kilómetros al noreste de la ciudad de Barrancabermeja y a 290 kilómetros al noreste de la ciudad de Bogotá D.C.

Para llegar al campo desde la ciudad de Bogotá se puede realizar un traslado aéreo a la ciudad de Barrancabermeja con una duración de 55 minutos, también se puede acceder por vía terrestre recorriendo una distancia de aproximadamente 246 km hasta la ciudad de Barrancabermeja. Para ingresar al campo desde la ciudad anterior, se debe recorrer por vía terrestre un trayecto de aproximadamente 49,7 kilómetros. En la **Figura 1** se observa la ubicación del Campo Yariguí Cantagallo.

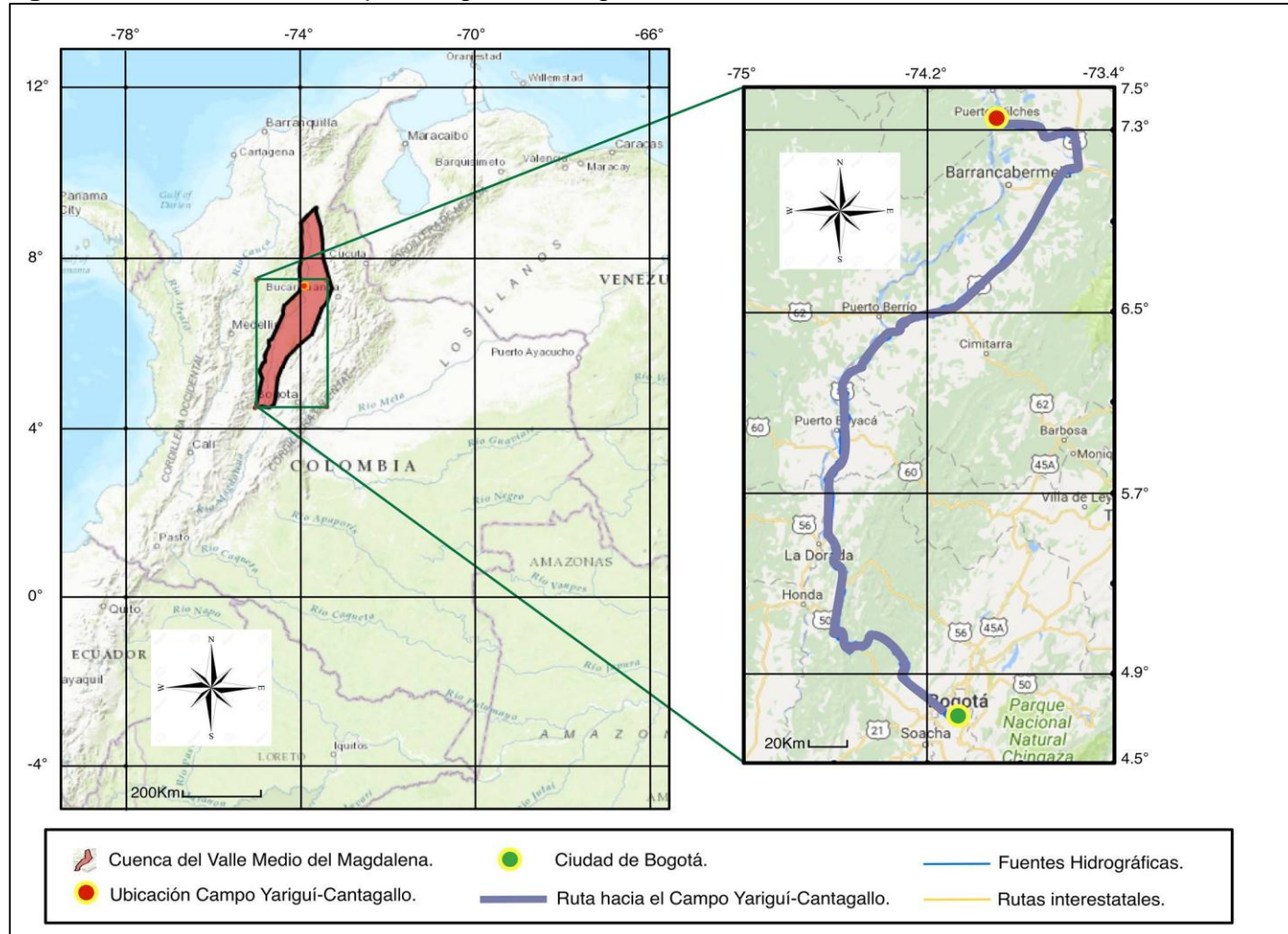
---

<sup>13</sup> ECOPETROL S.A. Actualización del modelo estático y plan de desarrollo de los yacimientos del Campo Yariguí Cantagallo -VMM- Colombia. 2005. p. 17

<sup>14</sup> MONROY y PERÉZ. Op. cit., p.31



**Figura 1. Localización Campo Yariguí- Cantagallo**



**Fuente:** <https://geovisor.anh.gov.co/> [Citado 24 de junio 2017] [En línea]. Modificado por el autor.

### 1.3 MARCO GEOLÓGICO

Se presentan las características geológicas estratigráficas, estructurales y del petróleo del Campo Yariguí-Cantagallo, ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

**1.3.1 Columna Estratigráfica:** Se puede observar en la **Figura 2** columna estratigráfica del Campo Yariguí Cantagallo.

**1.3.2 Estratigrafía.** El área de depositación del Campo Yariguí-Cantagallo está caracterizada por sedimentos no marinos de edad terciaria, que fueron depositados en un ambiente fluvial, estos sedimentos se asientan discordantemente sobre los sedimentos marinos clásticos-calcáreos del cretáceo y sobre rocas del basamento cristalino pre-cretáceo.<sup>15</sup> A continuación se describen las formaciones por la que atraviesan los pozos del campo Yariguí-Cantagallo, de la más antigua a la más reciente:

**1.3.2.1 Formación La Luna.** De acuerdo con Julivert (1968), esta formación pertenece a la edad Cretácico Tardío, puede ser descrita como una formación con calizas laminadas, de color gris oscuro, granos finos y densos, y con concreciones calcáreas típicas.<sup>16</sup> El miembro superior de la formación acuerdo con información de pozos el ambiente de depositación de la formación es marino de aguas profundas, y su espesor determinado mediante información de sísmica es de 2.000 pies. Además la formación tiene una ligera discontinuidad tiene características de fñanita negra rica en foraminíferos pelágicos. La Formación Umir suprayace con la Formación La Luna.<sup>17</sup>

**1.3.2.2 Formación Umir.** Su edad también es Cretácico Tardío, se encuentra en ligera- discordancia sobre la Formación la Luna e infrayace concordantemente a la Formación Lisama. Su parte superior está compuesta de lutitas grises oscuras, organizadas en capas delgadas con numerosas laminitas de carbón, láminas delgadas de mineral de hierro, arenisca de grano fino y limonita. Mientras que su parte inferior está caracterizada por lutitas en láminas delgadas de colores gris azulado a negro y gris oscuro, con láminas carbonáceas y mecáceas.<sup>18</sup>

---

<sup>15</sup> PLAZA, Daniel Arturo. Implementación del procedimiento de monitoreo para el sistema de inyección de agua del Campo Yariguí-Cantagallo. Universidad de América, 2011.

<sup>16</sup> JULIVERT, M., et al. COLOMBIE Précambrien, Paléozoïque, Mésozoïque, et intrusions d'âge mésozoïque-tertiaire. París, France: Centre National De La Recherche Scientifique, 1668. p.302

<sup>17</sup> MONROY, Brandol and PERÉZ, José. Evaluación técnica de los patrones de inyección de agua mediante simulación analítica en cinco pozos del bloque v centro del Campo Yariguí-Cantagallo mediante el software Sahara. Universidad de América, 2017. p.33

<sup>18</sup> JULIVERT, M., et al. Op. cit., 458-459.

**Figura 2. Columna Estratigráfica**

ERA	PERÍODO	ÉPOCA	PISOS	EDAD (MA)	FORMACIÓN	LITOLOGÍA	ZONAS PRODUCTORAS	ELEMENTOS	CONVENCIONES						
Cenozoico	Cuaternario	Pleistoceno	Superior	0.01	Mesa	[Lito: Arena]			Conglomerado						
			Medio	0.1					Arenisca						
			Calabriense	0.8					Lutita						
			Gelasiese	2					Caliza						
	Neógeno	Plioceno	Piacenziense	3	Grupo Real	[Lito: Arena]			Reservorio						
			Zancliense	4					Generadora						
			Mioceno	Messiniense					5	Colorado	[Lito: Arena]			Sello	
				Tortoniese					7					Discordancia	
		Serravaliense		12					Campo						
		Langhiense		14											Arenas interes
		Burdigaliense		16											
		Aquitaniense		20											
		Paleógeno	Oligoceno	Chattiense						23	Mugrosa	[Lito: Arena]			
				Rupeliense						28					
	Priaboniense			34											
	Eoceno		Bartoniense	38	Esmeraldas	[Lito: Arena]									
			Luteciense	41											
			Ypresiense	48											
			La Paz	56											
	Paleoceno		Paleoceno	Thanetiense	56	Lizama	[Lito: Arena]								
				Selandiense	59										
		Daniense		62											
		Mesozoico		Cretácico	Superior					Maastrichtiense	66	Umir	[Lito: Arena]		
Campaniense										72					
Santoniense	84														
Coniaciense	87														
Turoniese	90														
Inferior	Cenomaniense		94		La Luna	[Lito: Arena]									
	Albiense		101												
	Aptiense		113												
	Barremiense		125												
	Hauteriviense		130												
Jurásico	Superior	Valanginiense	133	Los Santos	[Lito: Arena]										
		Berriasiense	140												
			Titoniense	145	Giron	[Lito: Arena]									

**Fuente:** MONROY, Brandol., PÉREZ, José. Evaluación Técnica de los patrones de inyección de agua mediante simulación analítica en cinco pozos del bloque V centro del Campo Yariguí-Cantagallo mediante el software Sahara. 2017. p.34. Modificada por el autor

**1.3.2.3 Formación La Paz.** Su rango de edad posible está dentro del lapso Paleoceno-Eoceno; la base de esta unidad se encuentra en forma discordante sobre la Formación Lisama y su contacto superior es concordante y transicional con la Formación Esmeraldas. El miembro toro es la base de la formación, el cual está caracterizado por lutitas arenosas; la formación está constituida principalmente de areniscas masivas, conglomeráticas, de color gris claro, con estratificación cruzada y con intercalaciones dispersas de arcillas. Teniendo en cuenta las propiedades eléctricas de la formación se han distinguido los siguientes miembros<sup>19</sup>:

- **Arenas Cantagallo.** Suprayacen discordantemente a las formaciones Umir o La Paz, por la ausencia de facies atribuibles a La Formación Lizama; debido a esta falta de información o evidencias, puede llegarse a tener capas de clásticos asignadas a la Formación La Paz e infrayacentes a las Arenas de Cantagallo. Estas arenas constituyen el yacimiento productor más importante del campo, constan de niveles de arcillolitas intercaladas con arenas grauwáquicas.

- **Arenas C.** Son consideradas el segundo propósito de producción del Campo Yariguí-Cantagallo. Las infrayace, son concordantes sobre las Arenas Cantagallo e infrayacen discordantemente a las Arenas B de la Formación Mugrosa. La profundidad regional aproximada de las arenas en mención varía entre 4.600 y 6.600 pies, y su espesor total entre 800 y 1.800 pies.<sup>20</sup>

**1.3.2.4 Formación Mugrosa.** De acuerdo con De Porta (año: 1974), esta formación tiene un rango de edad entre el Eoceno Tardío y el Oligoceno. Descansa en contacto discordante con la Formación La Paz e infrayace concordantemente a la Formación Colorado. Su parte superior está constituida por areniscas con cantos rodados que se intercalan con arcillitas moteadas, mientras que la parte media se caracteriza por arcillitas moteadas con ciertas intercalaciones de areniscas de grano fino; por último, la parte inferior de la formación está caracterizada por areniscas de grano medio a fino, con intercalaciones de arcillitas de color “azul” o gris.<sup>21</sup> Está dividida en cuatro miembros informales de base a tope: Arenas B3, Arenas B2, Arenas B1, Arenas B0 y el Horizonte Fosilífero de Mugrosa.

- **Arenas B3.** Estas son consideradas el tercer objetivo de producción más importante del Campo Yariguí-Cantagallo, con un área de producción de aproximadamente 700 acres y un espesor neto petrolífero de aproximadamente 40 pies, estas arenas tienen una permeabilidad promedio de 260 md y una porosidad

---

<sup>19</sup> PLAZA, Daniel Arturo. Implementación del procedimiento de monitoreo para el sistema de inyección de agua del Campo Yariguí-Cantagallo. Universidad de América, 2011. p.27

<sup>20</sup> VARGAS PENA, Jennifer Lorena. Estudio de la viabilidad técnica en etapa temprana de proceso de recobor químico (Alcalí-Surfactante-Polímero) mediante simulación numérica en el Campo Yariguí-Cantagallo. Universidad de América, 2014. p. 33.

<sup>21</sup> DE PORTA, J., et al. AMÉRIQUE LATINE. París: Union Internarionale Des Sciencies Géologiques, 1974. ISBN 2-222-01611-8. p.373-75

promedio de 20%.<sup>22</sup> Estas arenas suprayacen discordantemente a las Arenas C e infrayace concordantemente a las Arenas B2, además constan de una alternancia de limolitas variocoloreadas y areniscas grauwáticas con arcillolitas.

**1.3.2.5 Formación Colorado.** El rango posible de edad de esta unidad es de Oligoceno a Mioceno Temprano, y corresponde a la parte superior del Grupo Chuspas. Está constituida en su parte superior de carbones con areniscas de grano medio. Su litología predominante son arcilitas abigarradas, e intercalaciones de areniscas con estratificación cruzada. La Formación Colorado infrayace en contacto discordante con la Formación Real, mientras que supreyace concordantemente a la Formación Mugrosa.<sup>23</sup>

**1.3.2.6 Formación Real.** Su edad general es Mioceno, consta de areniscas conglomeráticas, con estratificación cruzada, areniscas en capas delgadas e intercalaciones de arcilitas abigarradas, con, se pueden encontrar troncos carbonizados y silicificados. Esta formación descansa en contacto discordante sobre la Formación Colorado en algunos sitios y con la Formación Mugrosa en otros.<sup>24</sup>

**1.3.3 Geología estructural.** El campo produce de las arenas Cantagallo de la Formación La Paz y las arenas B3 de la Formación Mugrosa, ambas del terciario. Como se observa en la **Figura 3**, la estructura es un monoclinal fallado con buzamiento general E-SE con mayor ángulo en el área cercana a la falla Cantagallo, los ángulos de buzamiento varían de 50° a 9° y su extensión de 7 km por 2 km. Igualmente, en esta figura también se aprecia de color gris el basamento de la formación, con flechas de color café claro las fallas presentes en el yacimiento, y de diferentes colores en forma de líneas las unidades de la formación que se han depositado; es importante resaltar que después de la depositación de las arenas B1 se evidencia la falla Cantagallo con la que inicia la migración de hidrocarburos.

De acuerdo con estudios realizados por la empresa ECOPETROL S.A., se evidencia que la acumulación de hidrocarburos en el Campo Yariguí-Cantagallo es producto del sello combinado de la discordancia del Eoceno junto con la falla de Cantagallo, los cuales han servido como barreras para la migración de hidrocarburos. La estructura monoclinal del Campo Yariguí-Cantagallo es cortada en cinco bloques como se observa en la **Figura 4**, por la existencia de adicionales fallas transversales

---

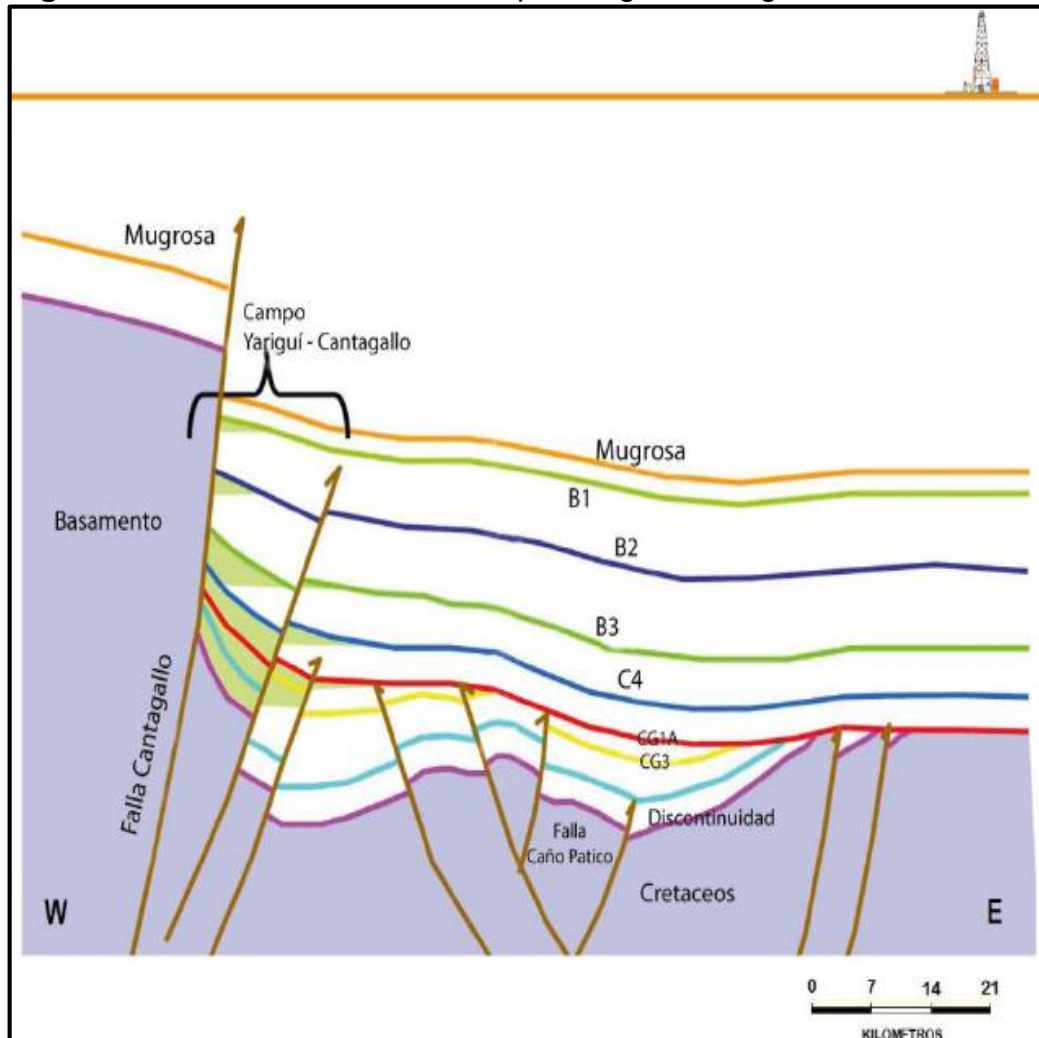
<sup>22</sup> NAVARRO, Mario Andrés. Evaluación técnico financiera del desempeño en la perforación de un pozo con el taladro hidráulico PW-147 1500 HP de alimentación automática- tecnología súper single- en el Campo Yariguí. Universidad de América, 2016.p.35

<sup>23</sup> Ibid., p. 142

<sup>24</sup> Ibid., p. 415-416

en su mayoría de tipo normal; de los cinco bloques del Campo, nombrados del I al V, el bloque V representa el 80% del OOIP..<sup>25</sup>

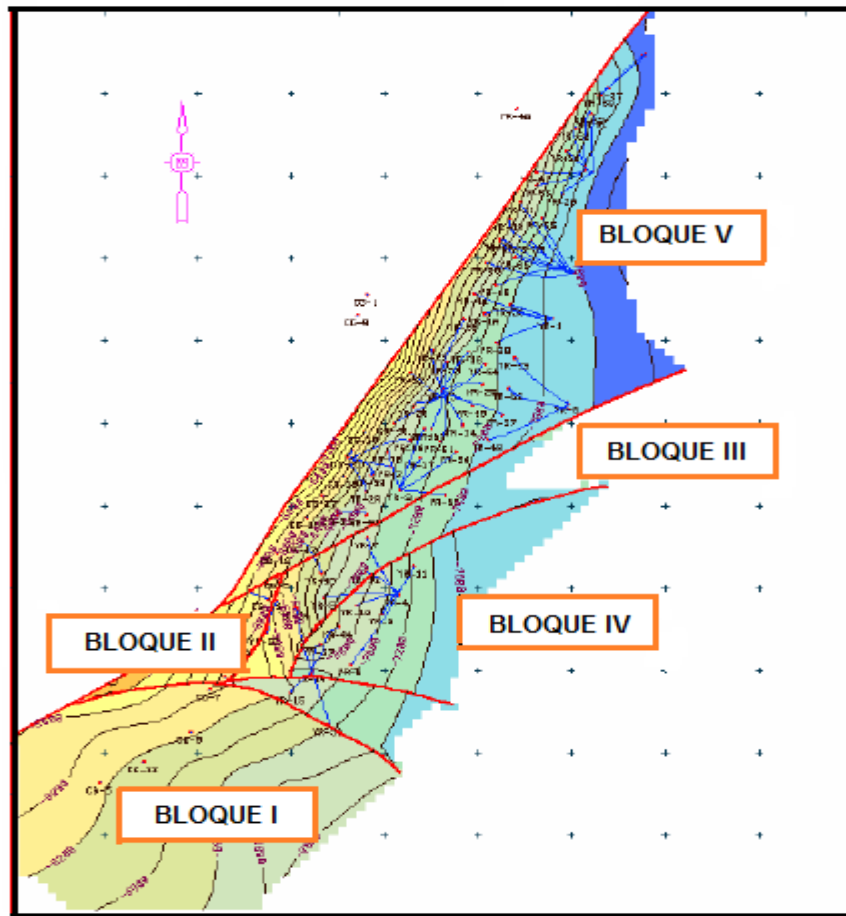
**Figura 3.** Corte estructural del Campo Yariguí-Cantagallo



**Fuente:** ROCHA, Jorge; JULIO Juliette. Determinación de la continuidad de la arena B3 en la caracterización petrofísica de la formación Mugrosa mediante registros durante la perforación (LWD) de pozos horizontales en el campo Yariguí. 2016. p. 37.

<sup>25</sup> L. E. Perez, J. G. Gonzalez Mosquera, V. Gomez Ramirez, E. Lozano Guarnizo, L. S. Tirado and J. A. Vargas Medina, "Integrated Reservoir Management Enhances the Recovery in a Mature Field," 2007.p.1

**Figura 4.** Mapa estructural al tope de las Arenas Cantagallo



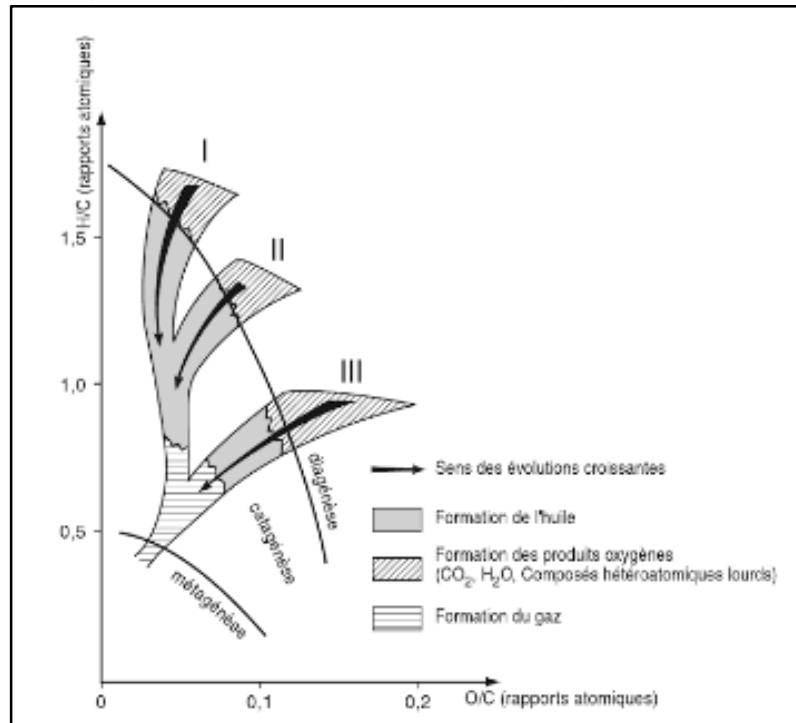
**Fuente:** PEREZ, Laura. et. all. Integrated Reservoir Management Enhances the Recovery in a Mature Field. En: Society of Petroleum Engineers. Mayo 2007. SPE-107885-MS. p. 4. Modificado por el autor.

**1.3.3.1 Geología del petróleo.** El petróleo producido en el área es un black oil de 21° API con viscosidad promedio de 24 cP. En el siguiente se exponen los elementos asociados al sistema petrolífero del Campo.

- **Roca Generadora.** En el sistema petrolífero de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), a la que pertenece el campo, la Formación La Luna es la roca generadora primordial, en esta Formación los valores presentes promedio de TOC para el año 2009 oscilan del 2 al 6% , se identificó kerógeno tipo II, este tipo de kerógeno es rico en contenido de hidrógeno y con bajo contenido de carbono, como se observa en la **Figura 5**, un espesor promedio de 300 m y un promedio de reflectancia de vitrinita (%Ro) del 0.8 %. En las formaciones Rosablanca, Paja y

Tablazo las calizas y lutitas presentes son de igual forma considerados rocas generadoras, pero estas con un potencial limitado.<sup>26</sup>

**Figura 5.** Diagrama de Van de Krevelen (eje Y: relación hidrógeno/carbono; eje y: relación Oxígeno/Carbono)



**Fuente:** BIJU-DUVAL, Bernand, Géologie Sédimentaire. Bassins Environnements De Dépôts Formation Du Pétrole. Paris: Editions Technip, 1999. P.658.

- **Roca almacenadora.** De acuerdo a las edades geológicas se determinaron las siguientes formaciones como rocas generadoras, para el Cretácico son las formaciones: Los Santos, Rosablanca, Tablazo y La Luna, esta última específicamente por calizas fracturadas, y para el Cenozoico: las formaciones que contienen estas rocas reservorio son: La Paz hasta Mugrosa-Colorado.<sup>27</sup> En el Campo Yariguí-Cantagallo, las rocas con una alta capacidad de almacenamiento están en las Arenas Cantagallo, Arenas C y Arenas B.

- **Roca Sello.** Los niveles arcillosos intra-formacionales de las unidades terciarias y las unidades arcillosas del Cretácico, son catalogados como rocas-sello. Para el

<sup>26</sup> GARCÍA, Mario, *et al.* Informe Ejecutivo. Evaluación del potencial hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas; Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones Universidad Industrial de Santander, 2009.p. 79

<sup>27</sup> GARCIA, et al. Op. cit., p. 79



Campo Yariguí-Cantagallo, las rocas-sello se encuentran en la Formación Mugrosa, debido a que ésta consta de niveles de arcilla situados por encima o por debajo de las arenas productoras del Campo, es decir una configuración denominada como “pares arena-sello”.

• **Migración.** Este fenómeno puede presentarse lateral o verticalmente en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la migración lateral se presenta por areniscas de la edad oligocena, mientras que la migración vertical es el resultado de las fallas que están en contacto con la Formación La Luna. Las barreras más significativas para la migración de hidrocarburo en el Campo Yariguí-Cantagallo son la Falla Cantagallo y las fallas secundarias, es decir migraciones verticales.

• **Trampa.** En esta sección de Geología del Petróleo se resaltan aquellas estructuras anticlinales asociadas a fallas; para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, se asocian como barreras de permeabilidad: la presencia de fallas en la secuencia Cenozoica. Como bien se mencionó anteriormente, el Campo Yariguí-Cantagallo tiene una estructura monoclinall fallada, asociada a la Falla de Cantagallo que da paso al entrapamiento de los fluidos.<sup>28</sup>

#### 1.4 CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA

El estudio realizado abarca la evaluación de las características del flujo de fluidos a través del medio poroso, y la capacidad de almacenamiento de la roca; ya que con el conocimiento de las mismas se analiza una mejor alternativa de solución al problema evidenciado.

**1.4.1 Porosidad ( $\Phi$ ).** Teniendo en cuenta los datos de la evaluación petrofísica, la porosidad determinada por promedio aritmético para las arenas Cantagallo en el bloque V es de 19%. Este parámetro a nivel de unidades es uniforme, sin embargo, se representa principalmente en las cuatro primeras unidades, debido a que estas fueron atravesadas por un mayor número de pozos.<sup>29</sup>

**Tabla 1.** Porosidad, unidades arenas Cantagallo

Propiedad	CG1	CG2	CG3	CG4	CG5	CG6	CG7	CG8	CG
Porosidad promedio (%)	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.18	0.2	0.19

**Fuente:** Plan de Desarrollo, Campo Yariguí – Cantagallo, Ecopetrol 2.012.

<sup>28</sup> MONROY, PEREZ., Op.,cit. p.38

<sup>29</sup> JIMENEZ, Ana, *et al.* Informe técnico para solicitud de aprobación de Pilotos de inyección de agua mejorada e inyección de agua alternada con gas (WAG). Bogotá D.C: 2013. p. 27.

**1.4.2 Permeabilidad (k).** Para las subunidades de las arenas Cantagallo del Bloque V se presentan valores de permeabilidad uniformes. Además, la diferencia de permeabilidad por unidad mediante los promedios aritmético y geométrico es pequeña, indicando una propiedad homogénea, como respuesta contraria a lo que se esperaba consecuencia a la consideración del yacimiento como heterogéneo.<sup>30</sup>

**Tabla 2.** Permeabilidad unidades arenas Cantagallo

Propiedad	CG1	CG2	CG3	CG4	CG5	CG6	CG7	CG8	CG
Permeabilidad (Promedio Aritmético) (mD)	183	197	189	173	173	122	95	118	156
Permeabilidad (Promedio geométrico) (mD)	171	182	172	157	149	94	78	105	136

**Fuente:** Plan de Desarrollo, Campo Yariguí – Cantagallo, Ecopetrol 2.012.

**1.4.3 Índice de Heterogeneidad.** El índice de heterogeneidad hace referencia a todo valor que permita evaluar el comportamiento de un pozo en particular en relación al promedio de los pozos estudiados para una propiedad específica. Teniendo en cuenta el estudio realizado en la tesis de monitoreo para el sistema de inyección de agua en el campo de estudio en el año 2.011, en la que se realiza un gráfico de comparación entre el índice de heterogeneidad promedio de aceite por pozo y el mismo de producción de agua, se contempla aproximadamente un 70% como índice promedio de heterogeneidad de producción de aceite y de agua.<sup>31</sup>

**1.4.4 Saturación de agua irreducible (Swirr).** Este parámetro se determinó mediante análisis de presión capilar con mercurio realizados por Shell y análisis complementarios realizados por Ecopetrol sobre núcleos de pozos del Campo. El resultado de la saturación de agua irreducible promedio para las arenas Cantagallo es de 32%.

**1.4.5 Saturación de aceite residual (Sor).** Para las arenas Cantagallo se determinó una saturación de aceite residual del 23%. Lo anterior por medio de análisis de permeabilidades relativas realizadas en núcleos de un pozo del campo.

**1.4.6 Propiedades de fluido.** Gracias a un análisis realizado por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) se establece que químicamente el crudo es de tipo

<sup>30</sup> Ibid., p 28.

<sup>31</sup> COLMENARES, Kelly Margarita, *et al.* Informe de actividades para desarrollo del proyecto de expansión inyección de agua mejorada. Campo Yariguí-Cantagallo. Vicepresidencia ejecutiva de exploración y producción, gerencia estratégica de desarrollo de Yacimientos; Bogotá D.C: 2015. p.65

asfalténico en los yacimientos de las arenas C y arenas Cantagallo. En la **Tabla 3** se observan las propiedades principales.<sup>32</sup>

**Tabla 3.** Propiedades de Fluido

Propiedades	Formación	
	La Paz	
	Arenas CG ( -7000 s.s)	Arenas C (-5214 s.s)
Tipo de Fluido	Mediano	Mediano
Gravedad API, °API	20.5	20.2
Gravedad específica del gas	0.63025	0.661
Gravedad específica del aceite	0.931	0.9325
Fración molar C7+, %	52.4	56.4
Presión de saturación Ps, psi	2425	2526
Temperatura de yacimiento Ty, °F	138.6	127.8
Factor volumétrico del petróleo @ Ps & Ty, RB/STB	1.1494	1.1164
Factor volumétrico del gas @ Ps & Ty, RB/MMSCF	1.0635	-
Viscosidad del petróleo @ Ps & Ty, cp	22	31.5
Viscosidad del gas @ Ps & Ty, cp	0.01686	-
Relación gas – aceite (Rs) @ Ps & Ty, SCF/STB	299	225
Color	Oscuro	Oscuro

**Fuente:** ECOPETROL, Informe actividades para desarrollo del proyecto de expansión inyección de agua mejorada, Bogotá, 2015, p.19. Modificado por el autor

## 1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

Los primeros estudios geofísicos desarrollados en el Campo iniciaron entre los años 1940 y 1941, posteriormente se llevaron a cabo las primeras perforaciones en el campo, los pozos Cimitarra 1 y Cimitarra 2, a los cuales se les cambió a los nombres Cantagallo N. 1 y Cantagallo N. 2 respectivamente; en el primero se identificaron manifestaciones de aceite y gas, y para la fortuna del Campo el segundo es atribuido como el pozo descubridor por su producción de 286 barriles de petróleo de 20.1 API.<sup>33</sup>

<sup>32</sup> Ibid., p 66

<sup>33</sup> MONROY, PERÉZ., Op., cit. p.39

El Campo continuó su desarrollo de producción, en agosto de 1962 la operación evidenció la máxima producción con 43 pozos activos: se obtuvieron 20.340 BOPD y un 2% de BSW. Para el año 2008, el Campo implementa la inyección de agua como un proyecto de recuperación secundaria de petróleo y con este realiza perforaciones y conversiones adicionales en el Campo. ECOPETROL S.A. el 14 de febrero de 2014 notifica el logro que obtiene en el Campo Yariguí-Cantagallo, al producir 18.175 BOPD, una cifra record que no registraba desde el año 1962. <sup>34</sup>

**1.5.1 Mecanismo de producción.** De acuerdo con la estructura del Campo, éste se ha dividido en cinco bloques, podría decirse que cada uno de los bloques tiene un mecanismo de producción. El gas en solución es el principal mecanismo de producción para los bloques del I al III, mientras que para el bloque IV es un fuerte empuje hidráulico, y para el bloque principal del campo; bloque V, los mecanismos de producción son un la combinación de drenaje gravitacional, un empuje parcial de agua y gas en solución. <sup>35</sup>

Con el paso del tiempo, se evidenció la falta de energía del yacimiento que se tradujo en una declinación fuerte de presión; originalmente la presión del yacimiento a una profundidad TVDSS de -7.000 pies era de 3.300 psi, en el momento en que se da inicio a la inyección de agua, la presión en el sector Sur declinó desde 1.000 psi hasta 2.100 psi en el sector Norte. El proceso de inyección de agua comenzó en Octubre de 2008, con 29 pozos inyectoros y 7 pozos inyectoros convertidos a pozos productores, para un total de 36 pozos inyectoros con un caudal de inyección asociado de 142.000 BWIPD, al inicio de la inyección se alcanza una producción de agua acumulada de 37.401,076 BBLS, con una producción de aceite primario de 12.699,334 BPD. Se realizó la planeación de la segunda fase del proyecto de inyección de agua durante el año 2009, en ésta se llevó a cabo la perforación de 4 pozos (YR-505, YR-506, YR-508, YR-509). Como consecuencia: para ese año la producción promedio diaria fue de 11.393 BOPD. <sup>36</sup>

El 17 de marzo de 2.014, se implementó el primer patrón de inyección de polímero con un caudal de inyección de 1.000 BWPD y una concentración de polímero de 1.500 ppm en el pozo inyector A. El 27 de abril del mismo año se lleva a cabo el segundo patrón de inyección con la misma tasa de inyección y una concentración de polímero de 800 ppm en el pozo inyector F. Este proyecto después de 15 meses de operación reportó un incremental acumulado de petróleo mayor a 60.000 BBLS con cortes de agua estables. <sup>37</sup>

---

<sup>34</sup> MONROY, PEREZ. Op. cit., p.39

<sup>35</sup> PEREZ, *et al.* Op.,cit. p.1

<sup>36</sup> PLAZA, Op. cit., p.46

<sup>37</sup> MAYA,G., *et al.* Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field. Society of Petroleum Engineers, 2015. p.11

Actualmente el crudo producido en el campo es de 21 API, con una viscosidad de 20 cP a temperatura de yacimiento de 140 F.

**1.5.2 Tiempo de producción y número de pozos.** La producción del Campo Yariguí-Cantagallo inició en el año 1.942 y hasta la fecha acumula 75 años de producción. Para finales de 2.016 el campo tiene 106 pozos activos, 50 de los anteriores son inyectores con tecnologías de recobro secundario, 8 pozos inyectores con recobro mejorado y 48 pozos productores.

**1.5.3 Producción acumulada.** Para el año 2.015, el campo tiene una producción promedio de crudo de 15.900 BOPD, producción de agua de 25.700 BWPD y 62% de corte de agua. En el mismo año, la inyección de agua como proceso de recobro secundario se realiza mediante 25 pozos inyectores de los 28 pozos completados, con una inyección promedio de 45.000 BWPD y un caudal de agua de inyección acumulada de 69 BBLS.<sup>38</sup>

---

<sup>38</sup> COLMENARES ET AL. Op.cit., p.30

## 2. TECNOLOGÍA CONFORMANCE QUÍMICO

El proceso de inyección de agua es una técnica de recobro secundario implementada en la mayor cantidad de campos en el mundo. Hoy en día en búsqueda de incrementar el factor de recobro en campos sometidos a procesos de recobro secundario y de esta forma asegurar su sostenibilidad, se estudian técnicas de conformance enfocadas a mejorar la eficiencia de barrido del proceso de recuperación de petróleo. En este capítulo se presentan los aspectos fundamentales del proceso de inyección de agua y de la tecnología de conformance.

### 2.1 INYECCIÓN DE AGUA

Con el paso del tiempo la producción de petróleo disminuye como consecuencia de la declinación de presión en el yacimiento, además un porcentaje significativo de petróleo no puede ser producido mediante el empleo de métodos convencionales. En búsqueda de optimizar la producción de petróleo se han desarrollado métodos de recobro secundario y terciario, los cuales implican la inyección de un fluido (gas o líquido) al yacimiento.

En la actualidad la inyección de agua es el método de recobro dominante en el mundo con miles de proyectos activos<sup>39</sup>. La historia menciona que este proceso se obtuvo accidentalmente en Pennsylvania en el año 1.865, el agua proveniente de acumulaciones de agua superficiales entraba al intervalo productor en los pozos perforados y aumentaba la producción de petróleo en los pozos vecinos<sup>40</sup>.

En ocasiones cuando se realiza un proceso de inyección de agua se puede presentar una irrupción temprana de agua en la producción de un pozo, este podría ser la consecuencia de la presencia de canalizaciones de agua, canales preferenciales de flujo (zonas de mayor permeabilidad). Adicionalmente sí el agua tiene una mayor movilidad que la del petróleo, puede ocurrir digitación de agua.<sup>41</sup>

La inyección de agua es el método convencional más conocido de recobro secundario de petróleo, este proceso está caracterizado por la eficiencia del agua para desplazar a los hidrocarburos del medio que invade, y el aumento rápido de la presión del yacimiento. Sin embargo, después de esta inyección bajo condiciones del proceso y el yacimiento todavía queda un porcentaje significativo de petróleo original en sitio.<sup>42</sup>

---

<sup>39</sup> CONAWAY, Charles F. Petroleum Industry : A Non-Technical Guide. Tulsa: PennWell, 2002. p. 80

<sup>40</sup> DE FERRER, Magdalena París. Métodos De Predicción. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A, 2001. p.11

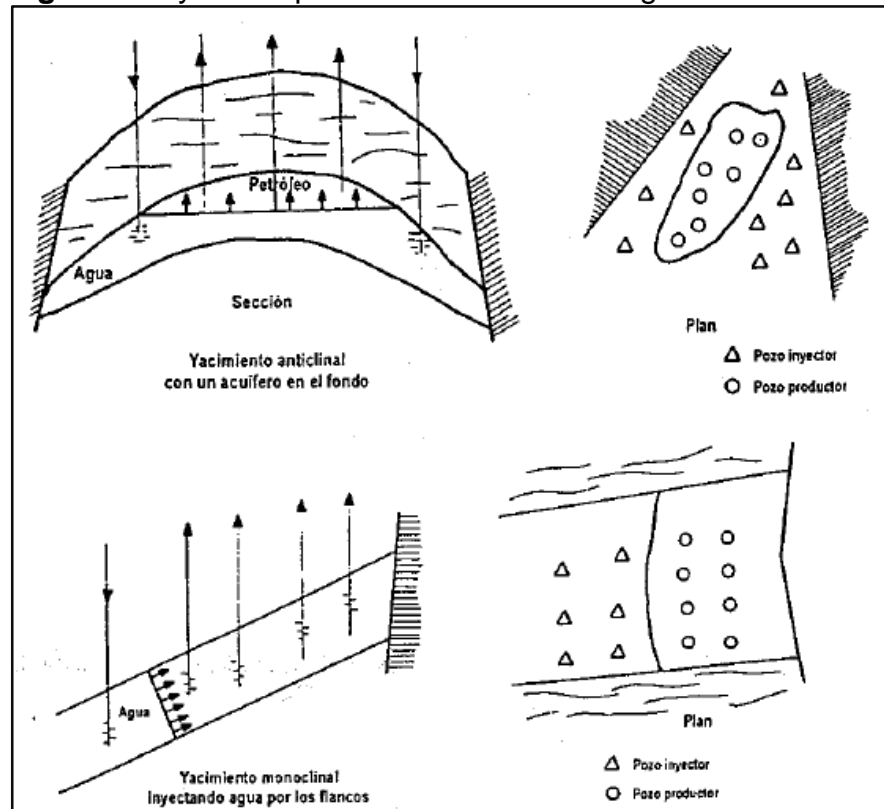
<sup>41</sup> Ibid., p23

<sup>42</sup> Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico. Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales. 2nd ed. Venezuela: CIED, 1997. p.1

**2.1.1 Tipos de inyección.** Existen dos formas para efectuar un proceso de inyección de agua, estas se desarrollaron teniendo en cuenta la posición de los pozos inyectoros y productores.

**2.1.1.1 Inyección periférica o externa.** En este tipo de inyección el agua es inyectada en los flancos del yacimiento, fuera de la región de petróleo. Además, es también conocida como inyección tradicional, como se puede ver en la **Figura 6**, el agua es inyectada en el acuífero cerca al contacto agua petróleo.

**Figura 6.** Inyección periférica o externa de agua.



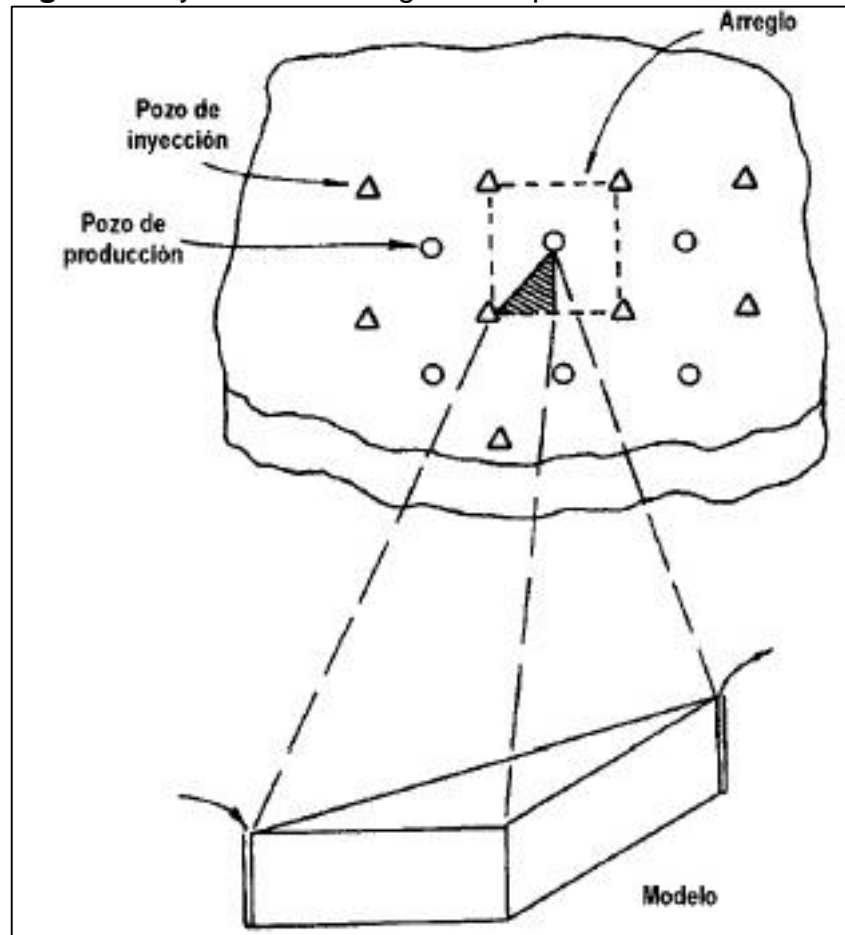
**Fuente:** DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, cap. 2, Maracaibo, Venezuela. p.13.

Este tipo de inyección se lleva a cabo en el escenario en el que la estructura del yacimiento beneficia la inyección y/o en el que no se tiene una buena descripción del yacimiento, por esta última razón no se puede hacer un seguimiento detallado del frente de invasión. Sin embargo una de las ventajas del método es que requiere pocos pozos, de esta forma es posible realizar este tipo de inyección utilizando los pozos existentes.

**2.1.1.2 Inyección en arreglos o dispersa.** Este tipo de inyección es además llamada inyección de agua interna en razón a que, en este, el agua es inyectada a

la región de petróleo por medio de un número significativo de pozos inyectoros que junto con los pozos productores forman un arreglo geométrico, como se aprecia en la **Figura 7**.<sup>43</sup>

**Figura 7.** Inyección en arreglos o dispersa.



**Fuente:** DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, cap.2. Maracaibo, Venezuela. p. 14.

**2.1.2 Factores que influyen en la inyección de agua.** Para realizar una selección adecuada del arreglo se deben tener en cuenta:

**2.1.2.1 Mojabilidad de la roca.** Esta propiedad puede ser explicada como la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. La tendencia de un líquido para extenderse sobre la superficie sólida es un indicio de las características de mojabilidad o humectabilidad del líquido por el sólido. Esta tendencia de adherirse puede ser

<sup>43</sup> DE FERRER. Op.cit., p.12-15



expresada convencionalmente por la medida del ángulo de contacto en la superficie sólida, este ángulo es llamado el ángulo de contacto  $\Theta$ .

**2.1.2.2 Fuerzas Capilares.** La atracción entre la superficie sólida y el fluido, es básicamente la fuerza capilar, la cual es uno de los mecanismos más importantes durante la inyección de agua.

**2.1.2.3 Razón de movilidad.** La movilidad de un fluido es definida como la facilidad que tiene el mismo de moverse a través del yacimiento. La razón de movilidad en una inyección de agua es la movilidad del fluido desplazante (agua) dividida en la movilidad del fluido desplazado (petróleo).

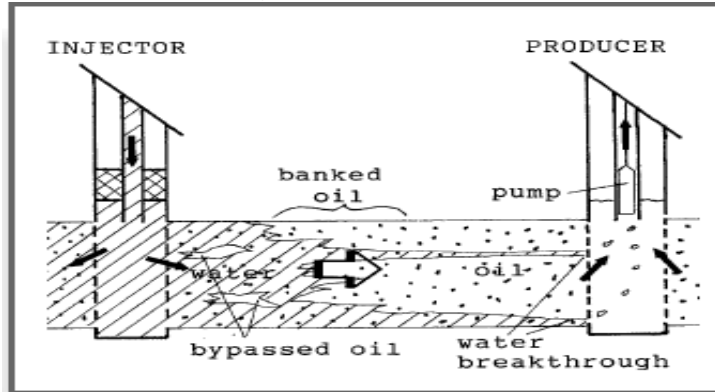
La eficiencia de barrido del proceso de inyección está afectada por su razón de movilidad. La viscosidad y la permeabilidad relativa son los factores más determinantes de la razón de movilidad. Así en los yacimientos con petróleo de una viscosidad alta generalmente en el proceso de inyección de agua presentan una eficiencia pobre, mientras que los yacimientos con una mayor gravedad y menor viscosidad de petróleo tienen una mayor eficiencia durante la inyección<sup>44</sup>.

**2.1.2.4 Heterogeneidad del yacimiento.** Es la cualidad de cualquier parámetro físico o petrofísico de cambiar su valor o atributo, al cambiar la posición de su medición, indiferentemente de la dirección de la medición. Las fuerzas naturales que formaron el yacimiento estuvieron en constante flujo, resultando en abundantes heterogeneidades verticales y horizontales. Algunas heterogeneidades generan que en la mayoría de yacimientos se presente un barrido no uniforme de la inyección de agua, ya que se presentan zonas de alta permeabilidad o zonas ladronas, las cuales toman una mayor porción de agua. Esto conduce a una irrupción temprana de agua y una eficiencia de barrido deficiente como se muestra en la **Figura 8**.

---

<sup>44</sup> CONAWAY. Op.cit., p.82

**Figura 8.** Heterogeneidad del yacimiento



**Fuente:** C. Conaway. The petroleum Industry a nanotechnical guide.p.83

- **Heterogeneidad vertical.** Este es uno de los parámetros con mayor influencia en la eficiencia de barrido vertical y en particular su grado de variación en dirección vertical. Durante la predicción e interpretación del comportamiento del fluido desplazante en los procesos de recobro secundario y terciario, encontraron que la organización de la información disponible de los análisis de núcleos era un problema. La permeabilidad en particular generaba este problema ya que estos valores varían por más de un orden de magnitud entre diferentes estratos. Los métodos más usados para describir la heterogeneidad vertical de la formación son: La variación de la permeabilidad V Dykstra-Parsons y el Coeficiente de Lorenz L.<sup>45</sup>

- **Heterogeneidad Areal.** Este tipo de heterogeneidad incluye la variación areal de las propiedades de la formación (como la porosidad, permeabilidad, saturación de agua), factores geométricos como la posición, alguna falla natural, y un límite como la presencia de un acuífero o capa de gas. En cuanto a los métodos para definir esta heterogeneidad son indirectos y tienen en cuenta cuestiones más inciertas como la localización de las fallas de un análisis de prueba de pozo.<sup>46</sup>

**2.1.2.5 Patrones de inyección o configuración de pozos.** Gran parte de los campos petroleros agotados, son sometidos a procesos de recuperación secundaria, estos procesos han sido desarrollados con pozos espaciados irregularmente. Sin embargo, gracias a estudios detallados de las características del yacimiento se ha diseñado arreglos con espacios uniformes, donde los pozos inyector y productores forman figuras geométricas conocidas. En otras palabras, un arreglo de pozos es la forma como están configurados los pozos inyector y productores en los yacimientos. Estos arreglos se clasifican en irregulares, donde los pozos inyector y productores están puestos de forma desordenada; y

<sup>45</sup> Ahmed Tarek. Fundamentals of Rock Properties. En: Reservoir Engineering Handbook. 3rd Edition ed. Elsevier, 2006a. p.262

<sup>46</sup> Ibid., p.274

geométricos donde los pozos inyectores y productores están distribuidos arealmente, estos últimos arreglos se subdividen en arreglos en línea y arreglos periféricos.<sup>47</sup>

**2.1.2.6 Eficiencia de barrido.** Como resultado de la variación de la permeabilidad en dimensión vertical, cualquier fluido inyectado para desplazar el crudo se moverá como un frente irregular. El termino eficiencia de barrido o también llamado como eficiencia de invasión, se refiere a la medida de la invasión uniforme de agua (Anon.).Las eficiencias de barrido son clasificadas de la siguiente forma:

- **Eficiencia de barrido Areal ( $E_A$ ).** Se indica con las letras  $E_A$ , es definida como la fracción del patrón de inyección del yacimiento que ha sido contactado por el fluido desplazante. Este parámetro aumenta constantemente con la inyección, desde cero al inicio de la inyección hasta cuando se produce la ruptura de agua, después de esto la eficiencia de barrido areal continua incrementando a una tasa más lenta. La eficiencia de barrido areal depende de la razón de movilidad (M), la configuración de los patrones de inyección, la cantidad de agua inyectada acumulada ( $W_{inj}$ ), la distribución de presión entre los pozos inyectores y pozos productores, y la dirección de la permeabilidad.<sup>48</sup>

- **Eficiencia de barrido Vertical ( $E_V$ ).** Se refiere a la fracción del área vertical total del yacimiento que es contactada por el fluido desplazante.

- **Eficiencia de barrido Volumétrica.** Hace referencia a la fracción del volumen total del yacimiento que es invadido o entra en contacto con el fluido desplazante. Esta eficiencia es calculada a partir de la fracción contactada con la cual ocurre la invasión vertical, en consecuencia a la estratificación; y a fracción areal contactada, debido a la configuración y espaciamiento de los pozos.<sup>49</sup>

**2.1.3 Métodos de predicción para la inyección de agua.** Con la finalidad de predecir el comportamiento de la inyección de agua, se han estudiado diferentes métodos, teniendo en cuenta los diferentes fenómenos presentes en el yacimiento durante el proceso de inyección. De acuerdo con el objeto de estudio los métodos de predicción del comportamiento de la inyección de agua se pueden categorizar en los siguientes grupos:<sup>50</sup>

---

<sup>47</sup> Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico. Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales. 2nd ed. Venezuela: CIED, 1997. ISBN 980-284-842-2. p. 1-10

<sup>48</sup> AHMED. Op.cit., p.933.

<sup>49</sup> INSTITUTO DE DESARROLLO PROFESIONAL Y TÉCNICO. Op. Cit., p.3-3

<sup>50</sup> CRAIG,Forrest. The reservoir engineering aspects of waterflooding. 2 ed. ed. New York: Society of Petroleum Engineers of AIME, 1971. p. 78.

**2.1.3.1 Métodos ligados a la heterogeneidad del yacimiento.** Como su nombre lo indican estos métodos tienen en cuenta la heterogeneidad del yacimiento, en esta categoría se encuentran los siguientes:

- Métodos asociados a los efectos de una inyectividad variable, capa por capa, en la porción radial del yacimiento que rodea el pozo inyector.
- Métodos relacionados al recobro de petróleo, capa por capa
- Métodos que caracterizan al yacimiento de acuerdo a sus heterogeneidades correspondiente a su variación de permeabilidad y calcula un efecto general.

De acuerdo a lo anterior algunos ejemplos de los métodos descritos son:

- Método de Yuster-Suder-Calhoun
- Método de Prats–Matthews–Jewett–Baker
- Método de Stiles.
- Método de Dykstra–Parsons

**2.1.3.2 Métodos ligados a la eficiencia de barrido areal.** Estos métodos están basados en los estudios de la eficiencia de barrido areal después de la ruptura de agua, la mayoría de veces esta expresado en función de la razón de movilidad. Conforme a este parámetro se consideran los siguientes métodos:

- Método de Muskat
- Método de Hurst
- Método de Caudle et al
- Método de Aronofsky
- Método de Deppe-Hauber

**2.1.3.3 Métodos ligados al mecanismo de desplazamiento.** En esta categoría los métodos tienen en cuenta el avance del frente de invasión, en otras palabras, muestran la presencia de aceite móvil y un gradiente de saturación detrás del frente de invasión:

- Método de Buckley-Leverett
- Método de Craig-Geffen-Morse

➤ Método de Rapoport-Carpenter-Leas

➤ Método de Higgins y Leighton

**2.1.3.4 Métodos ligados a modelos matemáticos.** A continuación se enuncian los más utilizados:

➤ Método de Douglas-Blair-Wagner

➤ Método de Hiatt

➤ Método de Douglas-Peaceman-Rachford

➤ Método de Warren y Cosgrove

➤ Método de Morel-Seytoux

**2.1.3.5 Métodos empíricos.** Estos métodos se desarrollan teniendo como base resultados de proyectos realizados anteriormente:

➤ Método de Guhrie-Greenberger

➤ Método Schaver

➤ Método de Guerrero-Earlougher

➤ Estudio estadístico del Instituto Americano del Petróleo (API)

**2.1.3.6 Método de Dykstra y Parsons.** En el año 1950 Dykstra- Parsons presentaron una correlación con el fin de predecir el comportamiento de las propiedades en un yacimiento, considerado como un sistema estratificado formado por varios estratos sometido a un proceso de inyección de agua, en el que la recuperación de petróleo es calculada en función de la razón de movilidad y de la heterogeneidad del sistema. Según Paris de Ferrer para el desarrollo del método se realizaron las siguientes suposiciones<sup>51</sup>:

➤ El yacimiento se considera como un sistema con estratos de permeabilidad uniformes y aislados

➤ Se considera un desplazamiento tipo pistón sin fugas

➤ Sistema lineal y flujo continuo

---

<sup>51</sup> FERRER DE PARÍS, Magdalena. Inyección de agua y gas en campos petrolíferos. Maracaibo: Astro-Dala, 2001.p 213

- En todas las capas se supone que las propiedades de porosidad y permeabilidad relativa al petróleo y al agua son iguales
- Los fluidos son incompresibles
- La caída de presión a través de cada estrato es igual
- En cada estrato la razón de movilidad es la misma.

**2.1.3.7 Método de Stiles.** En este método de predicción Stiles tiene en cuenta los efectos producto de la heterogeneidad del yacimiento. El desarrollo del mismo es con base a las diferentes posiciones de los frentes de flujo durante la inyección, en un sistema con capas lineales con diferentes permeabilidades.<sup>52</sup> Dentro de las limitaciones de este método se tienen:

- Flujo continuo y lineal
- Las tasas de inyección y de producción en cada capa, son proporcionales a su permeabilidad y a la razón de movilidad del fluido producido a través de cada una.
- El avance frontal del frente de invasión en cada capa es proporcional a su permeabilidad como consecuencia de la razón de movilidad igual a 1; no obstante esta propiedad puede tener cualquier valor en el cálculo del flujo fraccional de agua y la razón de movilidad agua-petróleo.
- Las características en todas las capas son las mismas con excepción a la permeabilidad
- Los cambios de saturación de petróleo son iguales en todas las capas
- Después de la ruptura de agua, la eficiencia de barrido areal se mantiene constante
- Solo se produce un fluido a través de cada capa a un determinado tiempo.

**2.1.3.8 Método de Craig Geffen & Morse.** Este método fue desarrollado aplicando el concepto de razón de movilidad durante un proceso de inyección de agua, en un yacimiento con empuje por gas en solución como mecanismo de producción, en un patrón de inyección de 5 pozos. Mediante este método también es posible predecir

---

<sup>52</sup> BUITRAGO, Solange and ANGARITA, Natalia. Desarrollo de un modelo predictivo para la inyección de químicos surfactantes-polímeros convencional. Universidad de América, 2016. p.81

el desempeño de un patrón con inyección de gas.<sup>53</sup> Este método considera los efectos de la eficiencia areal, los mecanismos de desplazamiento presentes, la estratificación e inyectividad variables, con la finalidad de predecir el comportamiento de yacimientos con inyección de agua o gas en un arreglo de 5 pozos. Es posible realizar los cálculos, adaptando las ecuaciones para otros tipos de arreglos, sin embargo se debe asumir que el cubrimiento de flujo es un 100% en cada capa del yacimiento estratificado.

Con el fin de determinar la eficiencia de barrido areal antes y después de la ruptura Craig y colaboradores derivaron ecuaciones y correlaciones experimentales, para realizar los cálculos se debe realizar en 4 etapas que son<sup>54</sup>:

- Etapa 1. Esta ocurre con la condición de que exista gas libre al inicio de la invasión. Esta etapa comienza con la inyección de agua y termina cuando los bancos de petróleo se ponen en contacto, encuentro denominado interferencia.
- Etapa 2. Desde que se da lugar la interferencia hasta que el espacio dejado por el gas producido se llene por el agua inyectada, etapa conocida como llene.
- Etapa 3. Esta etapa comprende desde el llene del gas hasta la ruptura de agua en los pozos productores.
- Etapa 4. Inicia desde la ruptura del agua hasta el límite económico del proyecto.

## 2.2 CONFORMANCE

El término conformance, es originalmente definido como la medida de la eficiencia volumétrica durante un proceso de recuperación de petróleo o un proceso llevado en el yacimiento.<sup>55</sup> Las tecnologías de conformance corresponden a la aplicación de procedimientos en los pozos que afectan al yacimiento, con el objetivo de reducir los altos cortes de agua, aumentar la eficiencia de recobro o cumplir objetivos ambientales. Sin embargo la aplicación de estos procesos no conduce siempre a una producción incremental, en la mayoría de ocasiones mejoran la rentabilidad de la compañía operadora como resultado de los siguientes beneficios: reducción del costo de producción (lifting cost), de costos adicionales y preocupaciones ambientales, y de costos de mantenimiento de pozos, alargar la vida útil del pozo y minimizar el tratamiento y disposición del agua.<sup>56</sup>

---

<sup>53</sup> CRAIG, F. F., J.; GEFFEN, T. M. and MORSE, R. A. Oil Recovery Performance Of Pattern Gas Or Water Injection Operations From Model Tests. Society of Petroleum Engineers, 1955. p.1

<sup>54</sup> FERRER. Op. cit., p.241

<sup>55</sup> ROBERT, Syndansk and ROMERO-ZERON, Laura. Reservoir Conformance Improvement. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2011. p.3

<sup>56</sup> Halliburton. WATER MANAGEMENT MANUAL Identification and treatment of water-control problems for improved reservoir recovery efficiency. 2002. p.17

En términos generales los tratamientos de conformance incluyen tratamientos para mejorar la eficiencia de barrido durante una operación de recobro, como tratamientos para reducir la excesiva co -producción con el crudo, de fluidos como agua y gas; puesto que son estos fluidos los que se enfrentan con la producción de petróleo. Los tratamientos de conformance con geles poliméricos actúan como agentes reductores de permeabilidad y como agentes taponantes, estos geles trabajan reduciendo la capacidad del fluido a fluir en la sección de interés dentro del yacimiento.

Durante la última década la necesidad de estudiar rápidamente tratamientos y tecnologías de control de conformance efectivos se ha reconocido. Existen un gran número de razones por las que se está realizando, entre ellas se tiene: Primero, muchas industrias reconocen que el desarrollo y desempeño de métodos tempranos de recobro EOR están limitados de forma severa en algunas circunstancias como una eficiencia de barrido ineficiente; en consecuencia al implementar un método EOR que es relativamente costoso, este no es capaz de contactar la sección del yacimiento en donde se encuentra el petróleo remanente. Segundo, los tratamientos de conformance pueden ser utilizados para generar volúmenes relativamente grandes de producción incremental de petróleo sin la necesidad de incurrir en costos por adelantado, además estos tratamientos son aplicados en volúmenes relativamente pequeños durante operaciones de recobro. Tercero, muchas compañías que hasta ahora no habían mostrado interés por la producción de agua con el petróleo, ahora se están preocupando por el número de campos con producción de agua mayor a la del petróleo<sup>57</sup>.Cuarto, la caída de los precios del petróleo ha forzado a la industria reducir sus costos operacionales, estos están enfocados en la reducción de costos asociados a levantamiento, tratamiento y disposición del agua producida.

**2.2.1 Problemas enfrentados con tecnologías de conformance.** El origen de la mayor parte de los problemas de eficiencia de barrido, es la variación de la capacidad de flujo como consecuencia de la heterogeneidad del yacimiento. Dentro de los problemas presentes cerca al pozo o en el yacimiento se tienen:

**2.2.1.1 Fugas en el revestimiento.** Un aumento inesperado en la producción de agua o gas puede ser el resultado una fuga en el revestimiento. El agua entra a través del revestimiento por razones como corrosión en el metal del revestimiento o fugas en las uniones de la tubería y el revestimiento, la **Figura 9** muestra este problema.<sup>58</sup>

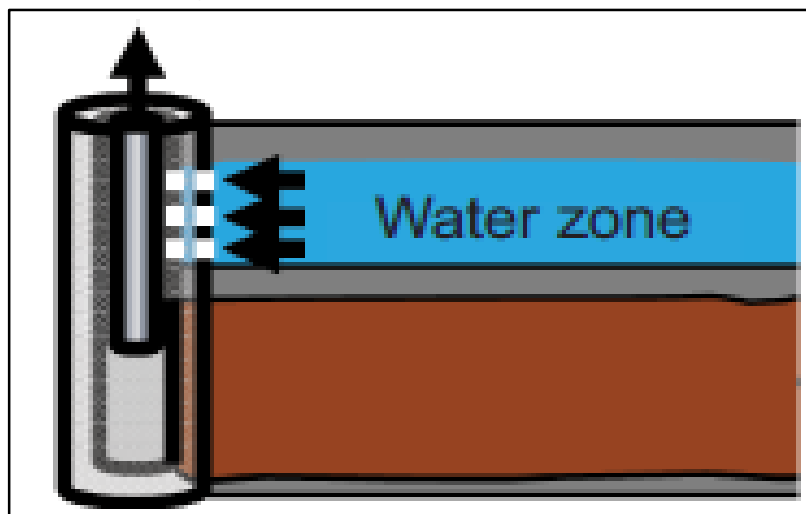
---

<sup>57</sup> SYDANSK,R. D. andSOUTHWELL,G. P. More Than 12 Years of Experience with a Successful Conformance-Control Polymer Gel Technology.2000. p.1

<sup>58</sup> SYDANSK, ROMERO. Op.cit., p.28



**Figura 9.** Fugas en el Revestimiento

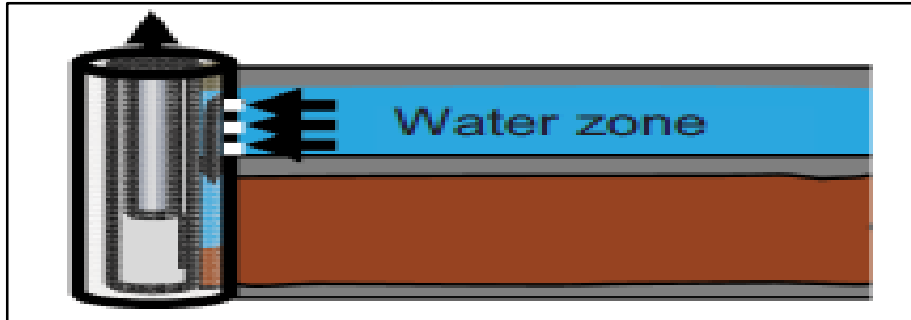


**Fuente:** SYDANSK, Robert D., ROMERO-ZERÓN, Laura. Reservoir Conformance Improvement. Richardson, Society of Petroleum Engineers, 2011.p.23

**2.2.1.2 Canalizaciones de agua detrás del revestimiento.** Se forman canales de agua de la formación al pozo como se muestra en la **Figura 10**, estas canalizaciones pueden ocurrir en cualquier momento, pero ocurren principalmente después de que el pozo es completado o estimulado. Este problema puede ser el resultado de una mala cementación/ micro annulus, entre otros. La excesiva producción de agua como resultado de este problema puede ser fácilmente tratado y mitigado; el uso de geles poliméricos es un ejemplo de esta tecnología que puede ser aplicada cuando el agua fluye en canales detrás del revestimiento con aperturas de menos de 1 milímetro, sí por el contrario la apertura es mayor a 1 milímetro y especialmente sí no existe cementación primaria detrás del revestimiento, llevar a cabo una cementación secundaria o mejor conocido como squeeze, es otra tecnología que puede ser utilizada para remediar las canalizaciones de agua detrás del revestimiento.<sup>59</sup>

<sup>59</sup> SYDANSK, ROMERO. Op.cit., p.29

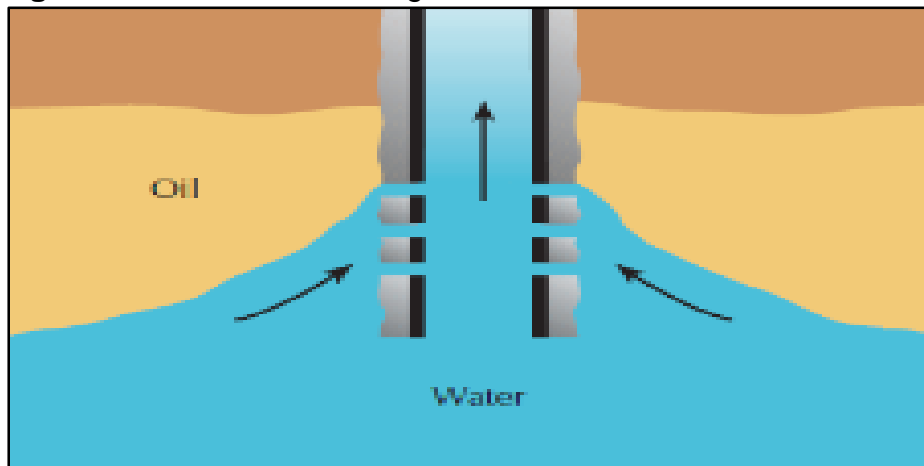
**Figura 10.** Canalización de agua detrás del revestimiento.



**Fuente:** SYDANSK, Robert D., ROMERO-ZERÓN, Laura .Reservoir Conformance Improvement. Richardson, Society of Petroleum Engineers, 2011.p. 23.

**2.2.1.3 Conificación de agua.** La conificación de agua en pozos verticales es el fenómeno que resulta de una reducción de presión cerca al completamiento del pozo, esta caída de presión genera una atracción del agua o el gas de la formación hacia la zona del completamiento, como se puede ver en la **Figura 11.**<sup>60</sup>

**Figura 11.** Conificación de agua.



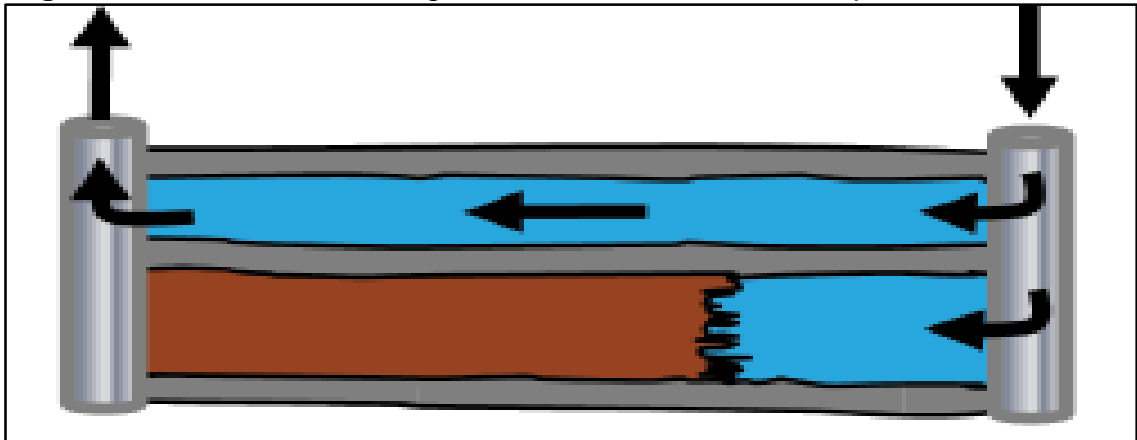
**Fuente:** HALLIBURTON, "Water Management". Identification and treatment of water-control problems for improved reservoir recovery efficiency. United States of America, 2002. p.15

**2.2.1.4 Canalización de agua a través de zonas de alta permeabilidad.** Los yacimientos con canales preferenciales de flujo se pueden ver afectados por una ruptura temprana de agua y una eficiencia de barrido ineficiente. En este caso **Figura 12**, se puede observar la canalización de agua a través de una zona de alta permeabilidad sin el efecto de flujo cruzado, a menudo este problema es

<sup>60</sup> HALLIBURTON., Op cit., p.16

consecuencia de la variación de la permeabilidad en los estratos geológicos. Para remediar este tipo de problema se pueden emplear un diverso rango de técnicas de conformance como: estrategias apropiadas para el completamiento del pozo para mitigar esta dificultad, técnicas mecánicas como empaques y tapón puente, agentes reductores de permeabilidad como geles o resinas, pueden ser puestos selectivamente en el estrato de mayor permeabilidad.<sup>61</sup>

**Figura 12.** Canalización de agua a través de zonas de alta permeabilidad.



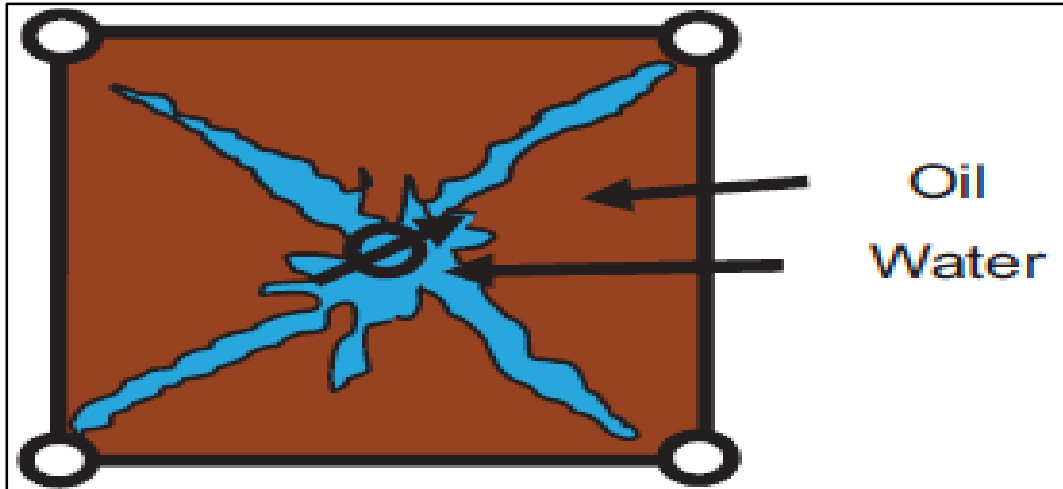
**Fuente:** SYDANSK, Robert D., ROMERO-ZERÓN, Laura .Reservoir Conformance Improvement. Richardson, Society of Petroleum Engineers. 2011. p. 22.

**2.2.1.5 Digitación viscosa o fingering.** Este problema resulta de la diferencia de viscosidad entre los fluidos desplazante y desplazado, el petróleo que en este caso es el fluido desplazado tiene una viscosidad mayor que el fluido desplazante que puede ser el agua. Este problema también se ve afectado por la movilidad y agravado por la heterogeneidad del yacimiento.<sup>62</sup>

<sup>61</sup> SYDANSK, ROMERO. Op.cit., p.23

<sup>62</sup> HALLIBURTON., Op cit., p.16

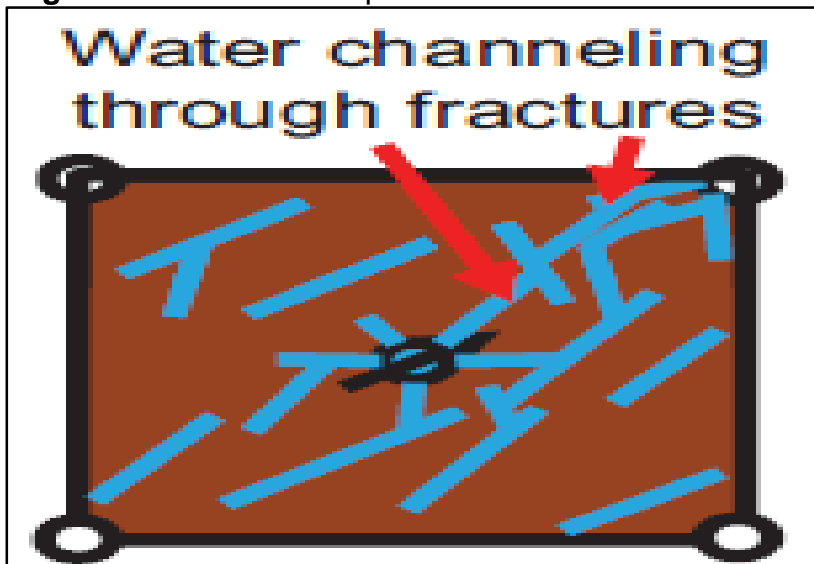
**Figura 13.** Digitación viscosa



**Fuente:** SYDANSK, Robert D., ROMERO-ZERÓN, Laura .Reservoir Conformance Improvement. Richardson, Society of Petroleum Engineers. 2011. p.22.

**2.2.1.6 Canalización por fractura.** Este problema es muy común en yacimientos fracturados, pues a través de las mismas se forma un canal de flujo preferencial en consecuencia a su alta permeabilidad. En yacimientos de rocas carbonato es muy posible que se presenten estas fracturas naturales<sup>63</sup>.

**Figura 14.** Canalización por fractura



**Fuente:** SYDANSK, Robert D., ROMERO-ZERÓN, Laura. Reservoir Conformance Improvement. Richardson, Society of Petroleum Engineers. 2011.148 p. 23

<sup>63</sup> SYDANSK, ROMERO. Op.cit., p.27

**2.2.2 Metodología para control de agua.** De acuerdo con diferentes estudios enfocados a las tecnologías de conformance, con el fin obtener resultados exitosos mediante la implementación de las mismas es necesario seguir una metodología.

En el caso del campo Eunice en México, la compañía Chevron desarrolló una metodología de acuerdo con la información disponible y un análisis sencillo de la misma. Para esta tecnología se incorporaron las siguientes etapas: 1. Identificar los problemas asociados a conformance, 2. Establecer los criterios cuantitativos del screening, 3. Clasificar los problemas en los pozos y en los patrones, 4. Desarrollar las técnicas, 4. Analizar los resultados y por último, 6. Mejorar los criterios del screening.<sup>64</sup>

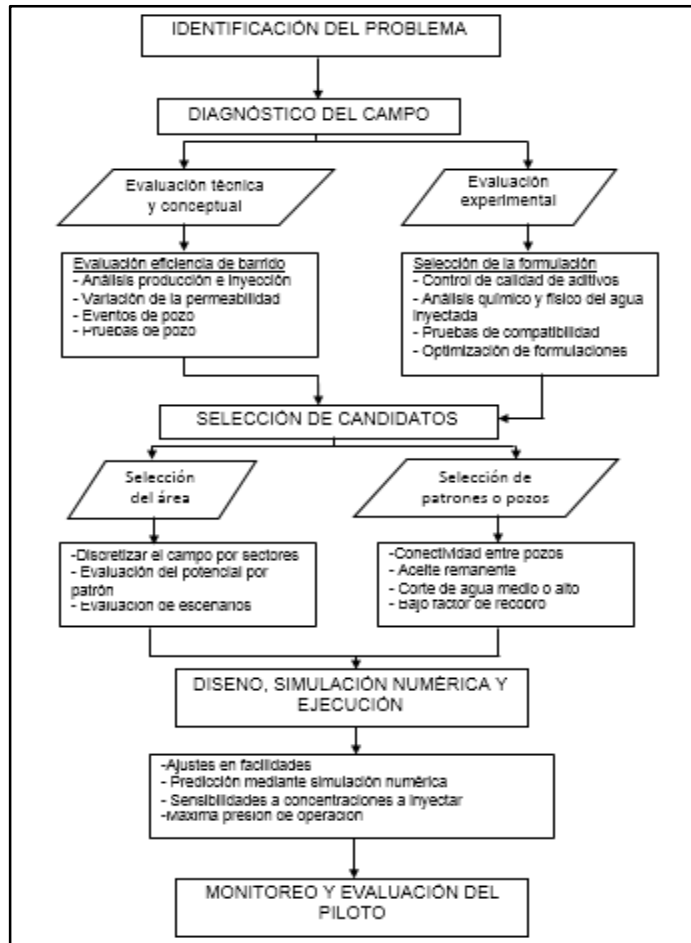
Por otro lado, en Colombia la empresa estatal ECOPETROL apunta a la implementación de tecnologías de recobro mejorado en el país, puesto que las anteriores no son prácticas comunes. Para esto el Instituto Colombiano del Petróleo, a partir de su experiencia con la inyección de geles de dispersión coloidal (CDG por sus siglas en inglés Coloidall Disperal Geles) en el Campo Dina y la experiencia con la inyección de geles sellantes por canales preferenciales de agua en el Campo Tello, diseña una metodología con la que reduce el riesgo inherente de la aplicación de los tratamientos de conformance, y aumenta las oportunidades de obtener resultados positivos en la optimización de la inyección de agua. El siguiente esquema muestra la metodología<sup>65</sup>:

---

<sup>64</sup> CHOU,S. I., *et al.* Development of Optimal Water Control Strategies. Society of Petroleum Engineers, 1994. p.2

<sup>65</sup> CASTRO,Ruben Hernan, *et al.* Colloidal Dispersion Gels (CDG) in Dina Cretáceos Field: From Pilot Design to Field Implementation and Performance. Society of Petroleum Engineers, 2013.

**Figura 15.** Metodología para el diseño y ejecución de un piloto de conformance.



**Fuente:** CASTRO, Rubén; et. Colloidal dispersion gels to improve volumetric sweep efficiency in waterflooding processes. Colombia, 2013. Modificada por autor.

**2.2.2.1 Identificación del problema.** Un análisis apropiado del problema en el pozo o cerca del mismo, conduce a una mejor selección del tratamiento o tecnología de conformance que a su vez resultará en una solución exitosa. Durante esta etapa es importante establecer la fuente del problema, pues este puede estar ocurriendo en un pozo inyector o en uno productor.<sup>66</sup> Con el objetivo de determinar el área del campo en donde se presenten canales preferenciales de flujo, se deben realizar una descripción detallada del yacimiento para entender los fenómenos que ocurren en el mismo, analizar parámetros como la inyección y producción de los pozos, pruebas de inyección (ILT, Injection Logging Tool), pruebas de producción (PLT, Production Logging Tool) y los eventos que se han presentado en los pozos.

<sup>66</sup> AZARI, Mehdi and SOLIMAN, Mohamed. Review of Reservoir Engineering Aspects of Conformance Control Technology. Society of Petroleum Engineers, 1996. p.2

**2.2.2.2 Diagnóstico del problema.** Un aspecto clave para realizar un diagnóstico exitoso del problema es la integración de herramientas y múltiples evaluaciones, debido a que la información obtenida de una sola evaluación puede ser confusa, como por ejemplo, utilizar información exclusiva de gráficos de diagnóstico del corte de agua con los que se pueden tener interpretaciones erróneas.<sup>67</sup> En esta etapa, se debe realizar un análisis detallado de la historia de producción e inyección, conectividad entre pozos, eventos y pruebas realizadas en los pozos que de acuerdo a la identificación del problema se presentan en una magnitud mayor. De acuerdo con Jaripatke y Dalrymple (2010) la evaluación de diagnóstico consiste en tres etapas principales, que son:

- **Monitoreo y pruebas del yacimiento.** Las pruebas de pozo proveen información relevante de las propiedades del yacimiento, como las permeabilidades horizontales y verticales. Además estas pruebas, suministran cuantitativamente la heterogeneidad del yacimiento y la comunicación entre pozos. Las pruebas entre varios pozos aportan información de la descripción del yacimiento considerando las propiedades dinámicas: permeabilidad, saturación de agua, presión, caudales, y estáticas como los espesores y porosidad del yacimiento, que contribuyen a determinar la extensión del problema.
- **Pruebas de pozo y equipos.** Existen tres tecnologías principales que pueden aportar con el diagnóstico de la fuente del problema asociado a conformance: trazadores químicos; una forma de determinar el camino preferencial del flujo en el yacimiento es rastreando el agua inyectada con un químico, registros; existe una variedad de registros disponibles con el fin de predecir y detectar el problema de control de agua, entre estos se tienen: registros de producción, registros de evaluación de cemento, registros de evaluación de tubería de revestimiento, entre otros ,y por último la tecnología de servicios de vídeo en fondo; los videos en seguimiento real permiten identificar los problemas del pozo.<sup>68</sup>

En adición a lo anterior, existen evaluaciones en los pozos con el fin de diagnosticar el problema en que se presenta y/o monitorear su inyección, entre ellas se tiene:

- **Gráficos de Chan.** Esta técnica es utilizada con el fin de determinar el mecanismo de producción excesiva de agua y gas que se ha observado en pozos productores. Esta técnica está basada en estudios de simulación numérica en yacimientos con fenómenos de conificación y canalización de agua. Mediante gráficas logarítmica-logarítmica de la relación agua-petróleo (WOR)

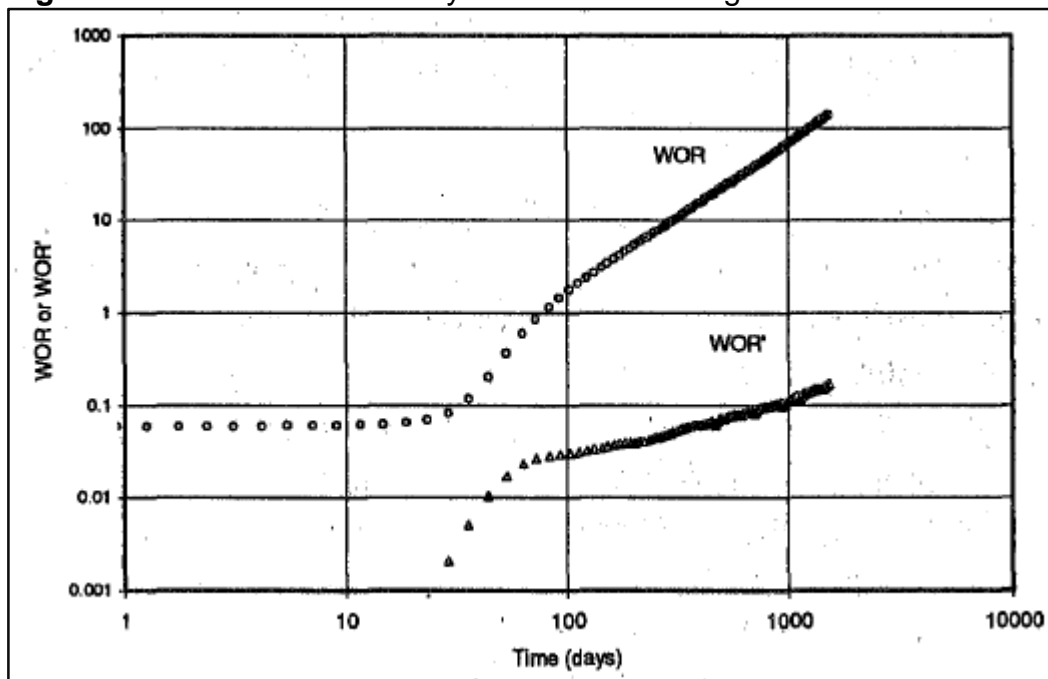
---

<sup>67</sup> SYDANSK, Op.cit., p.30

<sup>68</sup> JARIPATKE, Omkar A. and DALRYMPLE, Eldon Dwyann. Water-Control Management Technologies: A Review of Successful Chemical Technologies in the Last Two Decades. Society of Petroleum Engineers, 2010. p. 1-4

vs. tiempo o relación gas-petróleo vs. tiempo, muestra tendencias características para diferentes mecanismos. El tiempo derivado de la relación agua petróleo (WOR) y de la relación gas-petróleo (GOR) fueron capaces de diferenciar si el pozo estaba experimentando un fenómeno de conificación de agua o gas, una capa de alta permeabilidad, una canalización cercana al pozo o una comunicación en el mismo.<sup>69</sup> En la **Figura 16** se aprecia el gráfico diseñado por Chan para identificar el comportamiento de una canalización de agua, en la que se evidencia un aumento brusco en la relación agua petróleo continua e igualmente la derivada de la relación agua petróleo también presenta un aumento con menor intensidad.

**Figura 16.** Canalización WOR y WOR derivada según Chan.



**Fuente:** K.S. Chan, Water Control Diagnostic Plots. 1995. Dallas, U.S.A.

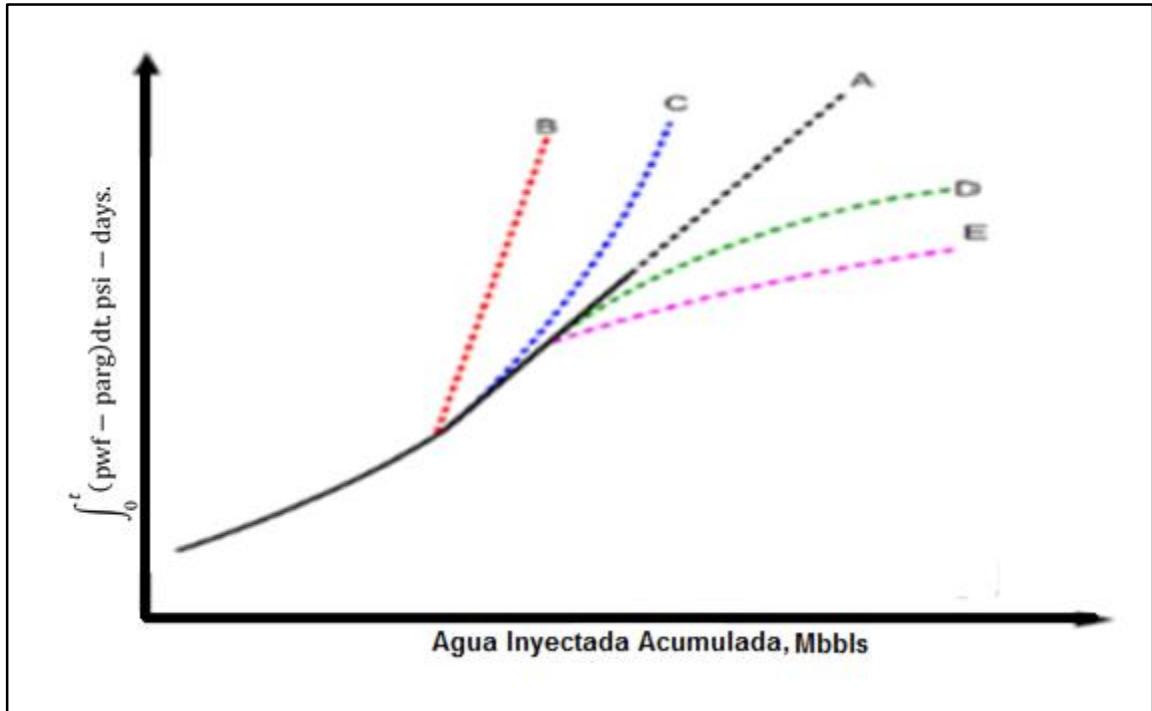
- **Gráfico de Hall.** Este método de monitoreo de inyección de agua tiene su nombre en honor a quién lo estudió y desarrolló, Howard N. Hall. Este método es utilizado como una aproximación gráfica útil para identificar los cambios de inyectividad, así realizar un análisis del comportamiento y monitoreo de la inyección en los pozos. La **Figura 17** muestra el grafico de Hall para diferentes condiciones de inyección, la pendiente A muestra la inyección sin ningún cambio significativo, las pendientes B y C un aumento de pendiente indicio de un daño positivo abrupto o gradual respectivamente, o una mala calidad de agua de inyección, la pendiente D indica una disminución de la pendiente puede ser el

<sup>69</sup> CHAN, K. S. Water Control Diagnostic Plots. Society of Petroleum Engineers, 1995.p.2.



resultado de un daño negativo o una inyección debajo de la presión de inyección, y la línea E puede ser un indicativo de una un daño negativo abrupto.<sup>70</sup>

**Figura 17.** Gráfico de Hall a diferentes condiciones



**Fuente:** RASAK, Sunmonu, et al, Use of Water Injection Surveillance as an Effective Reservoir Management Tool, 2015, Nigeria.

**2.2.2.3 Evaluación experimental.** Antes de llevar a cabo la evaluación experimental, es importante tener en cuenta que los geles poliméricos han demostrado ser efectivos en problemas que relacionan la eficiencia de barrido, en especial en pozos inyectoras. Estos geles penetran eficazmente los canales preferenciales de flujo en el yacimiento, puesto que después de inyectados y ubicados en el yacimiento, procede a la gelificación del mismo y de esta forma se genera un gel inmóvil, generando así una desviación del agua inyectada hacia las zonas de menor permeabilidad.<sup>71</sup>

En términos generales antes de ser inyectado el gel seleccionado, se debe realizar una evaluación experimental del mismo donde se evalúan factores como: el efecto de los componentes en el tiempo de gelificación, la estabilidad térmica, efecto del pH, tipos de sales y concentración en las propiedades del gel, efecto del oxígeno y biotecnología en las propiedades del gel, efecto del agua producida en la estabilidad

<sup>70</sup> MAYOWA, Sunmonu Rasak, *et al.* Use of Water Injection Surveillance as an Effective Reservoir Management Tool. Society of Petroleum Engineers, 2015. p.19.

<sup>71</sup> ALDHAHERI, Munqith N., *et al.* A Roadmap to Successfully Select a Proper Gel Treatment Technology. Society of Petroleum Engineers, 2016. p. 2

térmica del gel, efecto de la tasa de corte causada por el medio poroso y la inyección en la fuerza del gel; experimentos de núcleos para determinar el factor de resistencia y el factor de resistencia residual del aceite/agua.<sup>72</sup>

A continuación se describirán tres tipos de gel utilizados con el objetivo de conformance en los pozos inyectoros:

- Bulk Gels. Probablemente estos geles son los más utilizados con objetivos de mejorar la eficiencia de barrido o conformance. La formación de estos geles puede ser a partir de una poliacrilamida parcialmente hidrolizada de alto peso molecular con un entrecruzador. A su vez, estos geles proporcionan un rango amplio de esfuerzos y tiempos de gelificación controlados, por consiguiente pueden ser aplicados en pozos inyectoros o productores con fines de control de agua. Los bulk gels son diseñados para reducir la producción de agua, bloqueando parcial o totalmente los canales de alta conductividad mediante la reducción de sus permeabilidades, estos efectos se evidencian gracias a que el gel fluye y se ubica en los canales que tienen mayor permeabilidad. El efecto y gelificación del bulk gel está determinado por el tiempo y altas temperaturas por esta razón la inyección de este se lleva a cabo en profundidades. Es importante considerar la degradación mecánica que experimentan estos geles, en esta degradación lo que ocurre es la ruptura de la molécula polimérica como consecuencia de los esfuerzos mecánicos presentes en los pozos.
- Geles de dispersión Coloidal (CDG, por sus siglas en inglés, Coloidal Dispersal Gel). Son microgeles agregados in situ, estos son formados por un entrecruzador de baja concentración (150 a 1200ppm) de una poliacrilamida hidrolizada de alto peso molecular (>22 millones Dalton) con citrato de aluminio o citrato de cromo. Como los polímeros presentan bajas concentraciones, el polímero no es suficiente para formar una red continua, estos producen una solución de geles separados que son en su mayoría partículas esféricas con tamaños del rango de nanómetros de 50 a 150 nm.<sup>73</sup>

La inyección de este tipo de geles, permite alcanzar viscosidades mayores con bajas concentraciones de polímero, de esta forma los valores de resistencia residual (RRF) son mayores y se evidencia el incremento de la eficiencia de barrido volumétrica, lo anterior comparado con la inyección de polímeros convencionales. Mediante un estudio de los proyectos con inyección de geles de dispersión coloidal, se demuestran que en su mayoría no se observa producción del químico en los pozos productores que son afectados por los pozos inyectoros tratados, de esta forma el efecto de separación y tratamiento de los fluidos producidos ocasiona un mínimo impacto.

---

<sup>72</sup> LIU, Yuzhang; BAI, Baojun and SHULER, Patrick J. Application and Development of Chemical-Based Conformance Control Treatments in China Oilfields. Society of Petroleum Engineers, 2006. p.

<sup>73</sup> ALDHAHERI. Op. cit., p. 4-6

Dentro de los parámetros principales en la caracterización cualitativa de los sistemas de geles de dispersión coloidal están: la presión de transición, el tiempo de gelificación y la estabilidad. El primer parámetro mencionado es punto de referencia, debido a que por encima de la presión de transición el gel fluye como un polímero entrecruzado, mientras que por debajo de la misma el gel no puede fluir por medio de una malla o filtro. De horas a semanas puede ser el tiempo en que el gel se gelifica (tiempo de gelificación); con el fin de que el gel pueda fluir a grandes profundidades, este tiempo debe ser lo suficientemente amplio, de esta forma se asegura que el gel actúe como una solución de polímero no entrecruzado durante su inyección.<sup>74</sup>

- Geles Débiles. Estos geles son considerados una sub-división de los bulk gel, han sido separados terminológicamente con el fin de distinguir los objetivos de su aplicación de la tecnología original. Esencialmente estos agentes son de baja o intermedia concentración de polímero, estos geles tiene el mismo o diferente mecanismo para mejorar la eficiencia de barrido dependiendo en cómo y dónde son aplicados.<sup>75</sup>

Los geles débiles inyectados pueden ser inyectados en la profundidad de la formación, durante este proceso las partículas finas del gel son inyectadas a través de la porosidad de la formación. Cuando estas partículas migran a la garganta de poro, unas de ellas logran pasar a través de la garganta y las demás se quedan bloqueando las zonas de alta permeabilidad. De esta forman taponan los largos caminos del agua y desvían el agua inyectada a las zonas de baja permeabilidad que no han sido barridas.<sup>76</sup>

**2.2.2.3 Selección de candidatos.** En esta etapa, la escala de estudio se reduce nuevamente al análisis de los pozos inyectoros con el pozo productor influenciado. Las curvas principales que se deben analizar para llevar a cabo la selección, son la relación agua petróleo (WOR) vs. petróleo producido acumulado ( $N_p$ ); agua producida ( $Q_i$ ) vs. petróleo producido acumulado ( $N_p$ ); el petróleo producido ( $Q_o$ ) vs. petróleo producido acumulado ( $N_p$ ); el total de los fluidos producidos ( $Q_t$ ) vs. petróleo producido acumulado; cada una de las anteriores es utilizada para observar el comportamiento de los fluidos producidos en relación al agua inyectada. Durante esta etapa se tienen en cuenta los factores estudiados durante la identificación del problema, teniendo en cuenta la selección de un patrón que responda a la inyección presente en el Campo, se analizan los resultados de la inyección de trazadores (sí se tiene disponibilidad de los mismos), se estudian los pozos inyectoros que presentan una presión de inyección baja con una inyectividad alta, los pozos

---

<sup>74</sup> LEÓN, Juan Manuel, *et al.* Informe Técnico de Cierre del Piloto de Inyección de CDG en el Campo Tello. Bogotá D.C: 2016.

<sup>75</sup> ALDHAHERI. Op. cit. p. 5

<sup>76</sup> HAN, Ming, *et al.* State-of-the-Art of In-Depth Fluid Diversion Technology: Enhancing Reservoir Oil Recovery by Gel Treatments. Society of Petroleum Engineers, 2014. p.2

productores en los que se evidencie una pérdida de producción primaria y un alto corte de agua, y la conectividad entre los pozos.

**2.2.2.4 Diseño e implementación del piloto.** Teniendo en cuenta la información adquirida durante las etapas anteriores, al analizar los pozos seleccionados e identificar el problema de los mismos, se debe conocer el volumen del canal que se va taponar. Sin embargo, aun cuando se conoce el volumen total del canal de alta permeabilidad a tratar, no siempre es posible taponarlo en su totalidad, ya que esto en ocasiones representa una alternativa que no es viable económicamente. La mayoría de veces para el tratamiento se determina con un 5 al 25% del volumen del canal.<sup>77</sup>

Con el fin de realizar un buen diseño del tratamiento, una vez determinado el problema y los pozos candidatos, se debe definir el tipo de pozo en el que se va implementar, ya sea inyector, productor o en ambos de forma simultánea. El desarrollo del mismo en pozos inyectores es consecuencia a que en sus pozos productores conectados se presenta una eficiencia de barrido deficiente del proceso de recobro secundario e irrupción de agua, por otro lado en los pozos productores, con el fin de reducir los costos de producción e inyección en razón a una irrupción de agua.<sup>78</sup>

La concentración, caudal y volumen de gel que se va inyectar junto con las pruebas experimentales que se desarrollan, son factores muy importantes a tener en cuenta durante el diseño, adicional a los anteriores, se debe realizar el diseño teniendo en cuenta la economía del proyecto en mención.

Tanto para pozos productores como para pozos inyectores, determinar el volumen y concentración del gel a inyectar no es posible realizarlo mediante un método exacto, sin embargo existe una relación inversa entre el volumen y concentración del gel. Un 5% del volumen del canal es el porcentaje mínimo utilizado. En pozos inyectores el volumen utilizado para la inyección es de 5 a 15 veces mayor que el volumen inyectado en pozos productores, este volumen calculado debe ser lo suficientemente grande con el fin de minimizar el problema de canalización de agua que se presenta y podría continuar ocurriendo en zonas cercanas al banco generado por el gel. Para calcular el porcentaje del volumen del canal de alta permeabilidad y de esta forma el del gel a inyectar, se puede realizar mediante la gráfica de WOR vs Np, en esta se debe leer el punto en el que inicia la irrupción de

---

<sup>77</sup> CASTRO-GARCÍA, Rubén-Hernán, et al. COLLOIDAL DISPERSION GELS (CDG) TO IMPROVE VOLUMETRIC SWEEP EFFICIENCY IN WATERFLOODING PROCESSES. En: CT&F - CIENCIA, TECNOLOGÍA Y FUTURO. vol. 5, no. 3, p. 61-77

<sup>78</sup> WOUTERLOOD, Carlos; LACIGNO, Esteban and CHUCK, Norman. Metodología y Resultados de Proyectos de Inyección de Geles para Incrementar la Recuperación en un Reservorio Heterogéneo y Multicapa de la Cuenca Neuquina de Argentina. 2002. p. 9

agua y en este sacar el 5% al volumen acumulado de petróleo hasta esa fecha, en otras palabras el volumen de la zona inundada.<sup>79</sup>

Para llevar a cabo la implementación del piloto de inyección, es importante asegurar que la presión de fractura no sea excedida; una regla general para este caso es que se mantenga una presión de fractura cerca de 200 psi menor que el real, para darle el tiempo suficiente a la penetración después de la inyección de gel y antes de la re-inyección de agua, de esta forma el gel logrará una rigidez adecuada, para iniciar la re-inyección de agua en pequeños incrementos de flujo. A pesar que el proceso de inyección de geles es una operación sencilla, es necesario que los equipos requeridos cumplan con las capacidades y condiciones del gel a inyectar.

**2.2.2.5 Monitoreo y evaluación del piloto.** Una vez el piloto es implementado se da inicio a esta etapa. El parámetro QA/QC, por sus siglas en inglés quality assurance and quality control, es utilizado permanentemente con el objetivo de supervisar las condiciones de diseño del químico inyectado. Para realizar una evaluación de los resultados del piloto, se debe construir una línea base de producción de agua y petróleo, de esta forma es posible evaluar la respuesta del piloto en cuanto a su producción de aceite y la relación agua-aceite. Además, se debe tener en cuenta la presión de inyección después del tratamiento como los caudales de agua y petróleo en los pozos influenciados. De acuerdo con los resultados del piloto se determinará la viabilidad técnica del tratamiento, teniendo en cuenta las lecciones aprendidas para ser desarrollado en otros pozos, lo anterior será soportado bajo un estudio económico del mismo.<sup>80</sup>

## 2.3 EXPERIENCIA EN LA TECNOLOGÍA

La empresa estatal de Colombia, Ecopetrol S.A., ha desarrollado una experiencia significativa en los procesos de conformance químico, dentro de los cuales se resaltan proyectos en los siguientes campos:

- Campo Tello. Está localizado en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, en este campo se inició el proceso de inyección periférico de agua en el año 1997. A partir del año 2000, la producción de agua aumento debido a una razón de movilidad desfavorable ( $M > 3.5$ ) y una heterogeneidad alta (Coeficiente de Dykstra-Parson de 0.8-0.9). En el campo se identificó que la canalización de agua era uno de los factores principales por lo que se veía afectado el proceso de inyección, ya que el canal de agua se presentaba en las arenas con mejores propiedades petrofísicas, generando un proceso de recobro de poca eficiencia.

---

<sup>79</sup> ALEJO, Monica Liliana and ARDILA, María Elvira. Factibilidad de inyección de bulk gel para optimizar el recobro en el Campo Guando. Universidad de América, 2009.p.47

<sup>80</sup> CASTRO, et al. Op. cit., p. 70

Con base a los análisis del campo se seleccionó el área del piloto, ya que se demostró la factibilidad técnica y económica de la implementación de tratamientos de conformance utilizando geles. Además, esta evaluación también se realizó mediante las siguientes pruebas de laboratorio: Prueba fluido-fluido, que buscan determinar la compatibilidad del agua de inyección utilizada con el polímero y entrecruzador utilizado, en estas que se prepararon soluciones de concentración 12000ppm de poliacrilamida parcialmente hidrolizada con 500ppm de un agente entrecruzador en el agua de inyección.

Para estas se prepararon tres geles, con concentraciones entre 2000 a 8000ppm, con una relación del entrecruzador de 20:1, 40:1, y 80:1. De los anteriores, dos muestras se almacenaron en un salón a temperatura ambiente, mientras que los dos restantes fueron almacenados a la temperatura del yacimiento. A través del análisis de las mismas, se determinó que el polímero estable formado y con geles fuertes, ocurría cuando interactuaba con el entrecruzador en diferentes tipos de agua y temperatura de yacimiento. Prueba roca-fluido, esta prueba consiste en desplazamientos reales de los tapones en la formación, estos han sido previamente caracterizados con variaciones de permeabilidad que permiten representar la capacidad de flujo en cada capa.

Este desplazamiento se realiza con el fin de observar las tendencias que gobiernan el fenómeno involucrado, inicia con restablecer las condiciones de los tapones a la saturación de agua irreducible (Swiir), de esta forma se procede a representar la inyección en tres núcleos hasta el corte de agua, de este modo se obtiene la línea base y el perfil de inyección. Por último se lleva a cabo la reacción cinética: En esta se estudió la velocidad del gel y la reacción en la formación, estos son estudiados en términos del módulo de almacenamiento ( $G'$ ) para la muestra. También se llevaron a cabo análisis entre el ángulo de fase ( $\alpha$ ), el módulo de almacenamiento y de pérdida, de acuerdo con el comportamiento del gel obtenido se identifica la reacción formada por el polímero.

Se prosiguió con el diseño del tratamiento y la implementación del piloto. En la fase piloto algunos pozos mostraron un incremento de la producción un de 300% y decreció en un 3% el corte de agua, en consecuencia a estos resultados exitoso, se diseñó una expansión del mismo.<sup>81</sup>

- Dentro de la experiencia de inyección de geles de dispersión coloidal (CDG) en Colombia, se tienen referencia varios campos dentro de los cuales está el campo Dina Cretáceo, el cuál inicio la inyección de agua en el año 1985 aproximadamente, su reservorio es considerado heterogéneo, se evidenció altos cortes de agua (96%) como resultado de una razón de movilidad desfavorable ( $M > 4$ ) y su heterogeneidad.

---

<sup>81</sup> MAYA,G., *et al.* Successful Polymer Gels Application in a Highly Channeled Peripheral Injection Well: Tello Field Pilot. Society of Petroleum Engineers, 2014. p.9

De acuerdo con el estudio de la historia de inyección y producción del campo, y los resultados de screening realizados por ECOPETROL, la tecnología apuntó a ser viable, sin embargo para minimizar ciertas controversias se realizaron evaluaciones experimentales y simulaciones numéricas, de esta forma se implementa la tecnología en una prueba piloto con resultados exitosos.

Las pruebas de laboratorio realizadas incluyen interacciones fluido-fluido y roca-fluido. Las soluciones de CDG fueron evaluadas a diferentes concentraciones de polímero y relaciones polímero/entrecruzador, además se estudió la estabilidad del sistema en presencia de petróleo, inhibidor de corrosión y biocida utilizado en el campo.

Con el objetivo de identificar el área del piloto en que es viable implementar la tecnología se realiza un análisis del yacimiento, en el que se estudia la historia de producción e inyección, la integridad y eventos de los pozos, la presión del yacimiento e información geológica. Con los pozos candidatos se realizó una simulación numérica del proceso de inyección de CDG, en el que se evaluaron diferentes escenarios con sensibilidades a parámetros de laboratorio.

El piloto de inyección de CDG inició en junio del 2.011 y para septiembre de 2.012, se habían inyectado 437.000 barriles de CDG con un incremental de petróleo de 50.000 barriles y una reducción en el corte de agua (mayor al 10%)<sup>82</sup>.

- Por parte de la empresa operadora Hocol S.A., se desarrolló un proyecto de conformance en el Campo Balcon, localizado en la Cuenca Superior del Valle del Magdalena. Su producción de crudo comenzó en el año 1988, y la implementación de inyección de agua como método de recobro secundario en 1996. Durante la de inyección de agua, se evidenció que este proceso no proporcionaba una buena eficiencia de barrido, ya que la producción de agua aumentó dramáticamente, mientras que la producción de crudo caía.

El alto grado de heterogeneidad en los intervalos productivos del campo generaba que el proceso de recobro tuviese una eficiencia de barrido insuficiente. El agua inyectada se movía con mayor velocidad en las capas de mayor permeabilidad, teniendo como resultado una ruptura prematura de agua. Con el objetivo de tratar la canalización de agua por la heterogeneidad del yacimiento, se estudiaron las tecnologías de conformance químico disponibles y para poder seleccionar la tecnología más apropiada para el campo, se llevaron a cabo diferentes pruebas de laboratorio; MARCIT fue la tecnología de conformance seleccionada; la química de los geles MARCIT incluye un polímero aniónico, seco, de mediano peso molecular disuelto en agua de inyección, con triacetato de cromo líquido como agente entrecruzador.

---

<sup>82</sup> CASTRO., Op.cit., p. 3-10

Una de las tecnologías más aplicadas es la de Cromo (III)-Carboxilato/Acrilamida-Polímero, CC/AP por sus siglas en inglés, desarrollada por la Compañía de petróleo Marathon. La metodología de esta tecnología fue desarrollada para llevar a cabo la implementación del piloto en Campo.

Los candidatos fueron seleccionados de acuerdo con: la saturación de petróleo móvil, la conectividad entre pozos productores e inyectores, pozos con alta inyectividad, heterogeneidad del yacimiento y la integridad mecánica. De igual forma se analizó la producción mediante gráficos de WOR vs.  $N_p$ , estos gráficos permiten identificar la ruptura de agua y estimar el volumen de la zona ladrona para luego diseñar el volumen del gel.

Antes de implementar la tecnología, el gel fue evaluado a escala de laboratorio para verificar su estabilidad y desempeño a condiciones de yacimiento. El gel fue analizado a diferentes concentraciones de la relación polímero/entrecruzador y mezclado con el agua de inyección del Campo. Adicionalmente, estos geles se estudiaron en un medio poroso; se conectaron tres núcleos a una fuente de inyección de agua, en el sistema se mantuvo la temperatura del yacimiento. La inyección de agua se llevó a cabo hasta que se observó la ruptura de agua en el núcleo de mayor permeabilidad y se midió el recobro obtenido. En seguida, se inyectó a la fuente de inyección un volumen de gel que corresponde al 50% del volumen del núcleo de mayor permeabilidad.

El sistema se pauso durante cinco días, para permitir que el gel se instalara completamente. Al re-iniciar la inyección, se midió el recobro de petróleo a la salida de cada uno de los núcleos, los resultados mostraron una reducción significativa de la permeabilidad en el núcleo de mayor permeabilidad, permitiendo así que los núcleos de mediana y baja permeabilidad fueran barridos.<sup>83</sup>

A nivel mundial también se reconocen proyectos importantes como:

- El Campo Daqing, ubicado en China, fue sometido a inyección de agua en 1960, en consecuencia a los altos cortes de agua evidenciados en 1999 se estableció realizar un piloto de inyección de geles de dispersión coloidal (CDG), que a su vez, fue el primer piloto con esta tecnología a gran escala. Los resultados del piloto demostraron que la tecnología implementada es utilizada para controlar eficazmente la producción de agua y mantener una producción de petróleo alta utilizando la tecnología antes, durante, o después de una inyección de polímero, es útil en yacimientos heterogéneos con el fin de mejorar la eficiencia de la inyección de agua y la recuperación de petróleo, por último, esta tecnología

---

<sup>83</sup> PEREZ, Diana Marcela, *et al.* Improving Sweep Efficiency In A Mature Waterflood; Balcon Field, Colombia. Society of Petroleum Engineers, 2012. p. 5-8.



genera una mayor recuperación de petróleo adicional que la aplicación de polímero.

El sistema CDG inyectado fue diseñado utilizando una poliacrilamida parcialmente hidrolizada, se caracterizaron dos tipos de agua cada una con diferente salinidad, el sistema se evaluó a condiciones de temperatura ambiente y de yacimiento, mostrando que en esta última la velocidad de gelificación es mayor.

Después la inyección de CDG la canalización de agua en las zonas de alta permeabilidad fue minimizada y la eficiencia de barrido mejorada, ya que en los perfiles de inyección se evidenció que el agua inyectada se dirige hacia las zonas de menos y baja permeabilidad en todos los pozos a diferentes grados. En conclusión los resultados obtenidos con la tecnología fueron excelentes, en razón a que el proceso trajo consigo la extensión de la vida del campo, un incremento en la producción de petróleo y una disminución del corte de agua.<sup>84</sup>

---

<sup>84</sup> CHANG, Harry L., *et al.* Successful Field Pilot of In-Depth Colloidal Dispersion Gel (CDG) Technology in Daqing Oil Field. Society of Petroleum Engineers, 2004. p. 1-4.

### 3. DIAGNÓSTICO PATRONES DE INYECCIÓN PARA EL ESTUDIO DE CONFORMANCE QUÍMICO

Con el objetivo de evaluar la tecnología de conformance químico en el Bloque V del Campo Yariguí-Cantagallo, en este capítulo se realiza un análisis, mediante diferentes gráficos de diagnóstico, de los patrones sometidos el proceso de inyección de agua y el efecto que se presenta en cada uno de los pozos que configuran el patrón; cada uno de los datos expuestos a continuación son extraídos del software analítico Sahara versión 3.2, con información de la base de datos de la compañía ECOPETROL S.A.

#### 3.1 PATRÓN DE INYECCIÓN 1

En este patrón de 5 puntos invertidos, se contempla como pozo inyector el pozo A, que afecta a los pozos productores de primera línea: E, C, B y D.

De acuerdo con la revisión de líneas de correlación estructural del patrón de inyección 1, en esta es posible distinguir la posición estructural de las arenas de interés de los pozos asociados al patrón, que evidencian una buena continuidad lateral y areal, por tal razón se observa una buena conectividad entre el pozo inyector y los productores asociados.

La inyección de agua en el pozo A, inició en julio de 2010 con un caudal promedio de 2.798 BWPD. Como consecuencia a la alta relación de movilidades ( $M=7$ ) y con el fin de realizar una evaluación de desempeño y resultados de la implementación de un proceso de recobro mejorado en la Formación La Paz, se llevó a cabo un piloto de inyección de polímero en las Arenas Cantagallo del Bloque V, a través de los pozos inyectores A y F. El 15 de marzo de 2014 se da inicio a la inyección de agua mejorada en el patrón A. A continuación se realiza una explicación detallada de cada uno de los pozos que conforma el patrón de inyección A.

**3.1.1 Pozo Inyector A.** Inicialmente el pozo es productor, fue completado en el año 2.007 con una profundidad de 8.854 pies MD, durante ese año se realizaron 11 punzados en el pozo. Para el año 2.010, a este pozo productor se le realizan 6 punzados adicionales y es convertido a pozo inyector. La inyección de agua por medio de este pozo, inicia en julio de 2.010 con una inyección para el primer mes de 37,7 barriles de agua al día, con una presión de 3.102 psi. Teniendo en cuenta los últimos seis meses de inyección, el pozo inyector tiene un caudal de inyección promedio de 1.776,4 barriles de agua por día, una presión promedio de 3.227,5 psi, y una inyección acumulada de agua de 4'950.507,2 barriles a corte de julio de 2.017.

Con el objetivo de determinar los índices de heterogeneidad de cada uno de los pozos del patrón, se realizaron los cálculos mediante: Dykstra – Parsons y el coeficiente de Lorenz. El primero, tiene en cuenta únicamente la permeabilidad de

las arenas de interés (Arenas Cantagallo); primero se deben tener las magnitudes de las permeabilidades que presentan las arenas en los intervalos correspondientes, enseguida se procede a organizar de forma descendiente las permeabilidades del paquete con su respectivo espesor, y por último se determina el “porcentaje mayor que” mediante la división del espesor acumulado en la capa entre el espesor total acumulado.

Con la tabla de datos realizada, se procede a graficar en una hoja semi-logarítmica, como se observa en la **Figura 18**, los porcentajes mayores que en escala normal vs el logaritmo de la permeabilidad en mD, con los puntos obtenidos se marca la mejor línea recta que toque la mayor cantidad de datos, esta indica la medida de la dispersión y heterogeneidad en las arenas del reservorio. En la gráfica se busca el valor de la permeabilidad en el porcentaje mayor que de 50% y en el porcentaje mayor que de 84.1%, los cuales serán incluidos en la ecuación que se muestra a continuación:

Ecuación 1. Variación de la permeabilidad. Dykstra - Parsons

$$V = \frac{k_{50} - k_{84.1}}{k_{50}}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Fundamentals of rock properties. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. USA, 2006. p. 263

La determinación de la heterogeneidad mediante el coeficiente de variación de Dykstra Parson es considerada una excelente herramienta en el estudio del yacimiento. De acuerdo con Tiab (2004) el valor obtenido en la variación de la permeabilidad, clasifica la heterogeneidad del yacimiento así:<sup>85</sup>

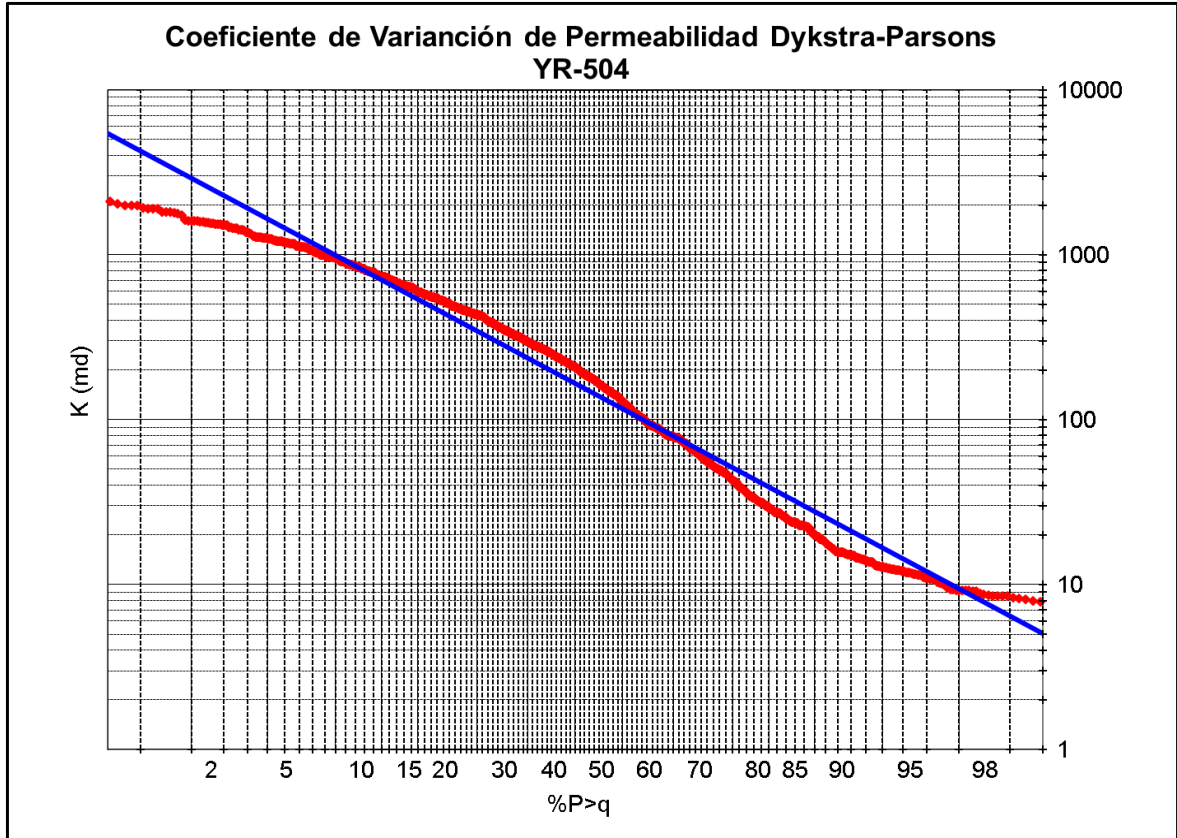
- $V=0$ , Yacimiento totalmente homogéneo (valor ideal)
- $0 < V < 0,25$  Yacimiento ligeramente heterogéneo.
- $0,25 < V < 0,50$  Yacimiento heterogéneo
- $0,50 < V < 0,75$  Yacimiento muy heterogéneo
- $0,75 < V < 1$  Yacimiento extremadamente heterogéneo
- $V=1$ , Yacimiento totalmente heterogéneo.

El valor  $V$  obtenido es el coeficiente de la variación de permeabilidad por Dykstra-Parson, que para este pozo es de 0,7524, indicando arenas extremadamente heterogéneas.

---

<sup>85</sup> MARTINEZ C., Manuel O. Elaboración de un algoritmo para generar mapas de heterogeneidad a partir de datos petrofísicos de un yacimiento. Trabajo de grado Ingeniero Geofísico. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela, 2013. p. 16-17

**Figura 18.** Gráfica coeficiente de variación de permeabilidad Dykstra – Parsons. A



El método de Lorenz también fue desarrollado con el fin de medir la heterogeneidad en las arenas de interés. A diferencia del método de Dykstra-Parsons, este método tiene también en cuenta la porosidad en cada uno de los paquetes de arenas petrolíferas de interés; es decir la información requerida para determinar la variación de la heterogeneidad mediante el coeficiente de Lorenz es: valores de permeabilidad y porosidad para cada intervalo de las arena de interés.

Se inicia ordenando los valores de permeabilidad de forma descendiente, con su respectiva porosidad y espesor, enseguida se debe calcular la capacidad de almacenamiento ( $\phi \cdot h$ ) mediante la multiplicación de la porosidad de cada intervalo por su respectivo espesor, y la capacidad de flujo; la multiplicación de cada permeabilidad con su respectivo espesor ( $k \cdot h$ ); con estos resultados se determinan las capacidades de almacenamiento acumuladas, sumatoria de la capacidad de almacenamiento hasta el punto de arena evaluado, las capacidades de flujo acumuladas, y la sumatoria de las capacidades de flujo hasta el punto de arena evaluado. Después de deben normalizar las capacidades de almacenamiento acumuladas y las capacidades de flujo acumuladas, estos valores son graficados en una escala cartesiana como se muestra en la **Figura 19**, en el eje x la capacidad de almacenamiento acumulada normalizada y en el eje y la capacidad de flujo acumulada normalizada.

La gráfica realizada muestra la distribución de la capacidad de flujo en las arenas de interés de este pozo, y mediante esta se puede describir cuantitativamente la heterogeneidad del yacimiento con el cálculo de coeficiente de Lorenz; este cálculo es el resultado de la **Ecuación 2**, en la que A es el área acumulada bajo la curva. Para determinar el valor del área acumulada, se debe calcular el área bajo la curva por cada espesor, en el primer espesor mediante el área de un triángulo y en adelante área de trapezoides. El resultado de este coeficiente varía entre 0 y 1, donde 0 es un sistema completamente homogéneo y está representado como la línea punteada de color azul en la **Figura 19**, y 1 es completamente heterogéneo.

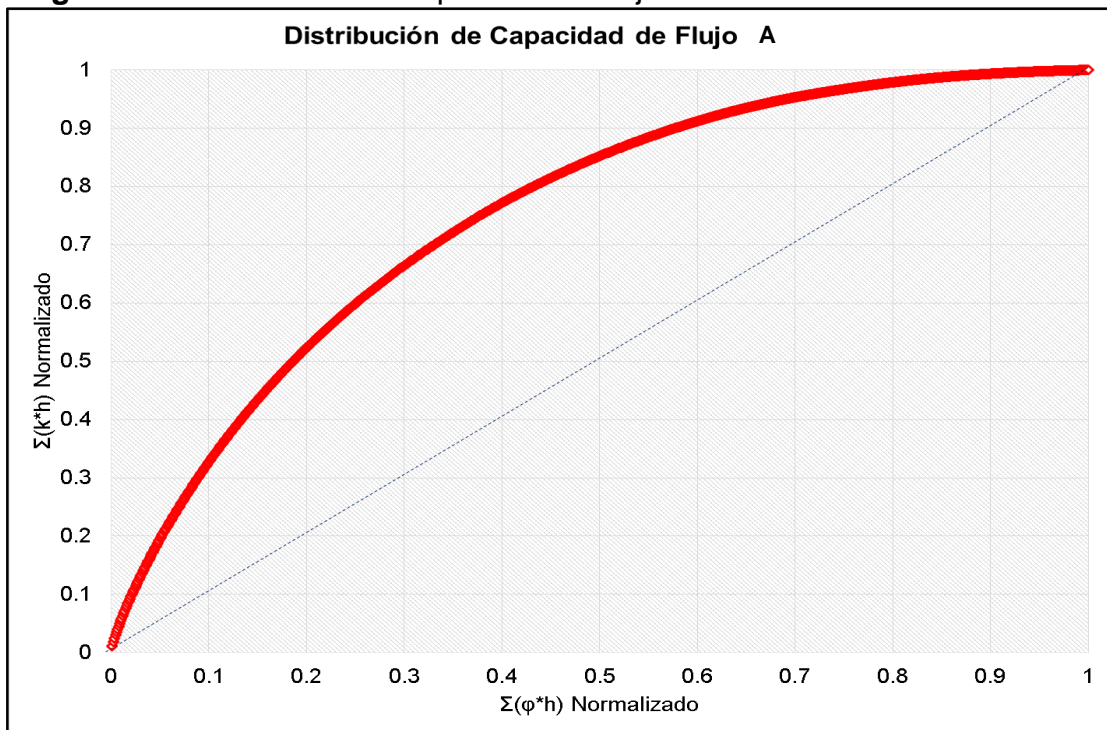
**Ecuación 2. Coeficiente de Lorenz**

$$L_C = \frac{A - B}{A}$$

Fuente: BUITRAGO, Solange et all. Desarrollo de un modelo predictivo para inyección de químicos surfactantes-polímeros convencional. Tesis de grado. Bogotá D.C. 2016. p.39

Para este pozo el coeficiente de Lorenz es de 0,5037, indicando que es medianamente heterogéneo.

**Figura 19.** Distribución de capacidad de flujo. Pozo A

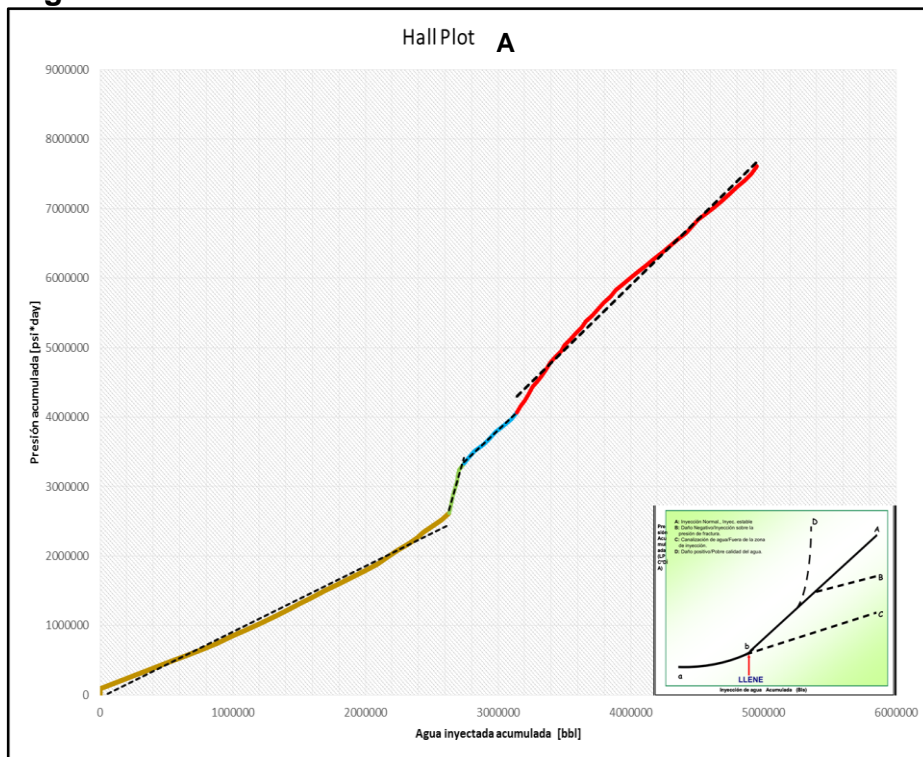


**3.1.1.1 Monitoreo de la Inyección.** Como método de monitoreo se realizó el gráfico de Hall que se observa en la **Figura 20**. La inyectividad en el pozo ha presentado tres cambios importantes; inicialmente como se aprecia en color café la inyección de agua tiene un comportamiento semejante al llene hasta la magnitud de 2'575.166,7 barriles de agua inyectada, un segundo período de inyección está denotado de color verde en el que se presenta una disminución brusca del caudal de inyección de agua y su presión, enseguida con el incremento de caudal se observa un tercer periodo de inyección de color azul. Finalmente de color rojo se encuentra el último período de inyección, el cuál desde aproximadamente noviembre de 2.013 con una inyección acumulada de 2'942.665,5 barriles se ha procurado mantener con una inyección constante de agua.

Es importante mencionar que la presión máxima de inyección establecida para este pozo es de 3.200 psi, puesto que la presión de fractura en la formación es de 4260 psi y se considera un factor de seguridad en la inyección del 20%; en el comportamiento de la inyección se observa un leve incremento de esta presión máxima (de 15 a 50 psi) en un par de ocasiones.

De acuerdo con lo anterior, es posible considerar que la inyectividad en el pozo después del llene muestra un buen comportamiento, en razón a que no se evidencias cambios bruscos en esta que afecten a la formación e igualmente no se presentan inyecciones fuertes que den resultado a fracturas inducidas.

**Figura 20.** Gráfico de Hall Pozo A



**3.1.1.2 Registros de Inyección.** Con la finalidad de determinar la conectividad del yacimiento y el comportamiento de la inyección de agua en el pozo A, se analizaron los registros de inyección disponibles para el pozo.

Las capas del pozo están distribuidas en 5 paquetes de arenas de la siguiente forma: paquete número 1 o mandril 1, constituido por las arenas Cantagallo 4A (CG4A), consta de 55 pies de espesor desde 8.864,7 pies hasta 8.673,6 pies; el paquete número 2 o mandril 2, está constituido en su mayoría por las arenas Cantagallo 3 (CG3) y por otra parte las arenas Cantagallo 2A (CG2A), tiene 48 pies de espesor desde 8.599,1 pies hasta 8.6008,0 pies; el paquete número 3 o mandril 3, constituido en su mayor proporción por las arenas Cantagallo 2A (CG2A) y en pequeña proporción por las arenas Cantagallo 2 (CG2), tiene 78 pies de espesor desde 8.464,5 pies hasta 8.473,4 pies; el paquete número 4 o mandril 4, tiene en mayor proporción las arenas Cantagallo 2 (CG2) y en una pequeña las arenas Cantagallo 1A (CG1A), en total su espesor es de 67 pies, desde 8.307,7 pies hasta 8.316,6 pies; por último el paquete número 5 o mandril 5, constituido por las arenas Cantagallo 1A (CG1A) cuenta con 53 pies de espesor.

El primer registro de inyección realizado en agosto de 2010, muestra que la distribución del agua inyectada en los paquetes de arenas es de la siguiente forma: para el paquete número 5, 20,02%; paquete número 4, 21,47%; paquete número 3, 35,28%; paquete número 2, 16,86%; y el paquete número 1, 6,99%. Para finales del mismo año, los paquetes de arenas 3 y 5 reciben un porcentaje mayor del agua inyectada, mientras que los paquetes de arenas 1, 2, y 4 disminuyen el porcentaje del agua inyectada recibida en el registro anterior.

De acuerdo con la información de los registros ILT's del pozo, se identifica que los paquetes de arenas 3 y 4, son los que reciben la mayor proporción del agua inyectada; al iniciar la inyección el paquete de arena 3 fue el mayor receptor del agua, alcanzando en julio de 2.015 un aproximadamente 93,4% de la inyección. Sin embargo a partir de diciembre de 2.016, en el paquete de arena 4 se incrementa significativamente la invasión del agua inyectada, mientras que el paquete de arena 3 decrece.

Finalmente, para junio de 2.017 el registro de inyección muestra que solamente los paquetes de arena 3 y 4 están recibiendo el agua inyectada, del que aproximadamente el 95% lo toma el paquete 4. El último registro de inyección realizado en junio de 2.017, evidencia que el agua sigue desplazándose únicamente por los paquetes de arenas 3 y 4, en una proporción aproximada del 39% y 61% respectivamente.

Como resultado de la evaluación de los registros ILT's, se identificó que el paquetes de arena número 3, en el que hacen parte las arenas Cantagallo 2 (CG2) y arenas Cantagallo 2A (CG2A), y el paquete de arena número 4, en el que se encuentran

las arenas Cantagallo 1A (CG1A) y las arenas Cantagallo 2 (CG2), han sido influenciadas por el proceso de inyección de agua, en una proporción mucho mayor que las demás capas. Argumentando lo anterior y teniendo en cuenta que las demás capas abiertas en el pozo tienen un petróleo original en sitio valioso, es importante tomar acciones correctivas que permitan una mejor distribución de la inyección y así beneficiar la eficiencia de barrido del proceso de inyección.

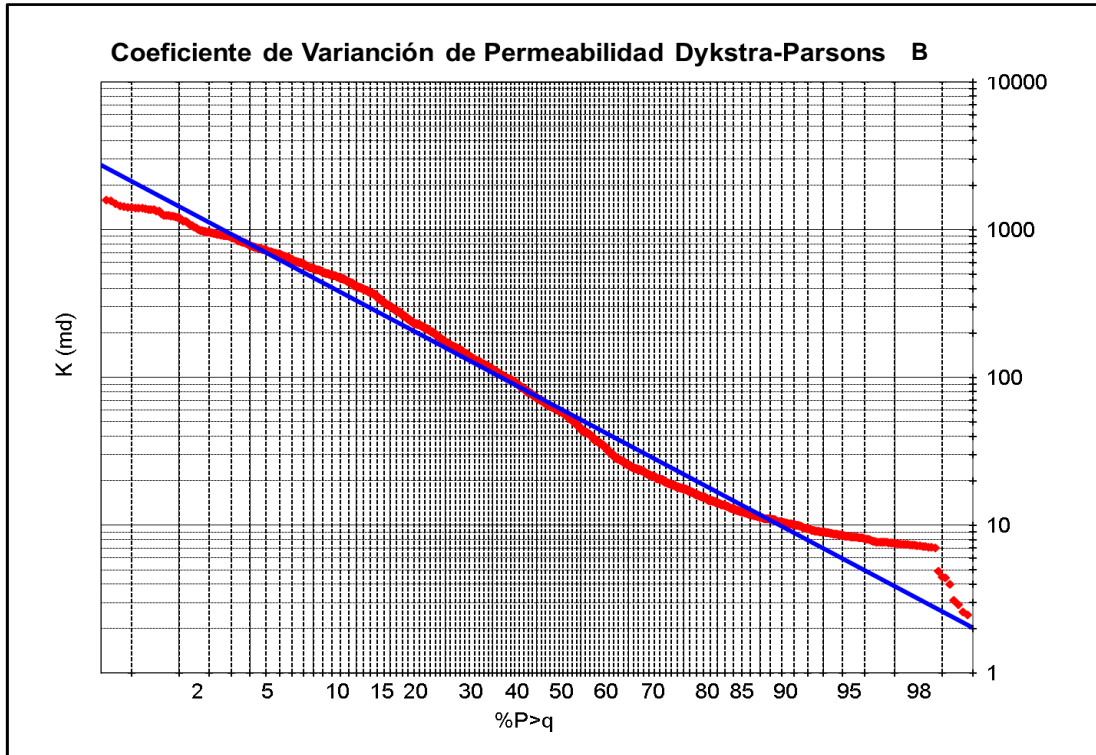
**3.1.2 Pozo Productor B.** Este pozo inicia su producción en julio de 2.006 con 272 barriles de petróleo al día, 27,1 barriles de agua al día y 33,1M pies cúbicos de gas al día; el pozo es influenciado principalmente por los pozos inyectoras A, 515 y 527. El pozo está completado desde las arenas Cantagallo 1A (CG1A) hasta las arenas Cantagallo 4 (CG4).

Dentro de evaluación del pozo, se calculó la heterogeneidad de las arenas de interés en el pozo mediante el coeficiente de Dykstra - Parsons con el procedimiento descrito en la anterior sección, en la **Figura 21** se observa la gráfica de coeficiente de variación de permeabilidad por el método de Dykstra -Parson, aplicando los datos obtenidos en la **Ecuación 1** se tiene un variación de permeabilidad de 0,7634 indicando arenas extremadamente heterogéneas.

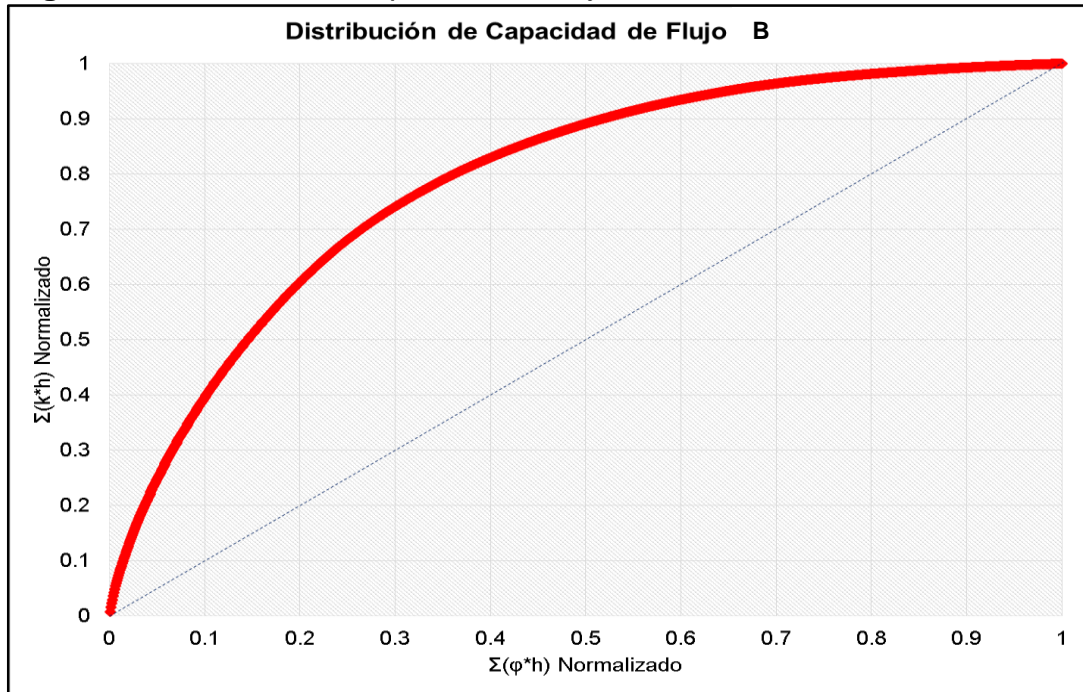
Como se muestra en la **Figura 22**, se realizó la gráfica de distribución de la capacidad de flujo para las arenas de interés y a partir de esta se calculó el coeficiente de Lorenz para determinar la heterogeneidad de las arenas; el valor del coeficiente obtenido es de 0,5788, indicando arenas heterogéneas.



**Figura 21.** Coeficiente de variación de Permeabilidad Dykstra-Parsons. B

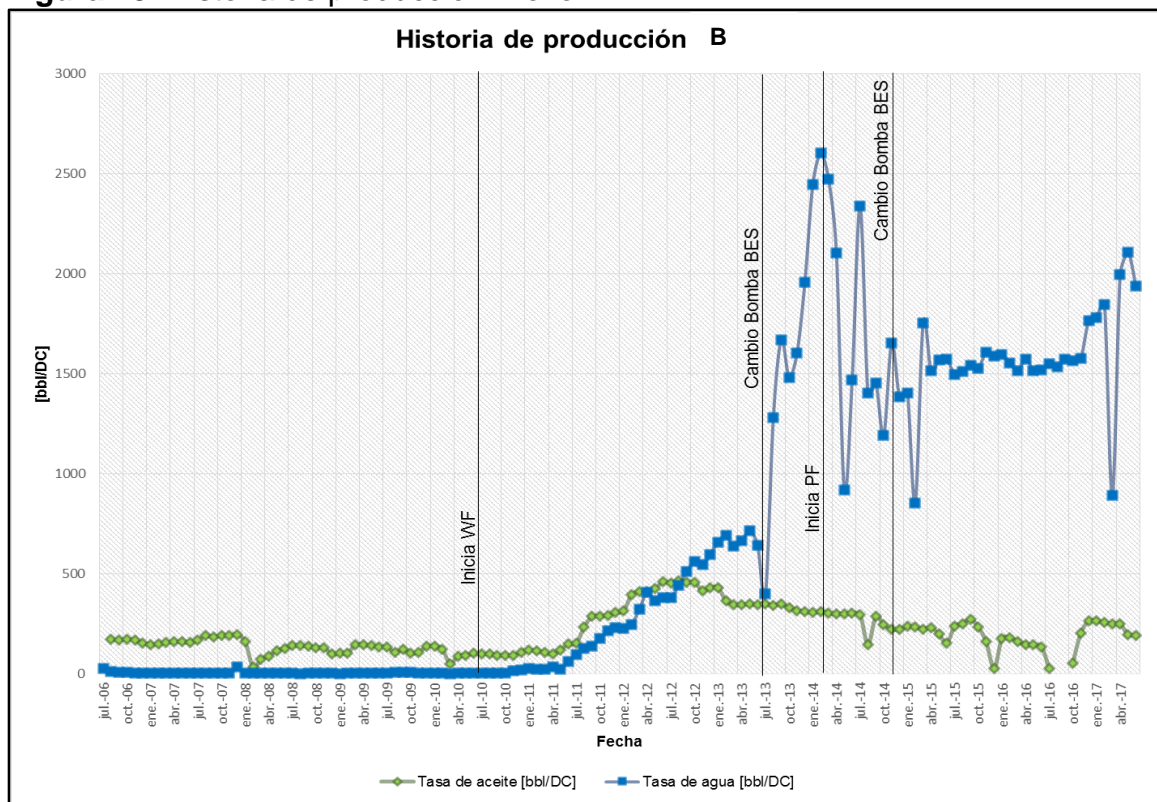


**Figura 22.** Distribución Capacidad de flujo. Pozo B



**3.1.2.1 Historia de Producción.** De acuerdo con la historia de producción del pozo, **Figura 23**, se observa que en julio de 2.010 inicia la inyección de agua en el pozo inyector A, que afecta en primera línea a este pozo productor, para entonces el pozo produce 280,6 BOPD, 4,7 BWPD, 147,5 MCFTPD. Como respuesta al trabajo realizado en noviembre de 2.010, en que se abrieron 4 intervalos a producción en las arenas Cantagallo 3 (CG3) y en las Cantagallo 4 (CG4), se presenta un incremento leve en la producción de agua y de petróleo. En julio de 2.011 aumenta la producción significativa de agua, mientras decrece la producción de petróleo, este efecto se intensifica por el inicio en la inyección de agua en el pozo M en mayo de 2.012, al punto en que en enero de 2.013, la producción de agua es dos veces la producción de petróleo.

**Figura 23.** Historia de producción. Pozo B

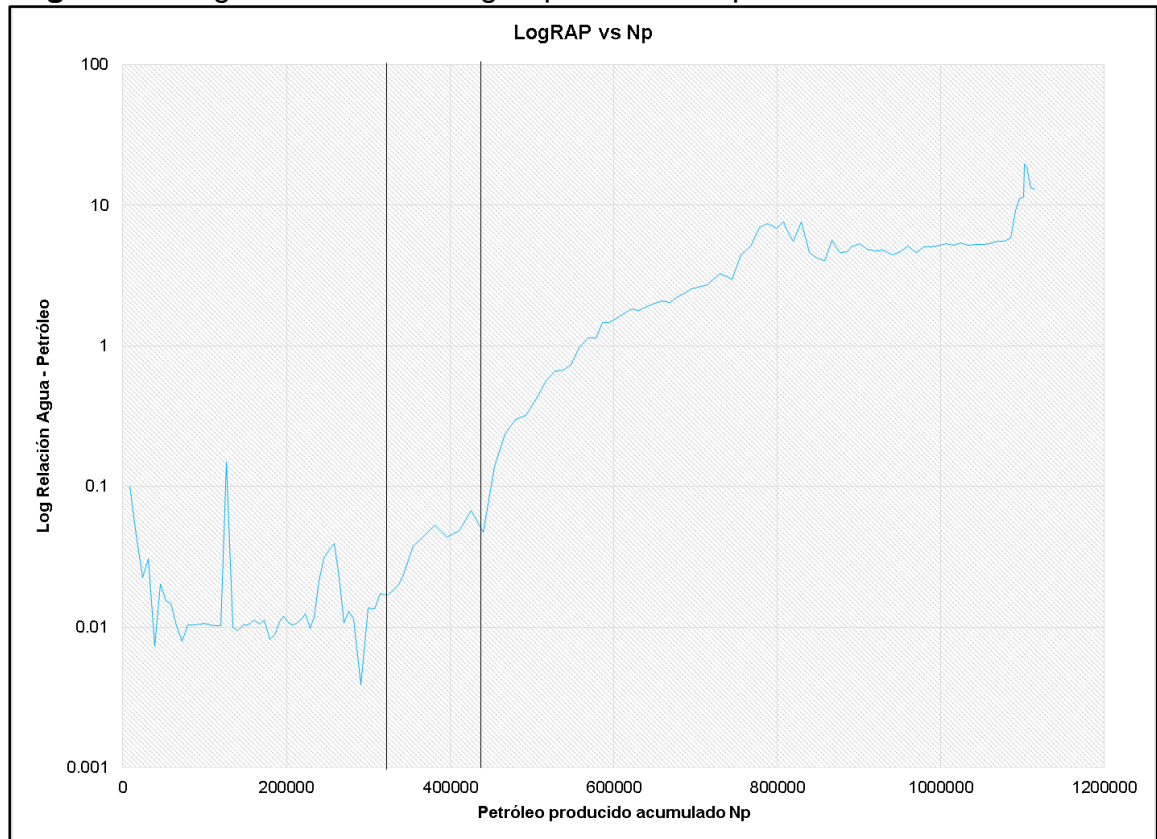


**3.1.2.2 Diagnóstico.** La relación en producción de agua – petróleo aumenta en respuesta a lo anteriormente sustentando en la historia de producción el pozo, como se observa en la **Figura 24** la máxima relación agua – petróleo que se ha evidenciado en el pozo es de 19,57, con un corte de agua de 95,14.

Como respuesta a la implementación del piloto de inyección de polímero en el pozo inyector A en marzo de 2.014, para abril de ese mismo año la producción de agua tiene un decrecimiento significativo; a pesar de que la producción de agua incrementa en los siguientes meses, se pudo mantener relativamente constante

desde febrero de 2.015 hasta octubre de 2.016, con una producción de agua promedio de 1.524,53 barriles al día.

**Figura 24.** Logaritmo Relación agua-petróleo vs Np. Pozo B



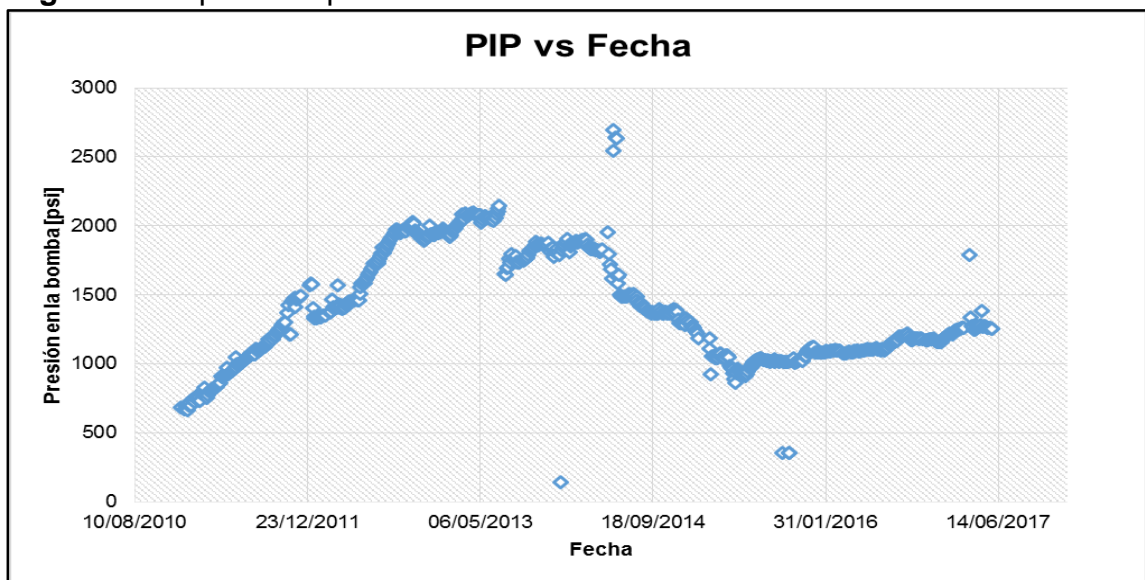
Como se aprecia en la **Figura 25** , la presión de la bomba aumentó desde diciembre de 2.012 hasta junio de 2.013, en el que se incrementa simultáneamente la producción de fluidos, enseguida esta presión decrece hasta una magnitud de 1.650,5 psi e intenta mantenerse constante hasta mayo de 2.014; periodo en el que el caudal de producción está aumentando. En esta fecha se realiza el cambio de la bomba electrosumergible (BES) y se ajusta una presión de 1.724 psi, desde entonces la presión tiene una reducción hasta un valor mínimo de 865 psi en mayo de 2.015; a partir de esta fecha la presión de la bomba ha tenido un aumento progresivo hasta 1.275 psi en mayo de 2.017.

Teniendo en cuenta la producción del campo y el gráfico de Chan (Anexo A) realizado para el pozo el cual muestra un indicio entre comunicación o una posible canalización de agua; a pesar de que no fue posible evaluar el registro de evaluación de cemento, la opción de comunicación en el pozo se descarta pues los eventos que se han presentado en el mismo no dan respuesta a un efecto negativo en la integridad del cemento; por tal razón en el pozo se evalúa un caso de

canalización de agua. Esta conclusión también está soportada con la gráfica de conformance realizada para el pozo (ver **Figura 26**), este grafico de diagnóstico proporciona una idea de la existencia de irrupciones tempranas de agua y la eficiencia de barrido del proceso de inyección<sup>86</sup>; de acuerdo con la separación temprana en la curva de producción de petróleo con la de fluidos totales, se identifica que existen irrupciones tempranas de agua; y teniendo en cuenta la curva de producción de petróleo baja comparada con la producción de fluido total, se evidencia una eficiencia de recobro baja.

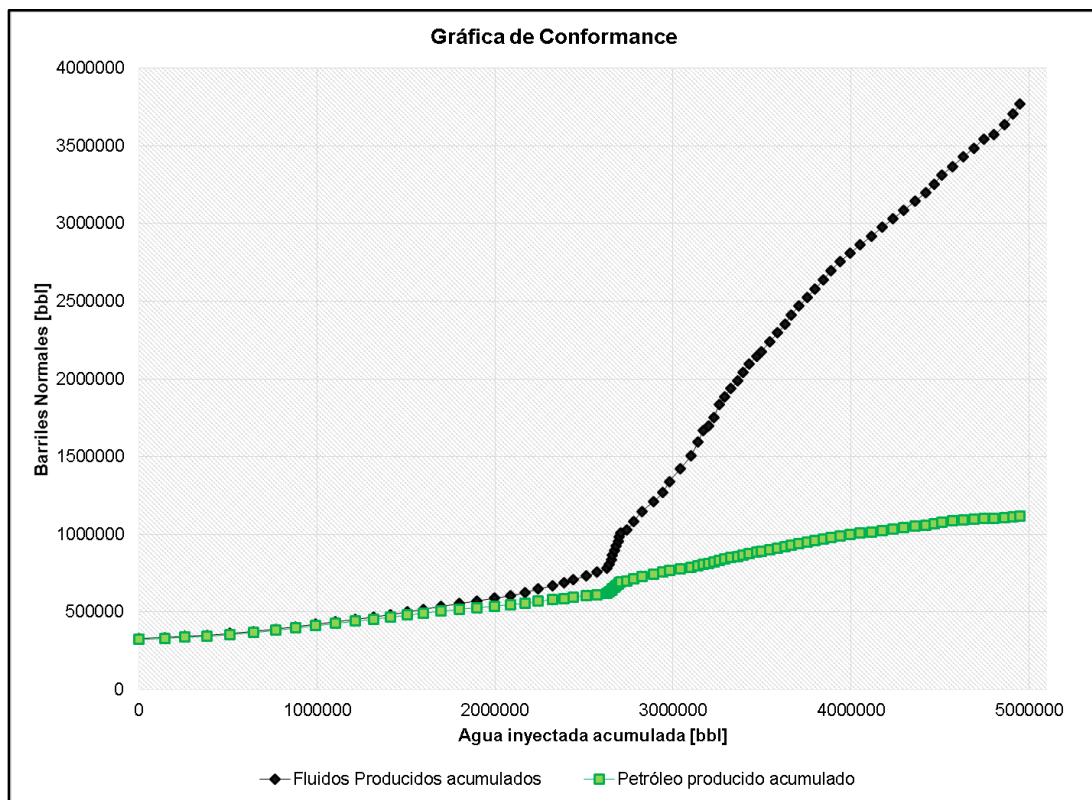
La producción en este pozo se da por las capas: Cantagallo 1A (CG1A) con una capacidad de flujo (k\*h) de 6.976,76.84 mD\*ft, Cantagallo 2 (CG2) con capacidad de flujo (k\*h) de 12.032, 76 mD\*ft, Cantagallo 2A (CG2A) con capacidad de flujo (k\*h) de 2.797,69 mD\*ft, Cantagallo 3 (CG3) con capacidad de flujo (k\*h) de 5.762,83 mD\*ft y Cantagallo 4 (CG4) con capacidad de flujo (k\*h) de 13.688 mD\*ft. El efecto de inyección de agua en el pozo es influenciado en primera línea por la inyección en el pozo A, el cual de acuerdo con los últimos registros de inyección disponibles, evidencia que el desplazamiento del agua se da principalmente por las capas Cantagallo 2 (CG2) y en una mayor proporción en la capa Cantagallo 2A (CG2A). Como resultado del estudio realizado y teniendo en cuenta las propiedades petrofísicas de las capas de arena del pozo; la capa de arena candidata al tratamiento de conformance químico por tener canalización de agua, es la capa Cantagallo 2, porque además de que la mayor proporción del agua inyectada está siendo desplazada por esta, la capacidad de flujo en esta es bastante alta.

**Figura 25.** Pip vs tiempo. Pozo B



<sup>86</sup> TERRADO, Rodolfo Martin; YUDONO, Suryo and THAKUR, Ganesh C. Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles Into Practice. p.7

**Figura 26.** Gráfica de conformance pozo. Pozo B

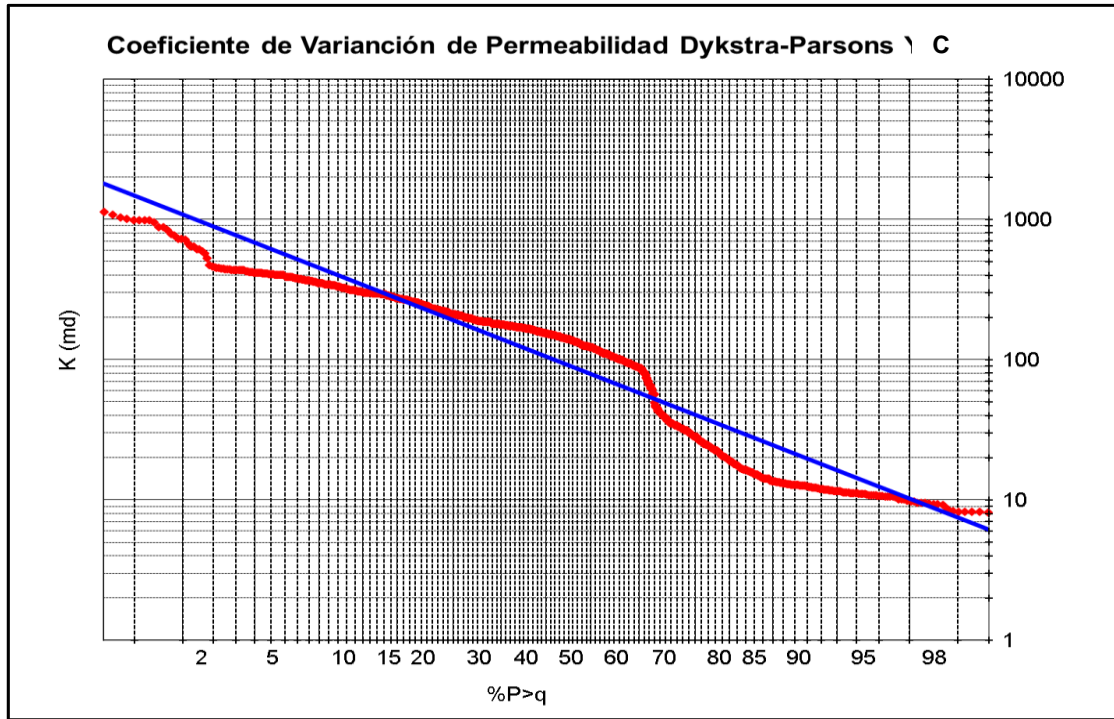


**3.1.3 Pozo Productor C.** Por su ubicación el pozo es afectado en primera línea por los pozos inyectores A y 527. La producción de este pozo inicia en julio de 2.006, con una producción de petróleo de 33 barriles por día, 4,4 barriles de agua por día y 16.000 pies cúbicos de gas por día. El completamiento del pozo tiene un empaque con grava, que se llevó a cabo con el objetivo de habilitar los intervalos productores y evitar la continua producción de área, este está completado en las arenas Cantagallo (CG), Cantagallo 1A (CG1A), Cantagallo 2 (CG2) y Cantagallo 2A (CG2A).

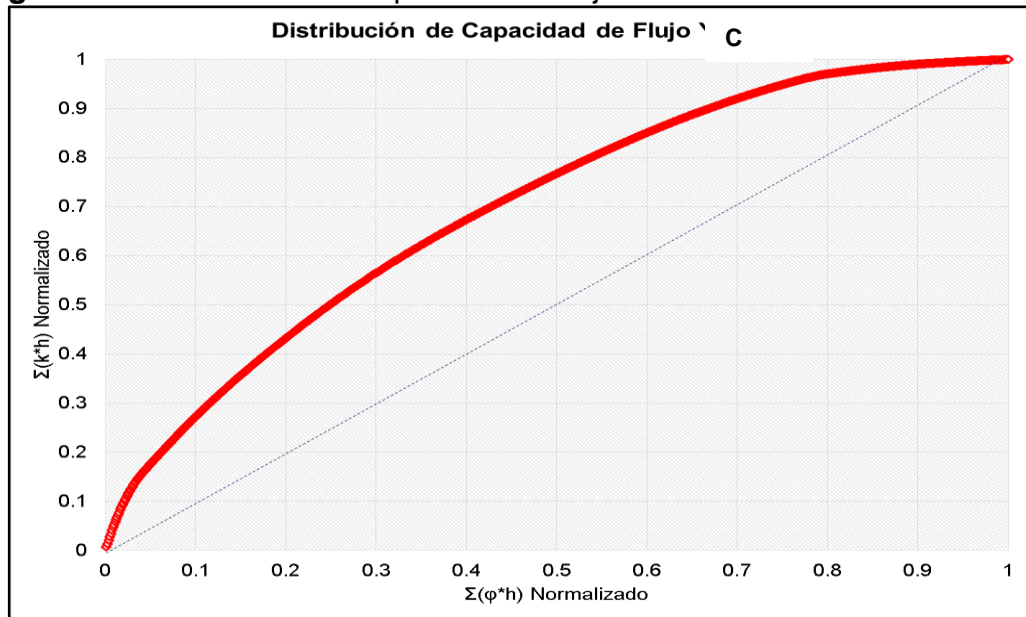
Con el objetivo de estudiar el comportamiento del pozo correlacionado con sus propiedades, se lleva a cabo la determinación de la variación de la heterogeneidad de la permeabilidad mediante el método de Dyskra Parsons, como se observa en la **Figura 27**, es posible distinguir que el paquete de arenas de interés de acuerdo con sus propiedades está subdividido en 3 paquetes de arenas teniendo en cuenta la similitud en la magnitud de su permeabilidad. El resultado de este coeficiente es de 0,6786, lo que indica que las arenas de interés son catalogadas muy heterogéneas.

Adicional al anterior, se realizó la gráfica de capacidad de flujo (**Figura 28**) con el fin de determinar cuantitativamente la heterogeneidad del paquete de arenas de interés mediante el coeficiente de Lorenz, que para este pozo se obtuvo de 0,3972.

**Figura 27.** Coeficiente de la variación de permeabilidad. Dykstra – Parson. C

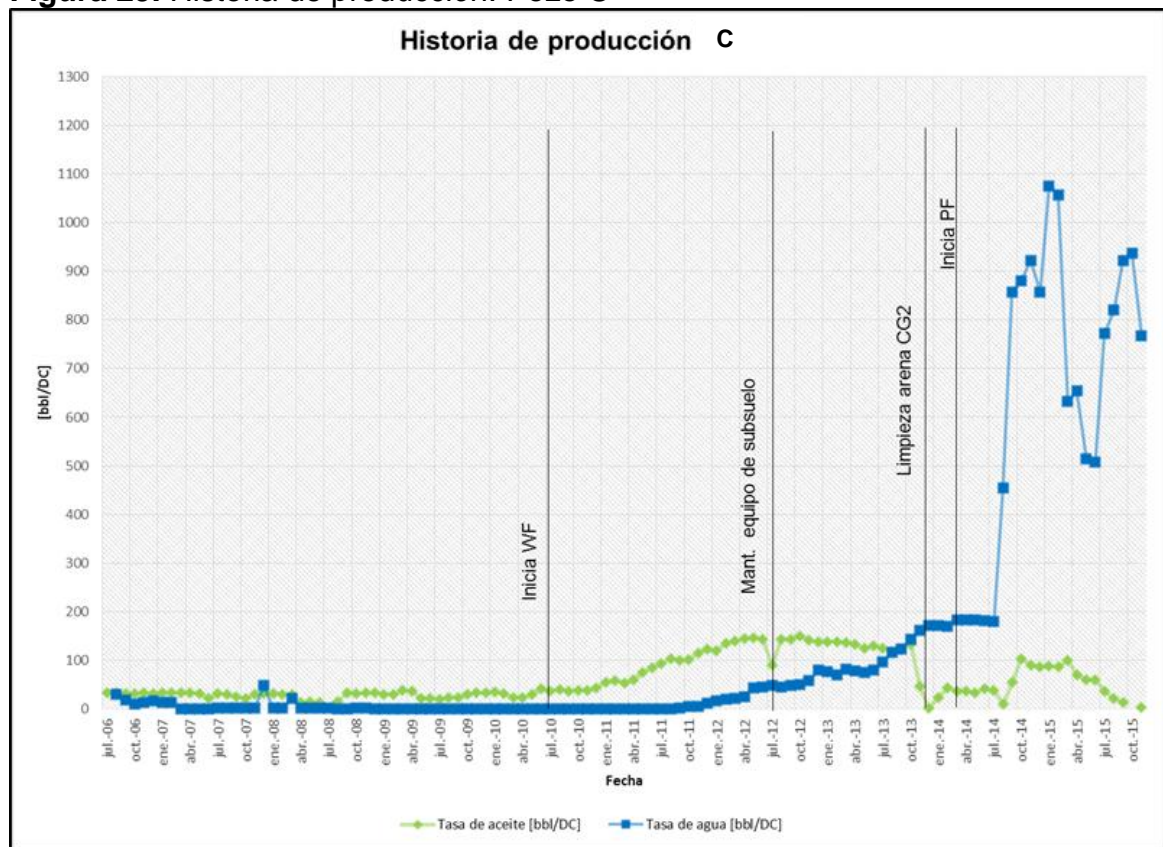


**Figura 28.** Distribución de capacidad de flujo. Pozo C



**3.1.3.1 Historia de Producción.** De acuerdo con la historia de producción del pozo (ver **Figura 29**) y la gráfica de la relación agua-petróleo versus el petróleo producido acumulado (ver **Figura 30**), en octubre de 2.012 el pozo alcanza un caudal de producción de petróleo de 149,5 barriles por día, 37,3 barriles de agua por día y 110.000 pies cúbicos de gas al día. Sin embargo, en enero de 2.014 como un resultado de un trabajo de limpieza realizado en las Arenas Cantagallo 2 (CG2), la producción de agua incrementa abruptamente y el pozo se encuentra acuatizado. Para noviembre de 2.015 se decide cerrar el pozo por daño en la tubería de producción y su estado acuatizado del 100%, el petróleo producido acumulado a junio del 2.015 es de 8.211 barriles de petróleo. Para tomar correctivas con respecto al patrón de inyección A, se planea como un trabajo a futuro reemplazar este pozo cerrado por el pozo productor YR-187.

**Figura 29.** Historia de producción. Pozo C



**3.1.3.2 Diagnóstico.** Teniendo en cuenta el gráfico de Chan realizado para el pozo (Véase Anexo A), se observa que es posible encontrarse bajo un caso de comunicación, en otras palabras fuga en el revestimiento. El problema evidenciado mediante el gráfico de diagnóstico, está relacionado con las operaciones realizadas a finales del 2.013, al realizar el cambio en el sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico a bombeo electrosumergible, se realizó una medida de fondo

encontrándose a 8.130 pies y se lleva a cabo una limpieza por circulación hasta 8.326 pies.

Para diciembre de 2.013, se efectuó un mantenimiento en el equipo de subsuelo, de igual forma se areno el pozo de forma artesanal con el objetivo de dejar arenado el intervalo de arena de 8.326 pies hasta 8.130 pies, durante esta operación el pozo continuo fluyendo, sin embargo a partir del siguiente mes (enero de 2.014) se presenta una elevada producción de agua. Una posible razón por la que sucede que ocurre alta producción de agua del pozo según los análisis realizados por la operadora, está asociada a que el empaque de grava con el que se estaba trabajando además de contribuir con la disminución en la producción de arena, actuaba como una zona de menor permeabilidad que favorecía la reducción en la producción de agua.

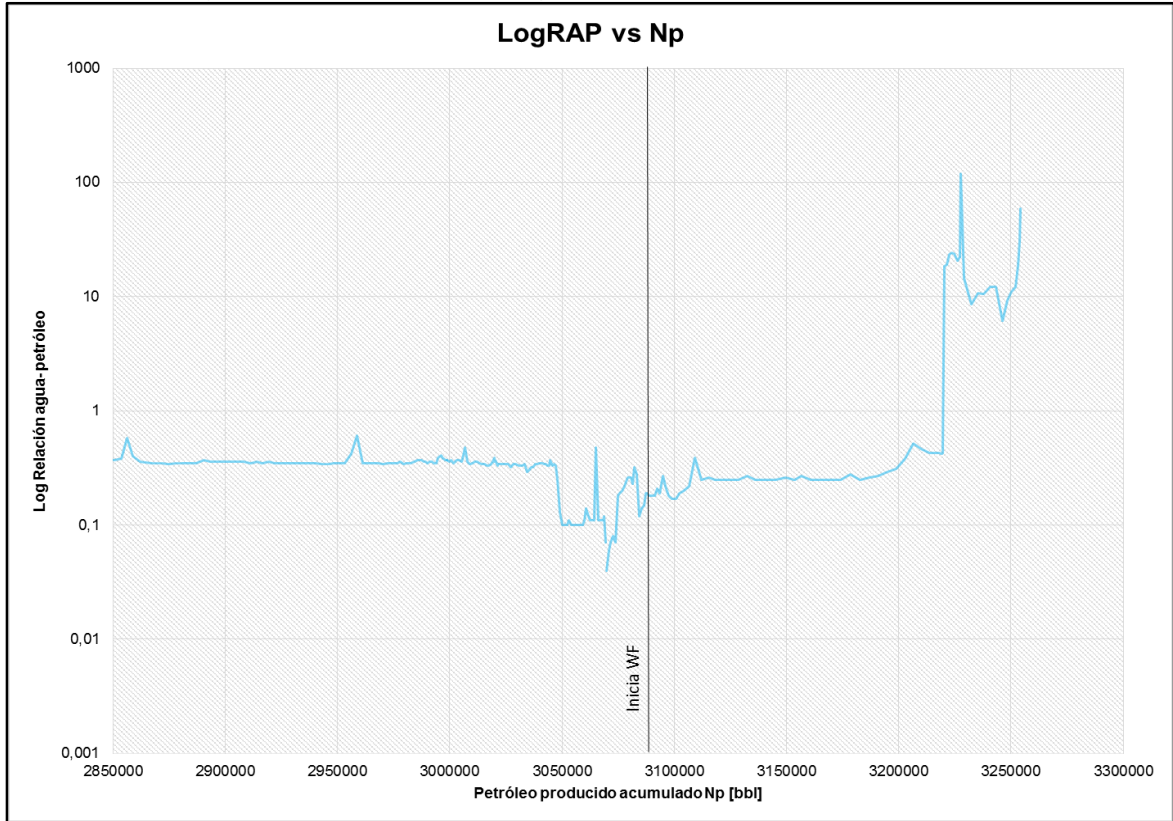
Teniendo en cuenta el gráfico de diagnóstico realizado para el pozo (ver **Figura 32**), se evidencia que no se presentan irrupciones tempranas de agua y la eficiencia del proceso de inyección ha sido favorable.

Como se observa en la **Figura 31**, del comportamiento de la presión en la entrada de la bomba se tiene reporte desde diciembre de 2.013 con una presión de 2.873 psi, a partir de esta fecha la presión decrece de forma gradual hasta un valor 2.074 psi en agosto de 2.014, simultáneamente el caudal de fluido total aumenta; con esta presión de operación se trabajó hasta noviembre del año en mención, la presión continua decreciendo de forma gradual hasta un valor de 1.758 psi, de igual forma el caudal total también lo hace.

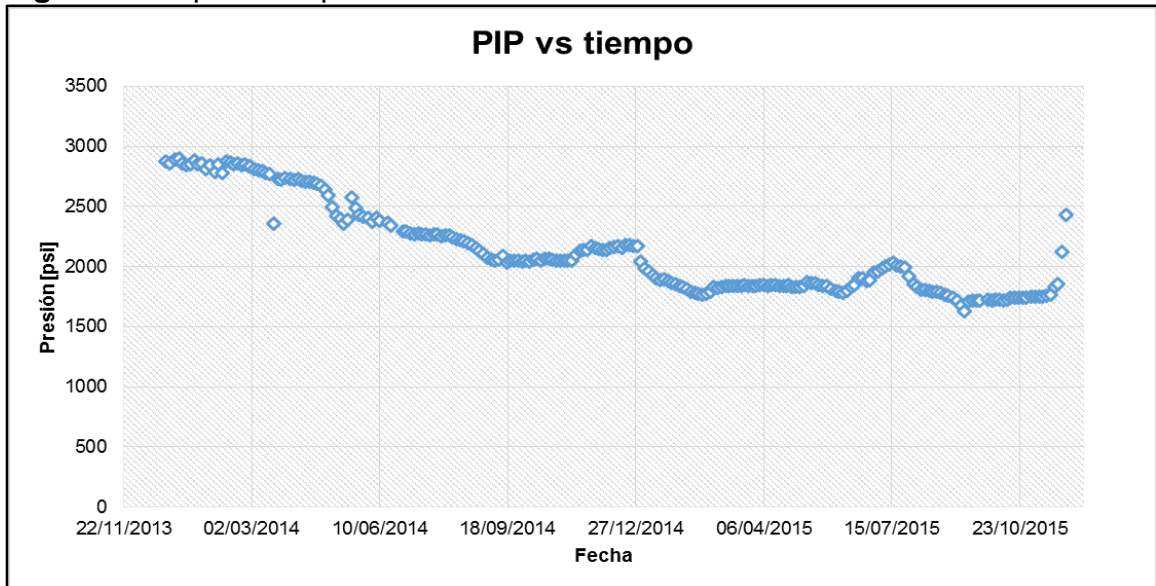
Teniendo en cuenta lo anterior y la buena respuesta de producción de petróleo con la inyección de agua del pozo A, realizar un tratamiento con geles taponantes, puede generar beneficios en cuanto a la producción de petróleo y la disminuir la producción de agua.



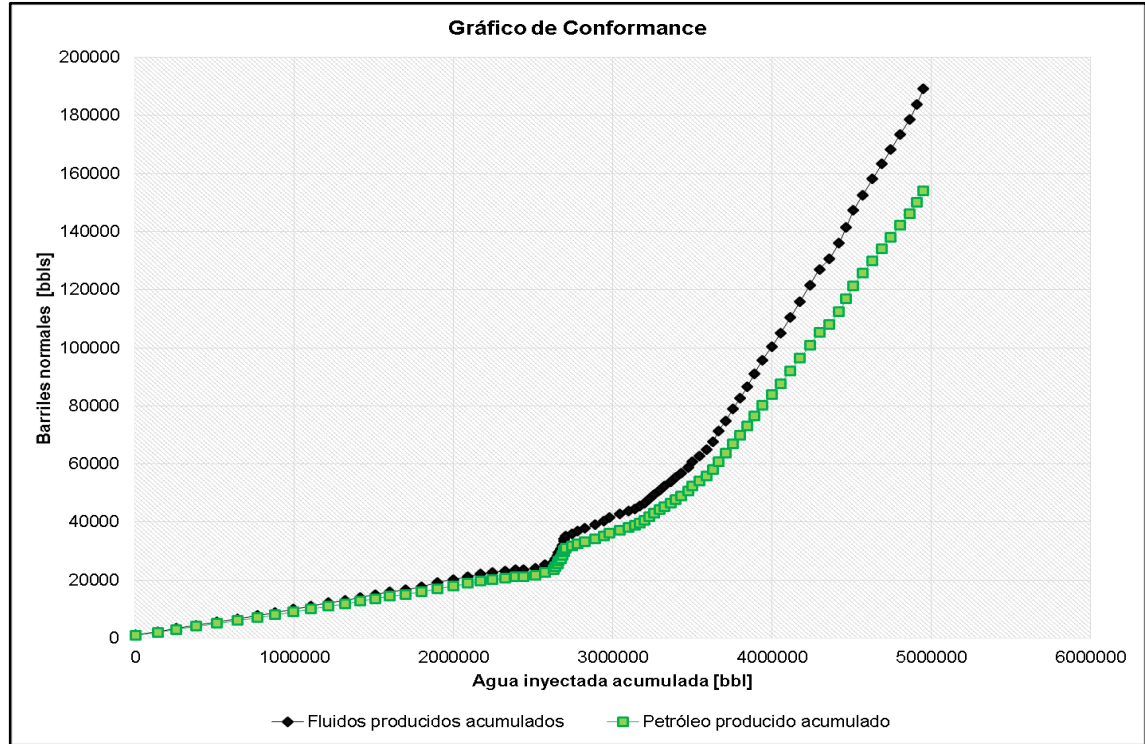
**Figura 30.** Logaritmo de la relación agua- petróleo vs Np. Pozo C



**Figura 31.** Pip vs tiempo. Pozo C



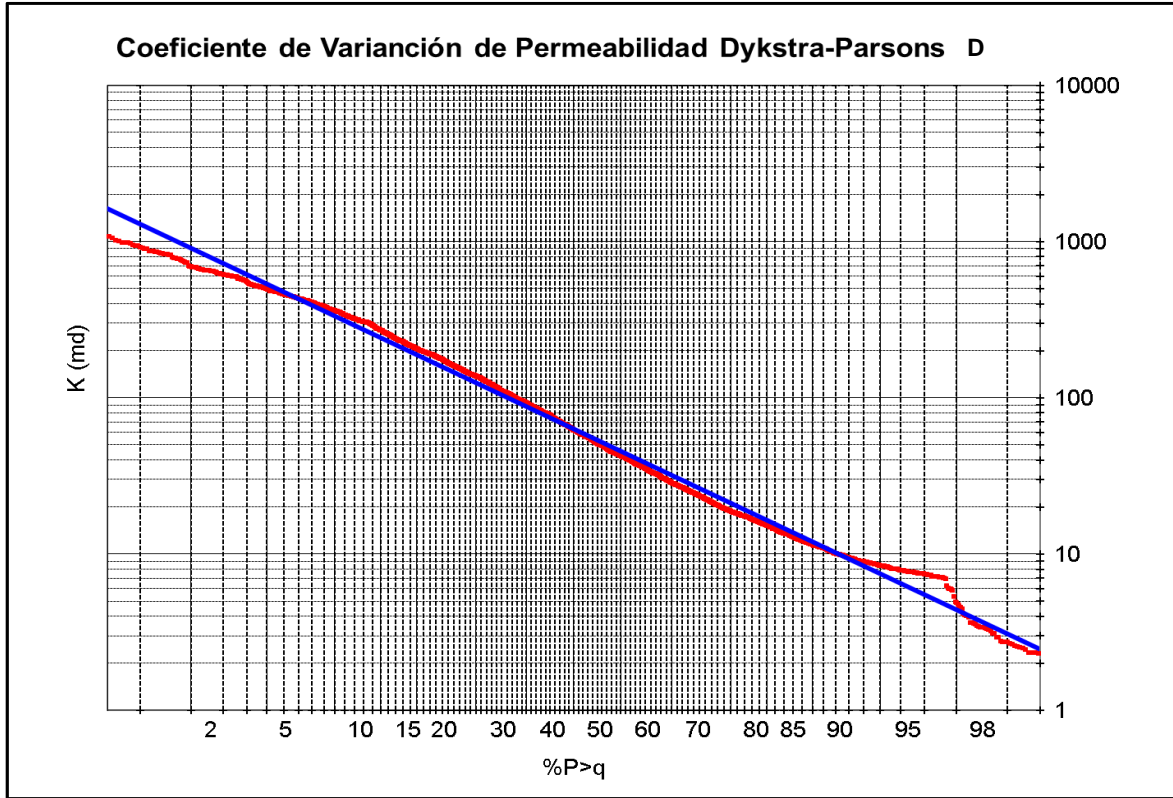
**Figura 32.** Gráfico de conformance pozo. Pozo C



**3.1.4 Pozo Productor D.** Este pozo pertenece a los patrones de inyección A, 512 y 525. Esta completado desde las Arenas Cantagallo 1A (CG1A) hasta las Arenas Cantagallo 6 (CG6). En abril de 2.007 inicia la producción de petróleo en el pozo con una tasa de 205,9 barriles al día, 13,5 barriles de agua al día y 79,2M de pies cúbicos de gas al día

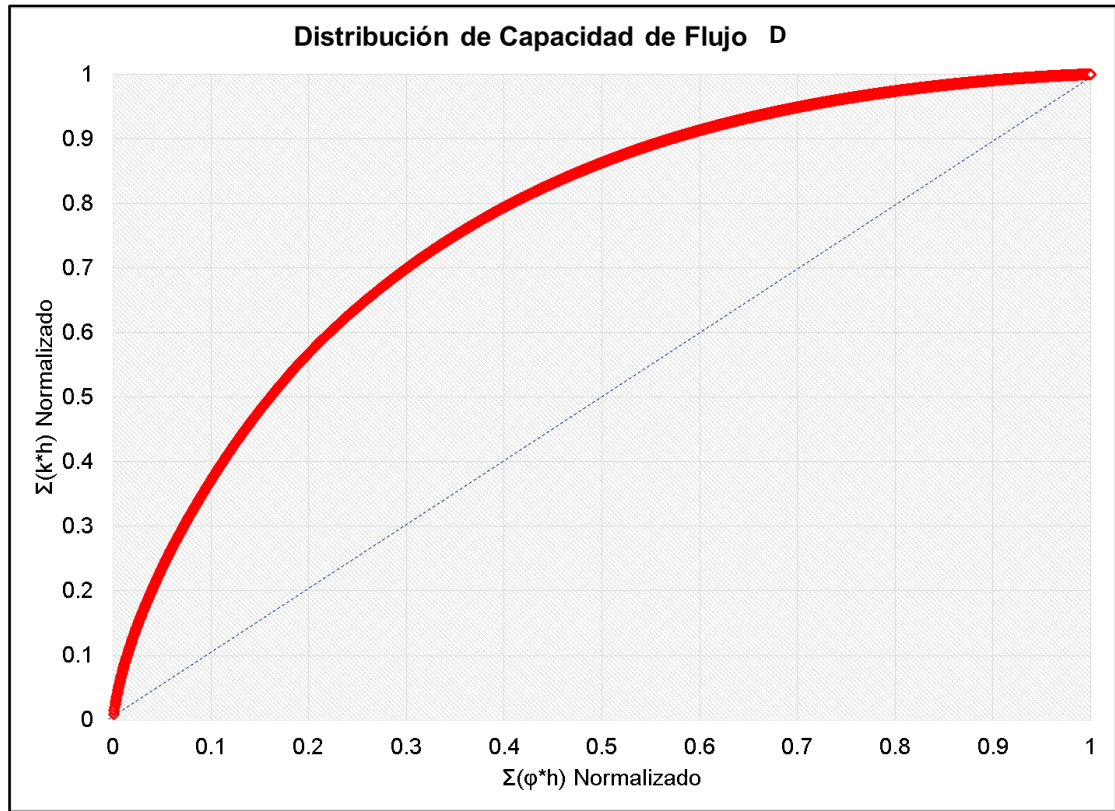
Dentro del estudio realizado al pozo, se determinó la variación de la permeabilidad del paquete de arenas de interés en el pozo, mediante el método de Dykstra – Parson como se aprecia en la **Figura 33** y el resultado obtenido es de 0,7270 siendo catalogado como un paquete de arenas muy heterogéneo.

**Figura 33.** Coeficiente de Variación de permeabilidad Dykstra-Parsons. Pozo D



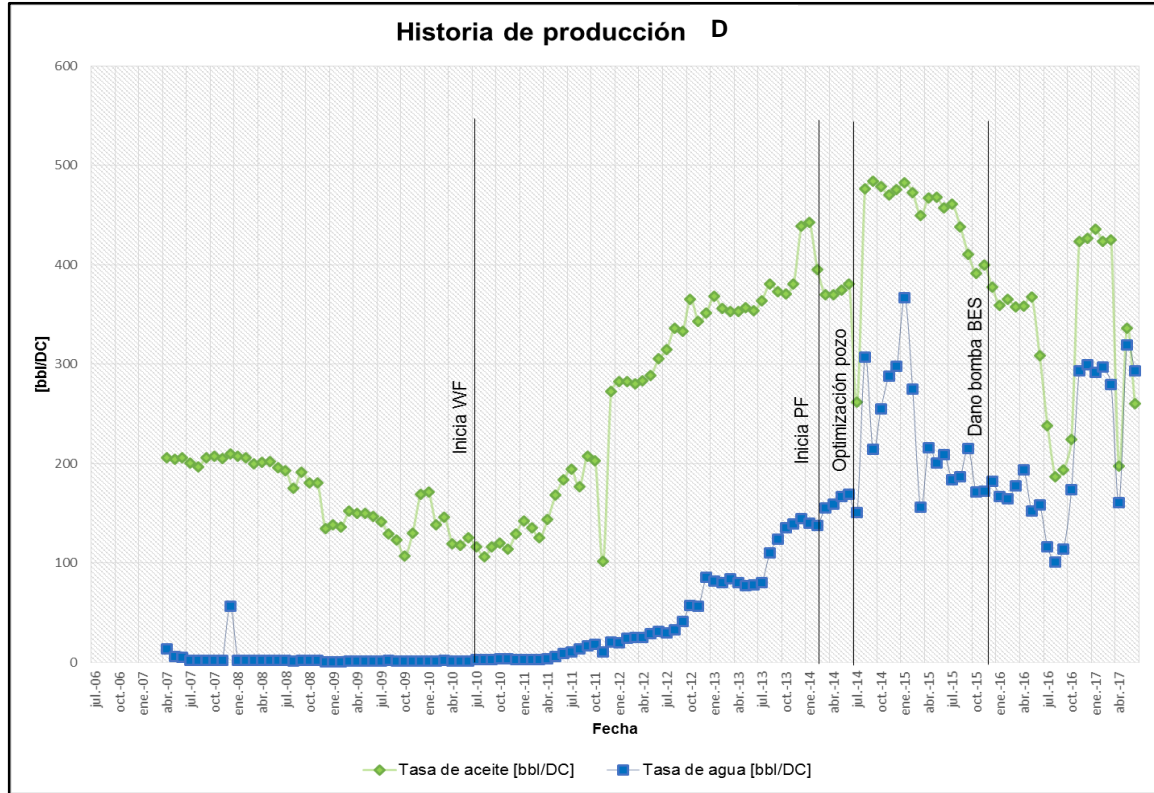
También se llevó a cabo el cálculo del coeficiente de Lorenz a partir de la gráfica de capacidad de flujo (**Figura 34**), de esta forma es posible describir cualitativamente la heterogeneidad de las arenas de interés que dio como resultado 0,5364, indicando un yacimiento medianamente heterogéneo.

**Figura 34.** Distribución de la Capacidad de Flujo. Pozo D



**3.1.4.1 Historia de producción.** Teniendo en cuenta la historia de producción del pozo (ver **Figura 35**), es posible afirmar que este ha tenido un buen desempeño, mostrando una producción significativa de petróleo. A pesar de que en agosto de 2014 la producción de agua aumenta, la producción de crudo también muestra un incremento significativo, manteniéndose siempre superior a la producción de agua.

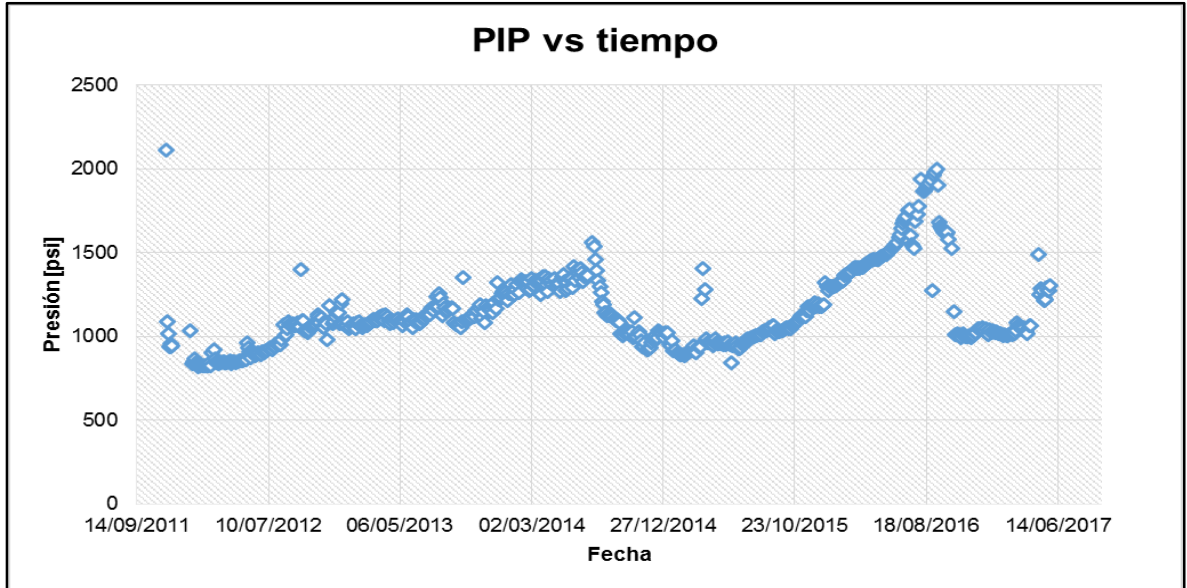
**Figura 35.** Historia de producción. Pozo D



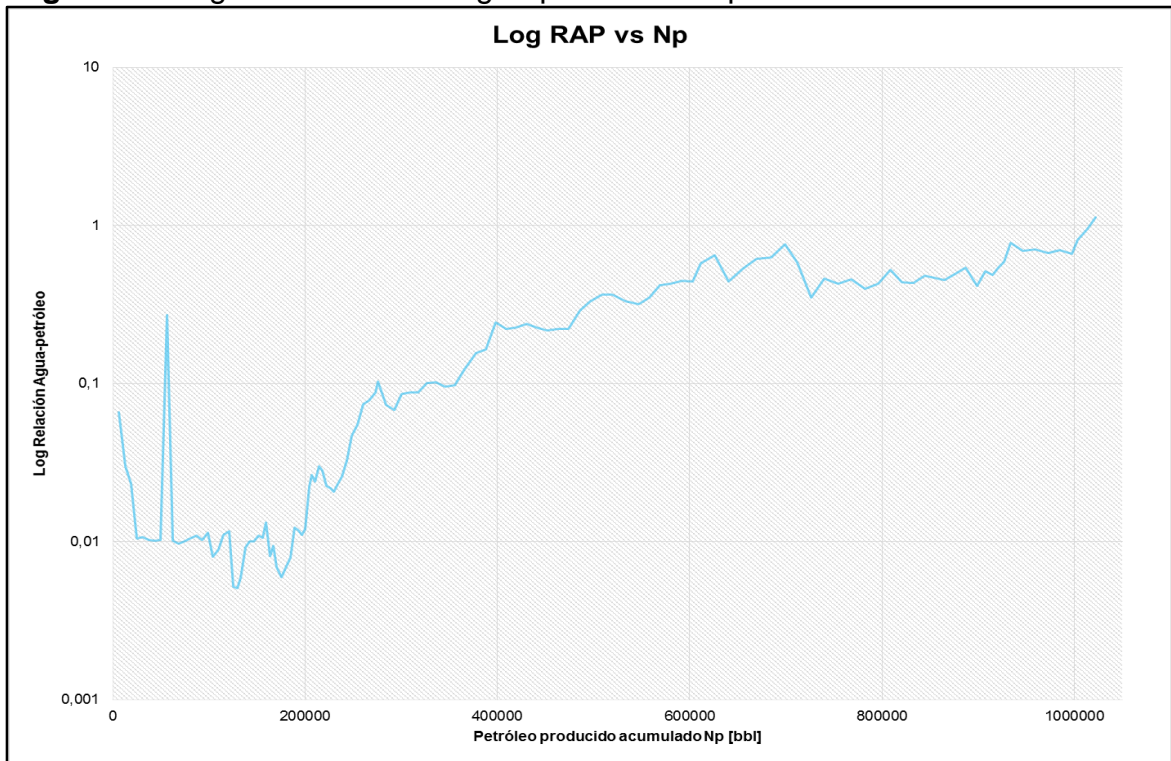
**3.1.4.2 Diagnóstico.** Como se observa en la **Figura 36**, los datos de presión a la entrada de la bomba están registrados desde noviembre de 2.011, para esta fecha se presenta una presión inicial de 2.112,9 psi y una disminución drástica a 838 psi en enero de 2.012, desde entonces la presión tiene incrementos graduales hasta julio de 2.014 en el que se realiza una optimización del pozo y se evidencia un aumento en la presión, seguido de una declinación. Durante los periodos descritos se evidencia un aumento en el caudal de producción. En el periodo comprendido entre octubre de 2.014 y agosto de 2.016 se refleja un aumento continuo en la presión; este alcanza una magnitud de 1.868 psi, y a continuación se presenta una disminución brusca que llega a valores de 1.018 psi; a partir de agosto de 2.016 el caudal de producción tiene un aumento significativo.

Con base con el gráfico de diagnóstico de Chan realizado para el pozo (Anexo A), este muestra un comportamiento normal de producción. Esta idea es también sustentada con el comportamiento de la relación agua petróleo, que como se observa en la **Figura 37**; estos valores son realmente bajos indicando que aún no se ha presentado una irrupción fuerte de agua, es decir que todo el frente de agua no ha llegado al pozo. Además, con el análisis del grafico de conformance realizado para el pozo (ver **Figura 38**), es posible constatar que no se presentan irrupciones tempranas de agua, y la eficiencia del proceso de inyección es favorable.

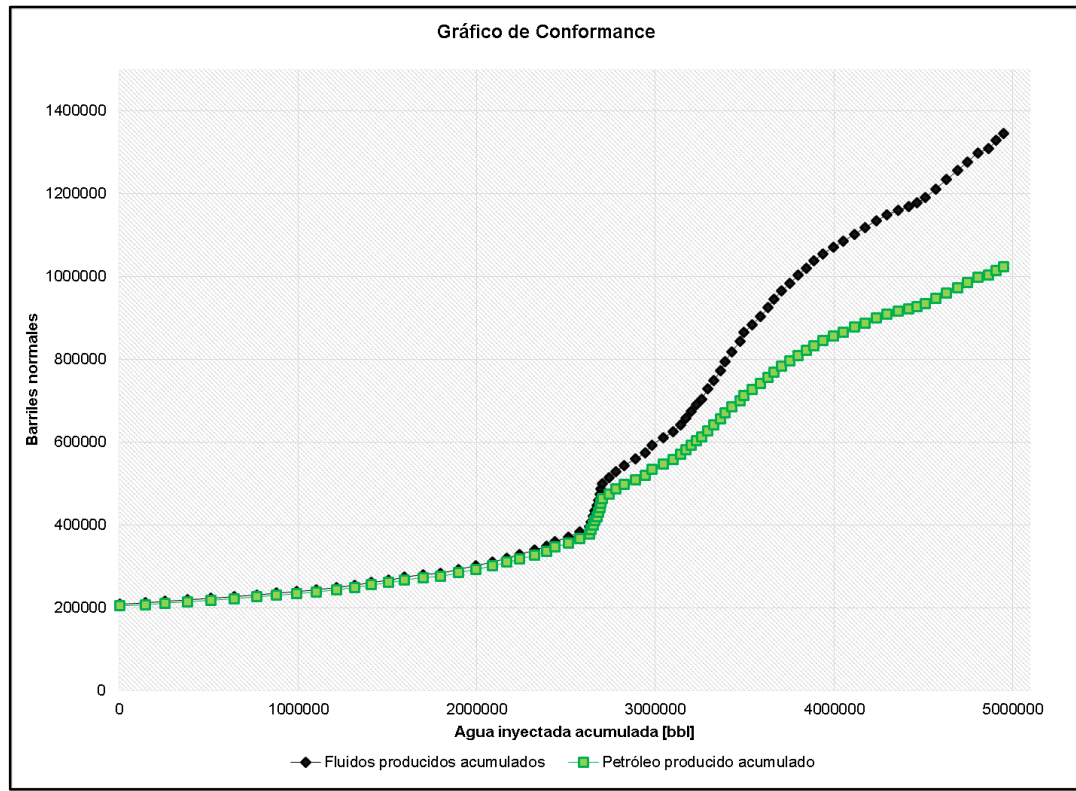
**Figura 36.** Pip vs tiempo. Pozo D



**Figura 37.** Logaritmo Relación agua-petróleo vs Np. Pozo D



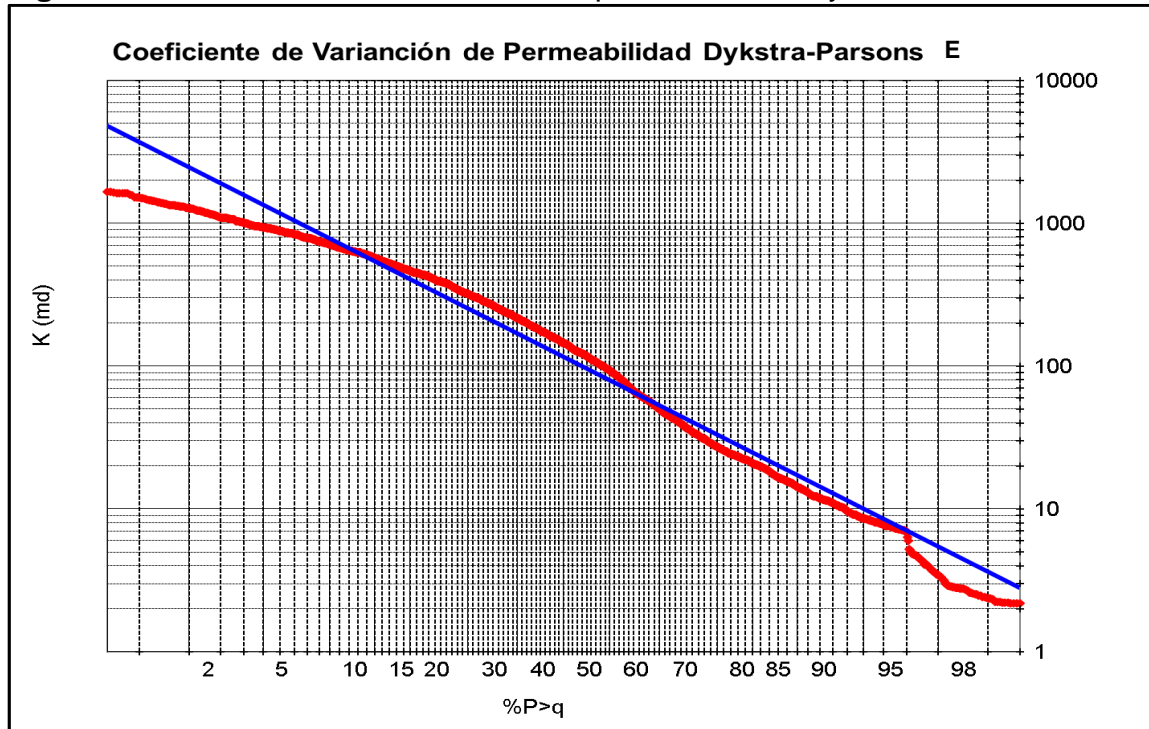
**Figura 38.** Gráfico de conformance. Pozo D



**3.1.5 Pozo Productor E.** Este pozo se ve influenciado por los pozos inyectores A, F, N y M. El pozo es completado en julio de 2006 desde las arenas Cantagallo (CG) hasta las arenas Cantagallo 4 (CG4), actualmente están abiertas las arenas Cantagallo 1A (CG1A), Cantagallo 2 (CG2) y Cantagallo 2A (CG2A).

Dentro del estudio del pozo, se realizó el cálculo del coeficiente de la variación de la permeabilidad en las arenas de interés mediante el método de Dykstra – Parson, en la **Figura 39** se pudo observar la gráfica de variación de la permeabilidad que incluyendo los valores obtenidos en la ecuación da como resultado un coeficiente de variación de la heterogeneidad de 0,7742, con este las arenas de interés son catalogas extremadamente heterogéneas.

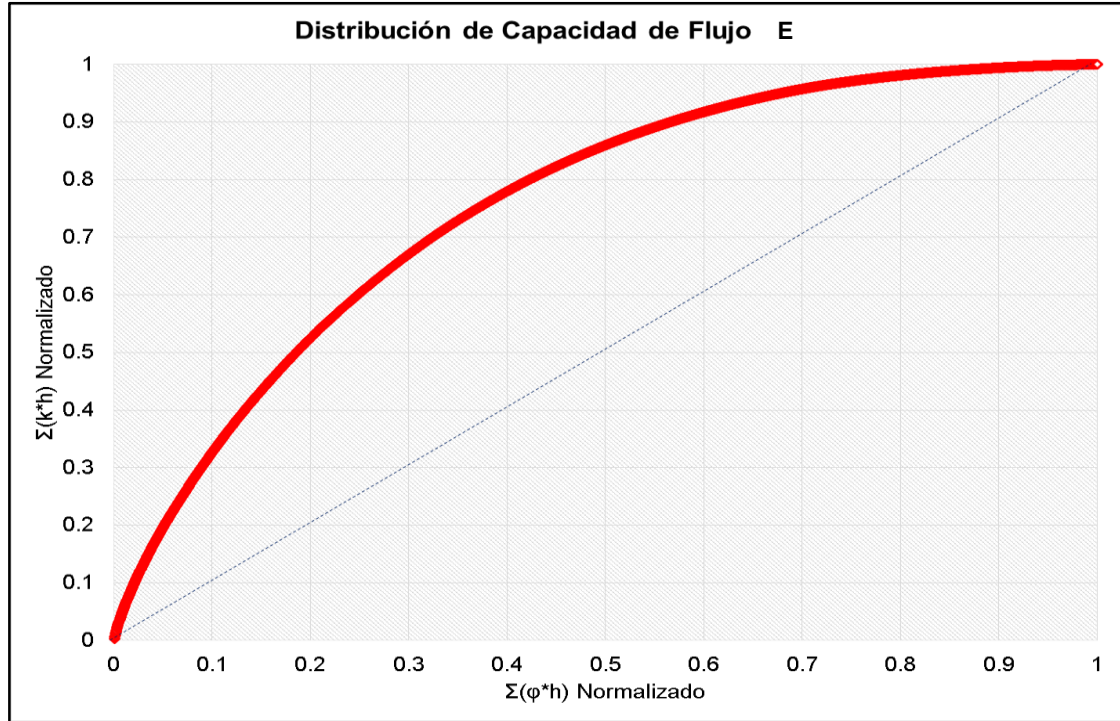
**Figura 39.** Coeficiente de la variación de permeabilidad Dykstra-Parsons. E



Con el fin de describir cuantitativamente la heterogeneidad del yacimiento también se determinó el coeficiente de Lorenz, en este se desarrolla la gráfica de capacidad de flujo que se observa en la **Figura 40**; el resultado de este coeficiente es de 0,5111 que con este valor las arenas evaluadas son catalogadas medianamente heterogéneas.



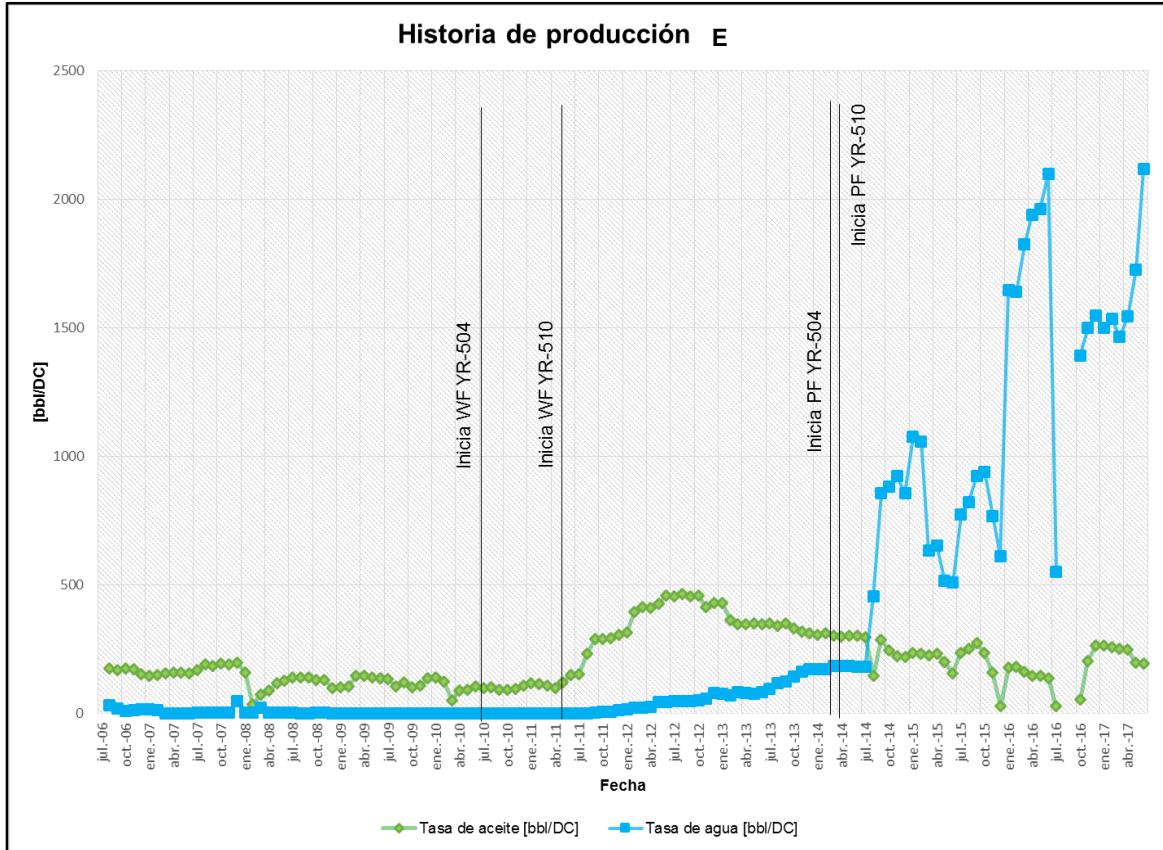
**Figura 40.** Distribución de Capacidad de Flujo. Pozo E



**3.1.5.1 Historia de Producción.** La producción en el pozo inicia en agosto de 2.006, con una tasa de petróleo de 174,5 bbl/día, una tasa de agua de 30,4 bbl/día y 39.500 cft/día de gas. Después del inicio de la inyección de agua en los patrones de inyección 1 y 2, los cuales afectan en primera línea a este pozo productor, en junio de 2.012 el pozo alcanza una producción de petróleo de 459,6 barriles al día, con 45,5 barriles al día de agua y 165.100 pies cúbicos de gas al día.

De acuerdo con la historia de producción del pozo (ver **Figura 41**) desde julio de 2.013, se evidencia un crecimiento progresivo en la producción de agua, y una leve disminución en la producción de petróleo. Para agosto de 2.014 se presenta un crecimiento excesivo en la producción de agua, superando la producción de petróleo; este evento está correlacionado con el trabajo de cañoneo adicional realizado en el mismo mes, en el que se abren intervalos en las arenas Cantagallo 2 (CG2), Cantagallo 2A (CG2A), Cantagallo 3 (CG3) y Cantagallo 4 (CGA).

**Figura 41. Historia de producción. Pozo E**



**3.1.5.2 Diagnóstico.** En respuesta al crecimiento rápido en la producción de agua, en junio de 2015 se decide realizar un trabajo de workover en el que se realiza un cambio de bomba y se deja el pozo en producción. En diciembre del mismo año se lleva a cabo un aislamiento de las zonas productoras de agua, arenas Cantagallo 3 (CG3) y arenas Cantagallo 4 (CG4), véase en el Anexo A. Finalmente en julio de 2016 el pozo sale de línea, ya que no se ha estabilizado en efecto al trabajo de workover realizado en diciembre 2015 con el fin de aislar las zonas productoras de agua. El pozo es re-activado en octubre de 2016 con un corte de agua del 96,23%.

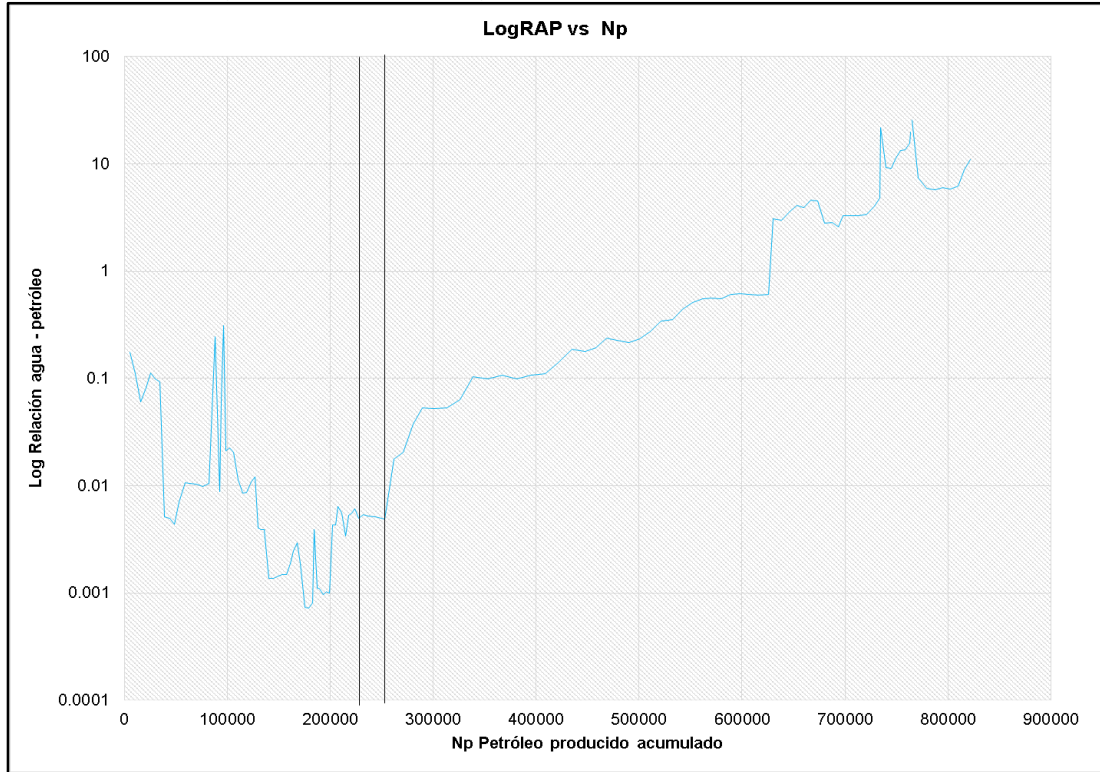
Como se aprecia en la **Figura 43**, de las presiones de operación a la entrada de la bomba se observa un incremento desde diciembre 2010 con 259,9 psi hasta julio de 2011 con 475,2 psi. Del siguiente período en que se registra la presión en la entrada de la bomba, inicia en agosto de 2014 con 1.758,1 psi, esta presión presenta pequeñas fluctuaciones hasta junio de 2015, fecha en la que la presión disminuye a 1.487,2 psi. A partir de la anterior fecha la presión a la entrada de la bomba aumenta progresivamente, hasta diciembre del mismo año; mientras que el caudal de producción e inyección.

Con un valor de presión de 1.229,9 psi en enero de 2.016, esta magnitud decrece progresivamente hasta julio del mismo año, e inicia aumentar significativamente con varias deflexiones, igualmente el caudal de producción.

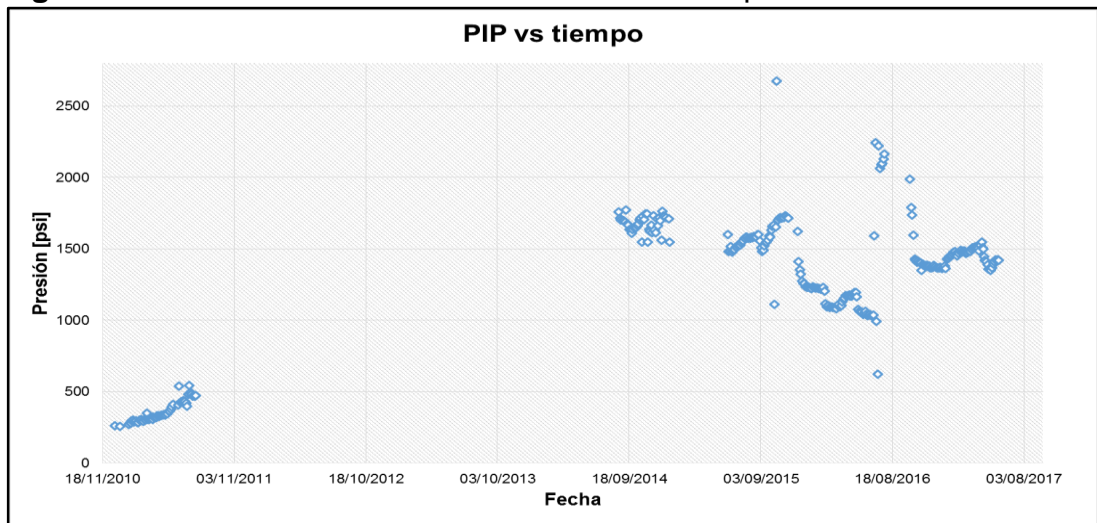
Teniendo en cuenta el gráfico de diagnóstico de Chan (Anexo A) realizado para el pozo se debe evaluar una posible comunicación o tendencia a canalización de agua. El registro de evaluación de cemento que tiene el pozo fue corrido en junio de 2.006, de acuerdo con este es posible afirmar que en ese entonces no se tiene mala adherencia del cemento, en consecuencia no es posible afirmar que exista un caso de comunicación o fugas en detrás de este. De acuerdo con lo anterior, los incrementos abruptos en la producción de agua y la relación agua-petróleo (ver **Figura 42**) están relacionado a la respuesta que tuvo el pozo con los eventos de workover mencionados; no obstante, teniendo en cuenta el gráfico de conformance realizado para el pozo (ver **Figura 44**) se refleja irrupción de agua temprana y una eficiencia del proceso de inyección baja, por tal motivo es posible asociar el comportamiento del pozo con una canalización de agua.

La producción en este pozo se da a través de las capas: Cantagallo (CG) con capacidad de flujo (k\*h) de 1.326,51 mD\*ft, Cantagallo 1 (CG1) con capacidad de flujo de 1.170,71 mD\*ft, capa Cantagallo 1A (CG1A) con una capacidad de flujo (k\*h) de 4.396,31 mD\*ft, Cantagallo 2 (CG2) con capacidad de flujo (k\*h) de 9.810,8 mD\*ft, y Cantagallo 2A (CG2A) con capacidad de flujo (k\*h) de 8.696,24 mD\*ft. El efecto de la inyección de agua en el pozo es influenciado en primera línea en mayor proporción por la inyección en el pozo F, el cual de acuerdo con los últimos registros de inyección disponibles, el agua inyectada se desplaza principalmente por las capas Cantagallo 1A (CG1), Cantagallo 2 (CG2) y la capa Cantagalla 2A (CG2A). Como resultado del estudio realizado, y teniendo en cuenta las propiedades petrofísicas de las capas de arena del pozo; la capa de arena candidata al tratamiento de conformance químico por tener canalización de agua, es la capa Cantagallo 2 (CG2), porque además de que la mayor proporción del agua inyectada está siendo desplazada por esta, la capacidad de flujo en está es bastante alta.

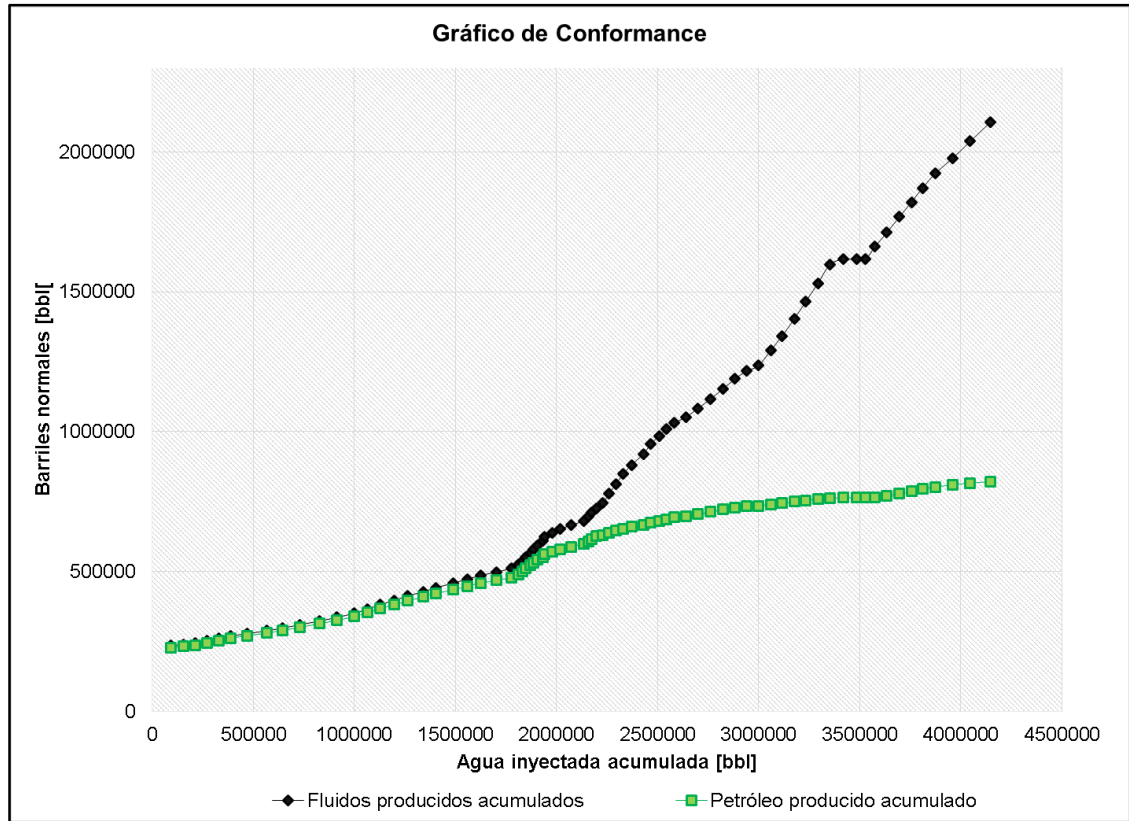
**Figura 42. Logaritmo relación agua-petróleo vs Np. Pozo E**



**Figura 43. Presión entrada de la bomba PIP vs tiempo. Pozo E**



**Figura 44.** Gráfico de conformance. Pozo E



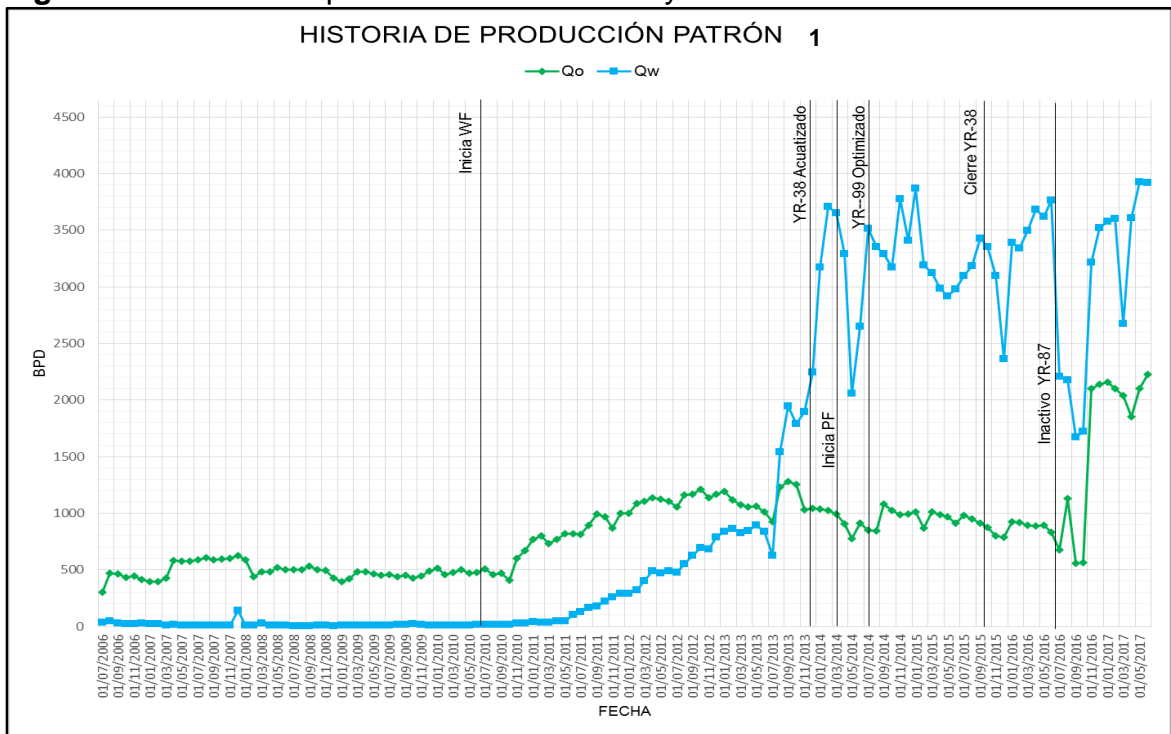
**3.1.6 Patrón de inyección 1.** Como se mencionó anteriormente, los pozos productores B, C, D, E y el pozo inyector A están configurados formando un arreglo de cinco puntos invertido, es decir el patrón de inyección 1. La distancia entre los pozos productores del patrón es de 1.057 ft del pozo E al pozo C, 1.379 ft del pozo C al pozo B, 726 ft del pozo B al pozo D; por último, 720 ft del pozo D al E.

**3.1.6.1 Historia de producción e inyección.** En la **Figura 45** se observa la historia de producción del patrón; después de iniciar la inyección de agua como técnica de recobro secundario, se evidencia un incremento en la producción de petróleo, y a su vez en la producción de agua. La producción de agua tiene un crecimiento relativamente constante, pero en julio de 2.013 esta producción comienza a incrementar de forma abrupta, superando la producción de crudo. Al revisar la información de los pozos pertenecientes al patrón de inyección se correlacionan los siguientes eventos: en el pozo inyector A, el caudal de inyección se disminuye de forma brusca en noviembre de 2.012; el pozo estaba inyectando con un caudal promedio de agua de 2.156,8 bpd, y se disminuyó a un caudal de 324,2 bpd, el pozo trabaja durante los siguientes 8 meses con un caudal de inyección bajo de en promedio aproximadamente 306,59 bpd. En julio de 2.013 el caudal de inyección de agua aumenta bruscamente a 1.214,1 bpd.

En agosto de 2.013, como posible respuesta al cambio del caudal de inyección del pozo inyector A; en el pozo productor B la producción de agua presenta un aumento súbito. Además, este evento puede estar asociado también a una intervención en el pozo llevada a cabo en julio del mismo año, en la que se realiza un cambio de tubería. Mientras que los pozos productores E, D y C, continúa el incremento continuo en la producción de agua.

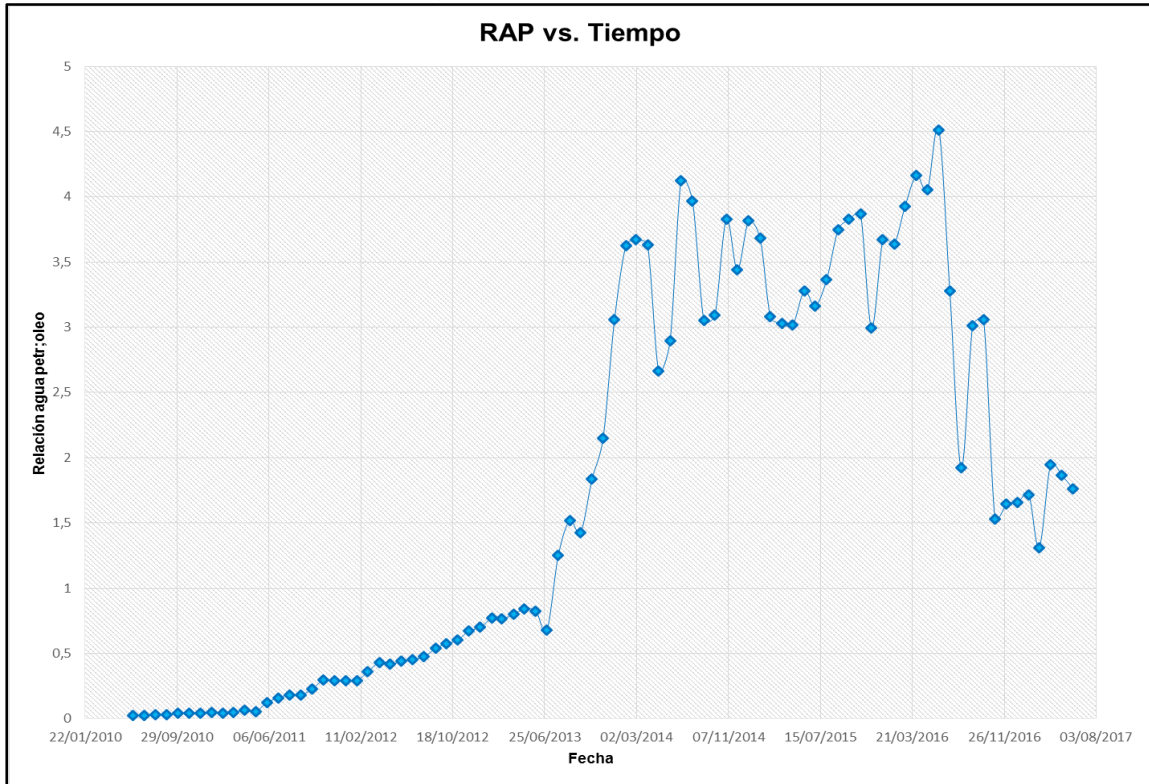
En la evaluación del patrón se identifica que la producción de agua también tiene un crecimiento violento entre octubre de 2.013 y febrero de 2.014. Para entonces los pozos productores D y E continúan con un crecimiento progresivo de la producción de agua, mientras que el pozo productor B sigue con un aumento acelerado en la producción de agua. Por otro lado, el pozo productor C en consecuencia a un trabajo de limpieza en las arenas Cantagallo 2 (CG2) realizado en diciembre de 2.013, tiene un incremento fuerte en la producción de agua.

**Figura 45.** Historia de producción Patrón de inyección 1.



**3.1.6.2 Diagnóstico.** Los incrementos bruscos en la producción de agua también se analizaron por medio de la gráfica relación agua petróleo vs, tiempo que se aprecia en la **Figura 46**. Es importante señalar que a pesar de que el Campo es maduro y se han evidenciado producciones significativas de agua, la relación agua petróleo (RAP) para el patrón de inyección presenta valores bajos. De acuerdo a lo anterior, se deben evaluar los volúmenes porosos inyectados y analizar qué tan eficiente será realizar un tratamiento de conformance bajo este escenario.

**Figura 46.** Gráfico Relación agua petróleo vs tiempo. Patrón 1



Con la finalidad de realizar un monitoreo y análisis del comportamiento de la inyección de agua por medio del patrón en mención, se elaboró el gráfico de la relación de reemplazo o vaciamiento, VRR por sus siglas en inglés Voidage Replacement Ratio. La gráfica VRR proporciona una indicación de la relación entre la cantidad que es inyectada y producida en el yacimiento. Además, esta te da una idea general de si se ha inyectado suficiente agua y si está disponible en el yacimiento. La **Figura 47** muestra el gráfico VRR para el patrón de inyección 1, en este se asumen que los cuatro pozos de primera son afectados un 100% por el inyector.

La inyección de agua arranca en julio de 2010, al comenzar este proceso de inyección se presentan VRRs mensuales o instantáneos mucho mayores al 100%, este comportamiento puede ser atribuido al caudal de inyección alto que se maneja. Después del tercer mes de inyección, el VRR tiende a disminuir de forma brusca, no obstante para noviembre de 2012 cuando el pozo tiene 884 días de inyección el VRR se sitúa muy por debajo del 100%, con valores promedio de 15% aproximadamente, hasta junio de 2013; este comportamiento puede ser calificado de acuerdo con la literatura como una subinyección en el pozo.

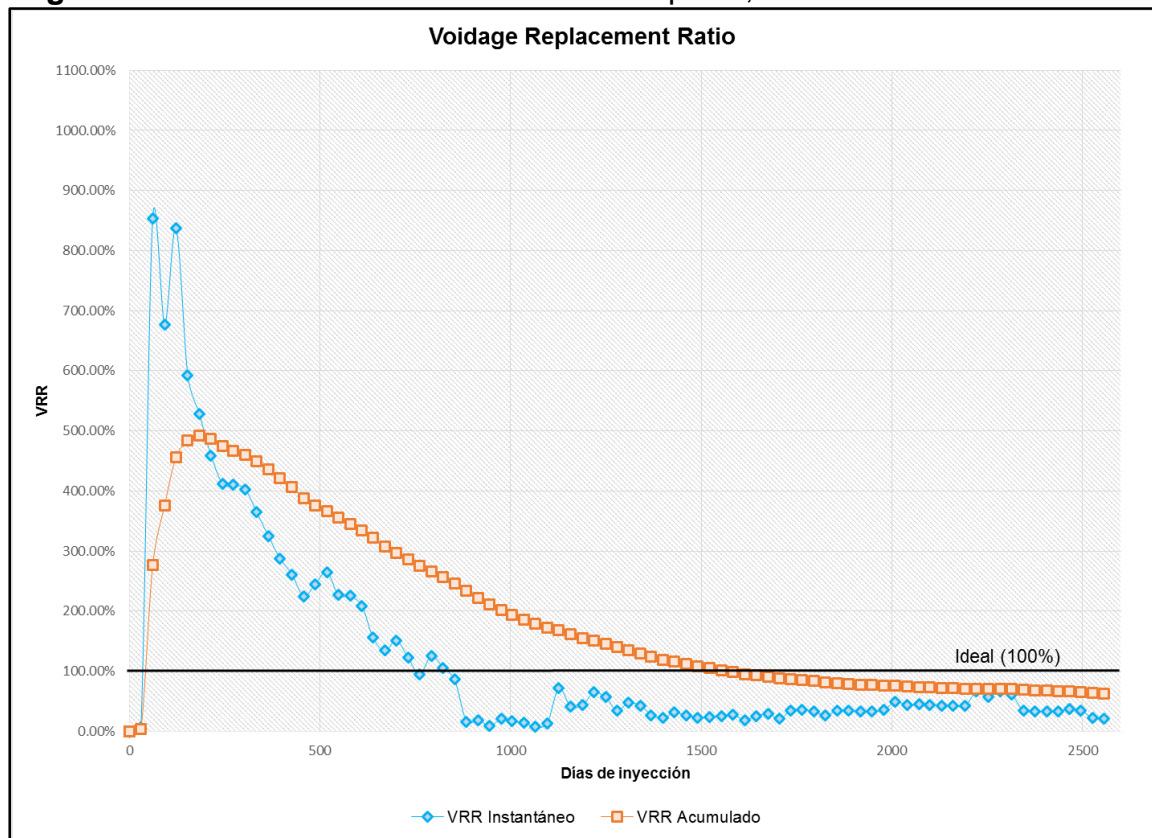
Desde junio de 2013 el VRR instantáneo o mensual incrementa, sin embargo sus valores promedio de aproximadamente un 40% indican que mensualmente la

inyección de agua en los pozos pertenecientes al patrón es menor a la producción de fluidos en los mismos. Es importante destacar que esta producción mayor en el patrón está asociada a la alta producción de agua en los pozos.

El comportamiento del índice VRR acumulado muestra una conducta semejante al índice mensual, con magnitudes muy altas al comienzo de la inyección y su declinación progresiva en el tiempo. Desde julio de 2.014 hasta enero de 2.015 el índice VRR presenta un comportamiento semejante al comportamiento ideal, con valores promedio del 98%. Sin embargo a partir de esa fecha el índice decrece significativamente hasta alcanzar un 64% en junio de 2.017.

A partir de enero de 2.015, fecha en la que el índice VRR es menor al ideal, verificando que se tiene una elevada producción de fluidos en el patrón, en el que la producción de agua es mucho mayor que la del petróleo.

**Figura 47.** Relación de vaciamiento con reemplazo, Patrón 1.

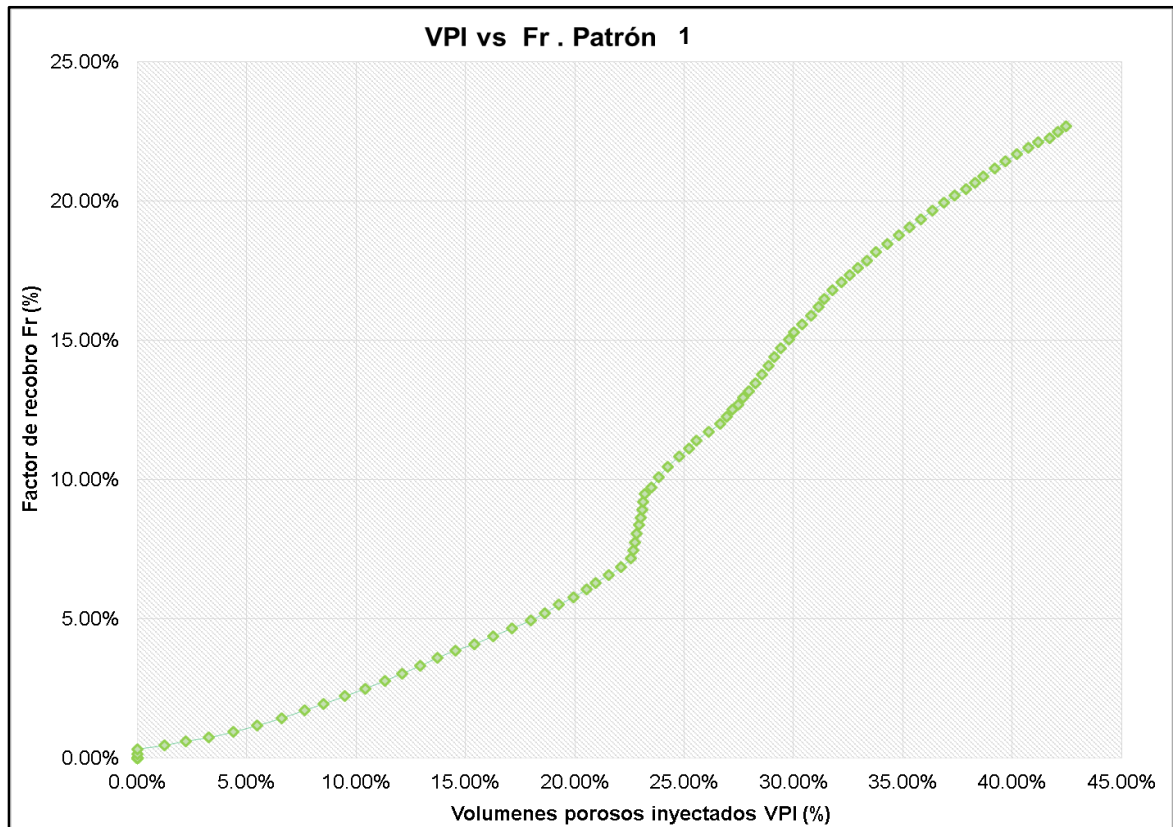


Dentro de la evaluación del patrón de inyección también se realiza el análisis del factor de recobro versus los volúmenes porosos inyectados en el patrón, este último se calcula como la división entre los barriles de agua inyectados acumulados y el volumen poroso del patrón; y el factor de recobro como la razón del petróleo producido acumulado de los pozos del patrón entre los barriles de petróleo



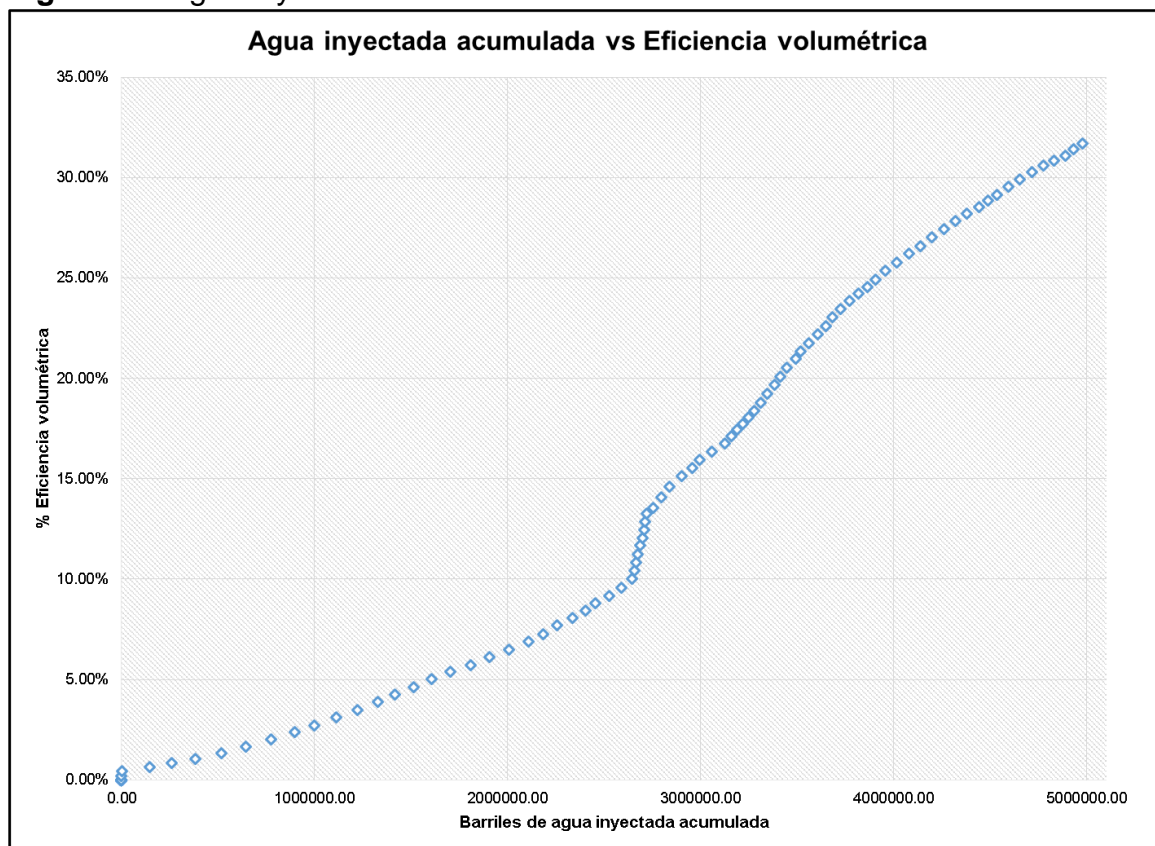
originales del patrón. Como se aprecia en la **Figura 48**, a corte de julio de 2.017 se han inyectado 42,47% volúmenes porosos y se tiene un factor de recobro del 22,71%.

**Figura 48.** Gráfica Volúmenes porosos Inyectados (VPI) vs Factor de Recobro (Fr). Patrón 1.



Otro aspecto importante evaluado en el patrón de inyección es comportamiento de la eficiencia volumétrica de barrido con la inyección de agua acumulada. La eficiencia de barrido volumétrica se determina como la razón entre el factor de recobro alcanzado para la fecha y la eficiencia de desplazamiento; el factor de recobro en el patrón para la fecha es la razón entre el petróleo producido acumulado y el petróleo original in situ calculado para el patrón, y la eficiencia de desplazamiento es el resultado de la resta de 1 menos la razón entre la saturación de petróleo residual y la saturación inicial de petróleo. En la **Figura 49**, se observa la gráfica del agua inyectada acumulada vs eficiencia volumétrica, donde a corte de julio de 2.017 se han inyectado 4'975.139,6 barriles de agua, con una eficiencia volumétrica de 31,39%.

**Figura 49.** Agua inyectada acumulada vs. Eficiencia volumétrica. Patrón 1.



Con el objetivo de evaluar en que capas se verá el efecto de la inyección de agua en este patrón, se realizaron los gráficos del mismo por capa, junto con sus respectivas propiedades petrofísicas y así determinar cuáles de éstas se encuentran conectadas inyector-productor. De acuerdo con los resultados obtenidos, es posible afirmar que la inyección de agua en el pozo inyector A afecta en las capas Cantagallo 1A (CG1A), Cantagallo 2 (CG2) y Cantagallo 2A (CG2A) a los cuatro productores de primera línea (D, B, C, E), en las capas Cantagallo 3 (CG3) y Cantagallo 4 (CG4) a los productores B y D.

### 3.2 PATRÓN DE INYECCIÓN 2

La inyección de agua en este patrón, se lleva a cabo mediante el pozo inyector F y los pozos productores I, G, E y H en las arenas Cantagallo 1A (CG1A), Cantagallo 2 (CG2) y Cantagallo 2A de la Formación La Paz. El proceso de inyección de agua como técnica de recobro secundario, comienza su inyección en abril del 2.011.

De acuerdo con el estudio de la correlación estructural de las arenas de interés del patrón de inyección 2, con esta se puede inferir que existe una mejor conectividad lateral en las arenas de interés entre el pozo inyector F y los productores E, I y G.

La inyección de agua a través del pozo F inicia en mayo de 2.011, y como se mencionó anteriormente este patrón también hace parte del piloto de inyección de polímero en marzo de 2.014. A continuación se dará una breve explicación de cada uno de los pozos pertenecientes al patrón de inyección 2.

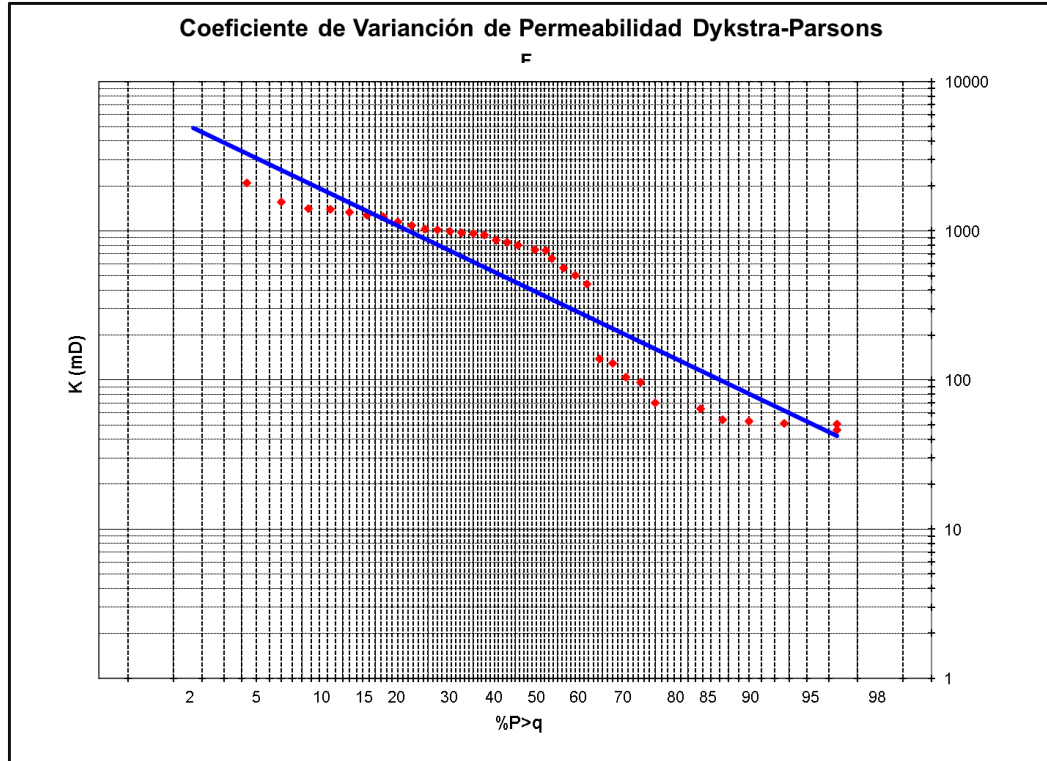
**3.2.1 Pozo Inyector F.** En un inicio el pozo fue productor, este fue completado en agosto del 2.008, y los cañoneos a las zonas productoras se realizan en diciembre del mismo año. La producción en el pozo comienza en enero del 2.009 con un caudal de 91,5 barriles de petróleo al día, 0,9 barriles de agua al día y 28.200 pies cúbicos de gas al día. El petróleo producido acumulado por el pozo es de 3.262,4 barriles y el agua producida acumulada 445,5 barriles; la producción en el pozo fue hasta marzo de 2.011.

En abril del 2.011 se convierte al pozo en pozo inyector y se realiza un trabajo de cañoneo para abrir intervalos de las arenas Cantagallo 1A (CG1A), Cantagallo 2 (CG2), Cantagallo 2A (CGA), Cantagallo 3 (CG3), Cantagallo 4 (CG4) y Cantagallo 5 (CG5). La inyección de agua en el pozo empieza en mayo de 2.011 con un caudal de inyección de 3.003,1 barriles al día y una presión de 3.012 psi.

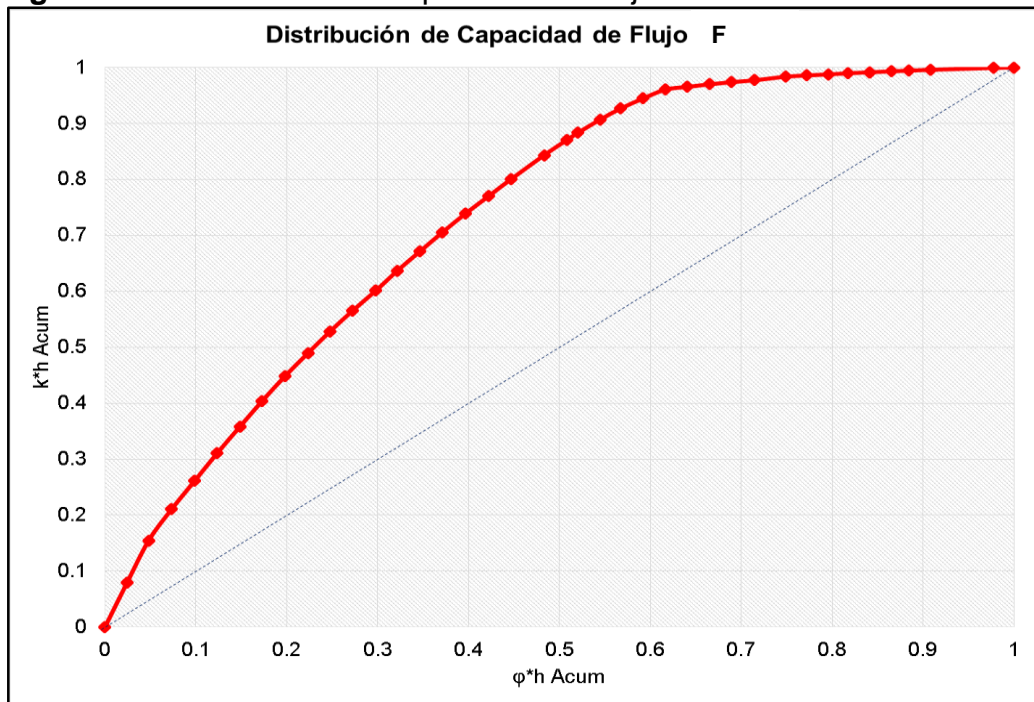
Con el objetivo de evaluar la heterogeneidad en la permeabilidad de las arenas de interés del pozo, se realizó el método de Dykstra-Parson, como se observa en la **Figura 50** se llevó a cabo el gráfico de variación de permeabilidad y con los datos registrados se determina que en este el coeficiente de variación de permeabilidad es de 0,7135, que en términos cualitativos representa un paquete de arenas muy heterogéneas.

De igual forma, se determinó la heterogeneidad de las arenas de interés por medio del coeficiente de Lorenz, este además de incluir la variación en la permeabilidad, tiene en cuenta la variación en la porosidad de las arenas de interés; en la **Figura 51** se observa la capacidad de flujo para estas arenas en el pozo, con los resultados de la gráfica en la **Ecuación 2** se obtiene una heterogeneidad de 0,6853.

**Figura 50.** Coeficiente de Variación de Permeabilidad. Dykstra – Parson. F



**Figura 51.** Distribución de Capacidad de Flujo. F

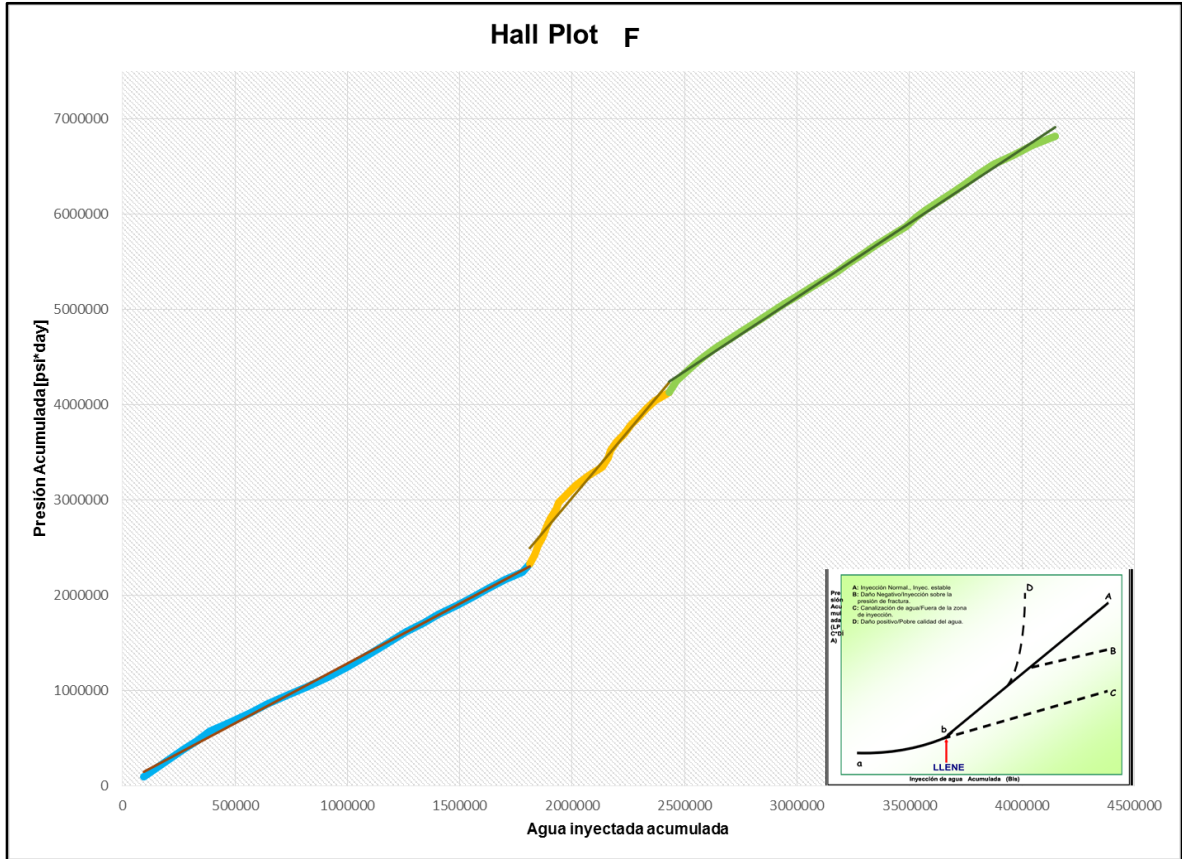


**3.2.1.1 Monitoreo.** Para realizar un análisis del comportamiento de la inyección de agua en el pozo, se realizó el gráfico de diagnóstico de Hall que se observa en la **Figura 52**. En este se identificaron 3 períodos de inyección, el primer período; desde que comienza el proceso de inyección de agua hasta el llene aproximadamente en abril de 2.013 con una inyección acumulada de 1'778.277,1 barriles de agua, el segundo período; en el que disminuye el caudal de inyección de agua a un promedio aproximado de 950 barriles al día, y por último un período de inyección desde mayo de 2.014 con una inyección acumulada de 2'158.586,3 barriles de agua, en donde el caudal y presión de inyección de ha procurado tener constante, sin embargo en los últimos tres meses se ha incrementado el caudal de inyección, sin afectar en gran medida la presión de inyección.

Además, a partir de la presión de fractura de la formación en el pozo la presión máxima de inyección establecida es de 3.200 psi, el monitoreo de la inyección evidencia que en un mes se realizó una inyección una presión mayor; no obstante en esta no se evidencia la formación de fracturas.

Con base a lo anterior es posible afirmar que la inyección en el pozo no ha sufrido cambios bruscos en su inyección, si no que por el contrario esta se ha comportado de forma estable.

**Figura 52.** Gráfico de Hall, Pozo inyector F.



**3.2.1.2 Registros de inyección.** Las capas de arenas presentes en el pozo se encuentran divididas por paquetes de la siguiente forma: el paquete de arena número 1 constituido por las arenas Cantagallo 4 (CG4) y las arenas Cantagallo 5 (CG5), cuenta con un espesor total de 140 pies; el paquete de arena número 2 al que pertenecen las arenas Cantagallo 3 (CG3) y una proporción pequeña de las arenas Cantagallo 4 (CG4), cuenta con un espesor total de 84 pies; y por último el paquete de arena número 3 compuesto por un espesor total de 163 pies de las arenas Cantagallo 2A (CG2A) con las arenas Cantagallo 2 (CG2) y un espesor total de 168 pies de las arenas Cantagallo 1A (CG1A) con una pequeña porción arenas Cantagallo 2 (CG2).

El primer registro de inyección corrido en el pozo se realizó el 5 de mayo de 2.011, este mostró que el agua inyectada se desplaza en los tres paquetes de arenas, pero en una proporción mucho mayor en el paquete de arena número 3. Para el 2.012, el registro muestra que el agua recibida en las arenas Cantagallo 3 es mínima y continua la tendencia de tener una proporción mucho mayor en el paquete de arena número 3.

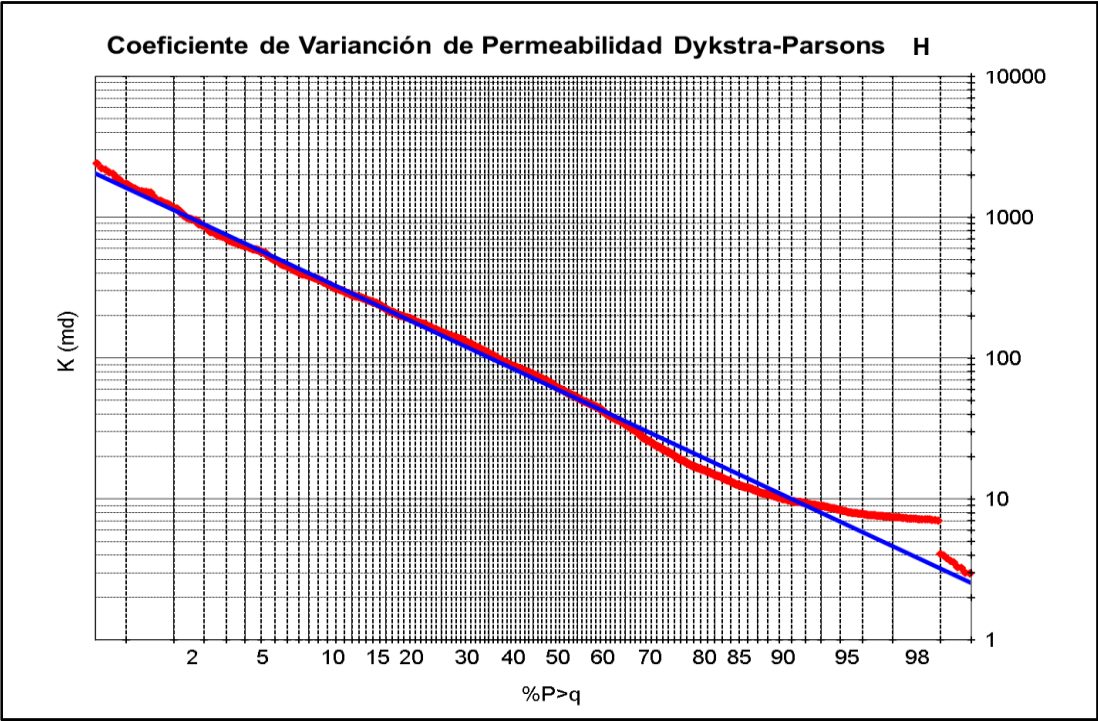
Las arenas Cantagallo 5 (CG5), arenas Cantagallo 4 (CG4) y arenas Cantagallo 3 (CG3) en el año 2.013 no reciben nada del agua inyectada, y se evidencia que la mayor proporción del agua está en las arenas Cantagallo 2 (CG2) y las arenas Cantagallo 1A (CG1A). Desde entonces hasta el último registro de inyección tomado en noviembre de 2.015, la distribución de la inyección de agua se ha manifestado en una magnitud grande en las arenas Cantagallo 1A (CGA), arenas Cantagallo 2 (CG2) y arenas Cantagallo 2A (CG2A), mientras que las demás no se están viendo beneficiadas por el proceso de inyección.

**3.2.2 Pozo productor H.** El pozo pertenece a los patrones de inyección F y L. Está completado desde las arenas Cantagallo 1A (CG1A) hasta las arenas Cantagallo 4 (CG4), su producción inicia en julio de 2.008 con una tasa de petróleo de 46,7 barriles al día, 50,7 barriles de agua al día y 16.900 pies cúbicos del gas al día.

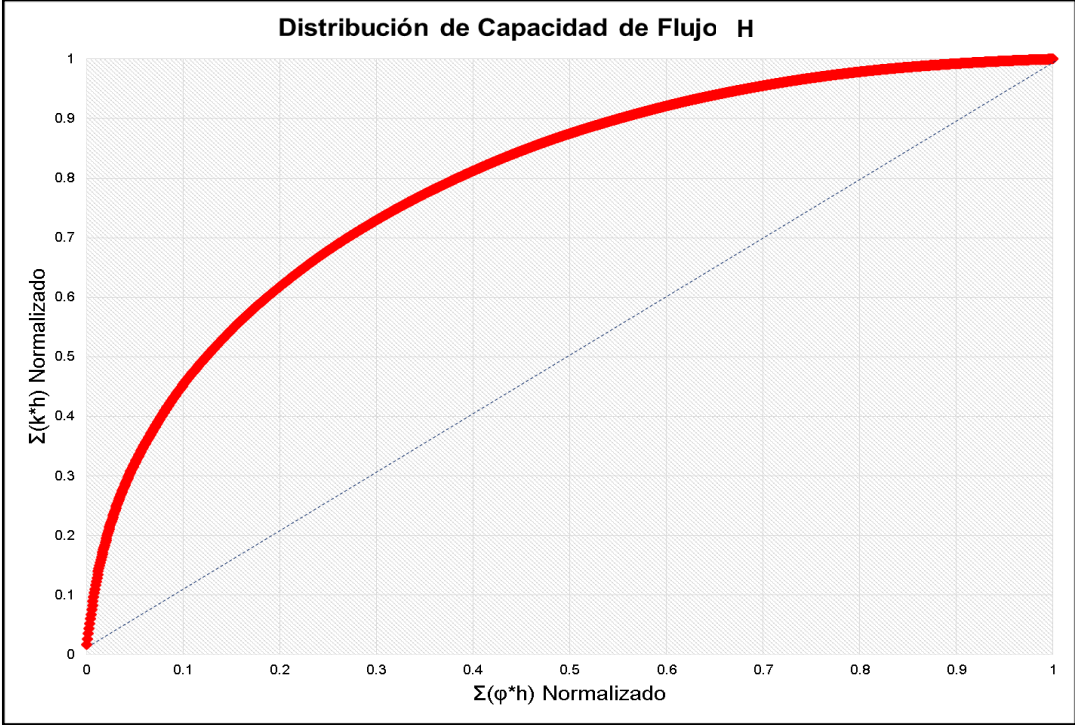
Con el objetivo de determinar el grado de heterogeneidad en las arenas de interés del pozo, se determinó el coeficiente de variación de permeabilidad mediante el método de Dysktra – Parsons como se aprecia en la **Figura 53**; para este pozo se obtuvo una magnitud de 0,7371, dando un indicio de un paquete de arenas muy heterogéneas.

Adicional a lo anterior, se determinó la heterogeneidad de las arenas de interés por medio del coeficiente de Lorenz, el cual además de la permeabilidad tiene en cuenta la porosidad por paquete de arena; en la **Figura 54** se puede observar la capacidad de flujo, y a partir de esta en el pozo se obtiene una heterogeneidad de 0,5844.

**Figura 53.** Coeficiente de Variación de Permeabilidad Dykstra-Parsons H.



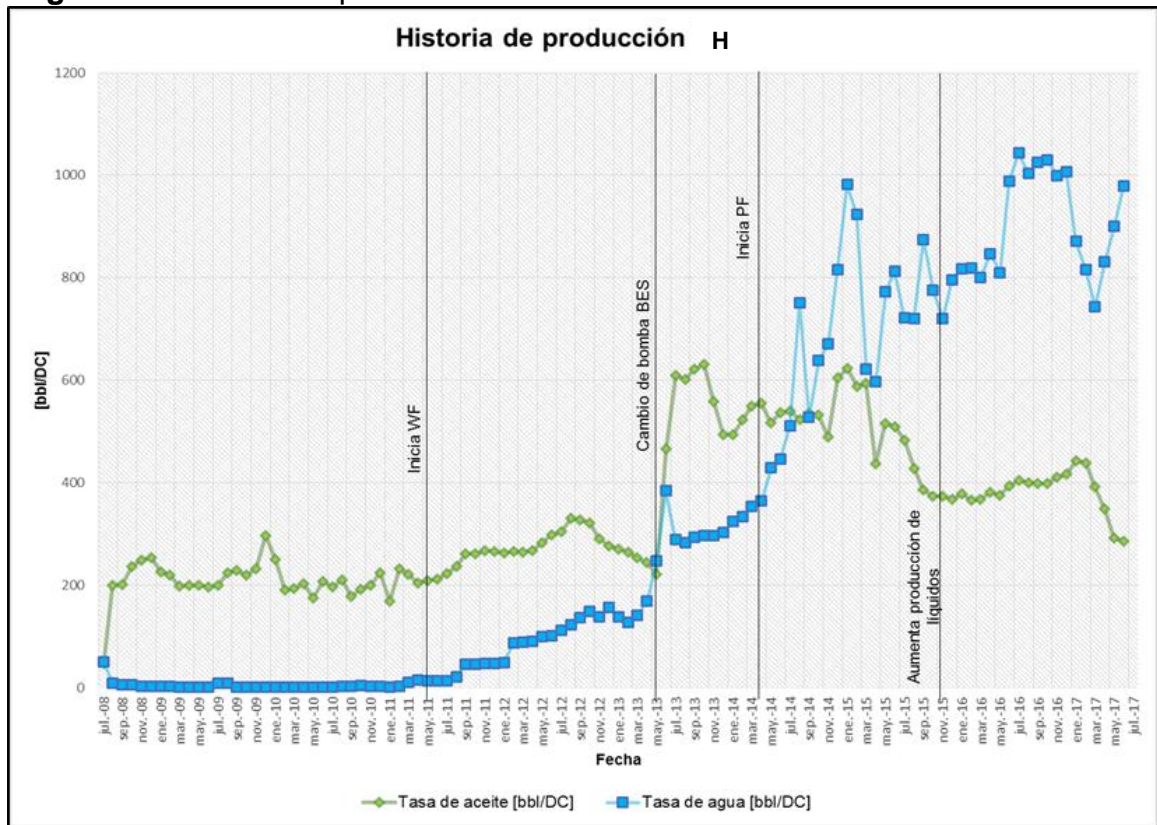
**Figura 54.** Distribución Capacidad de Flujo. Pozo H





**3.2.2.1 Historia de Producción.** De acuerdo con la historia de producción del pozo (ver **Figura 55**), se evidencia en principio una buena producción de petróleo y baja producción de agua; no obstante, tiempo después del inicio de inyección de agua esta producción muestra un incremento gradual. En mayo de 2013 después de trabajo de workover, en el que se cambia la bomba electrosumergible, se presenta un incremento brusco en la producción de agua que luego intenta mantenerse constante. A partir de julio de 2014, la producción de agua supera la producción de petróleo, y su comportamiento tiende a tener variaciones aumentando y disminuyendo el caudal.

**Figura 55.** Historia de producción. Pozo H



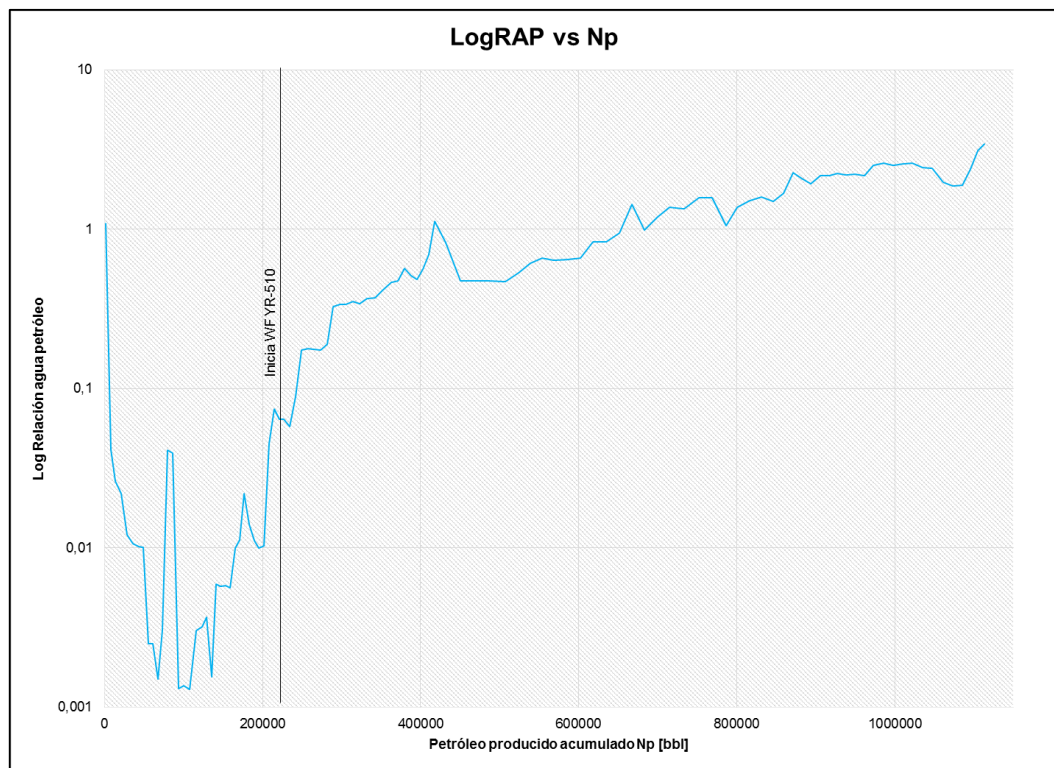
**3.2.2.2 Diagnóstico.** En el Anexo A, se observa el gráfico de diagnóstico de Chan realizado para el pozo, en este se refleja un comportamiento similar a cuando se presenta una canalización. Sin embargo, como se muestra en la **Figura 56** la relación agua petróleo continua siendo baja, su valor máximo corresponde al 3,4 en junio de 2017. De acuerdo con esto, es válido considerar que se está presentando irrupción de agua y por tal razón el aumento en la producción de agua está asociado al comportamiento normal en el proceso de inyección aparentemente reciente (que se está llevando a cabo hace 6 años y medio). Asimismo se estudió la gráfica de

conformance elaborada (ver **Figura 58**), en la que se evidencia una eficiencia de barrido poco eficiente.

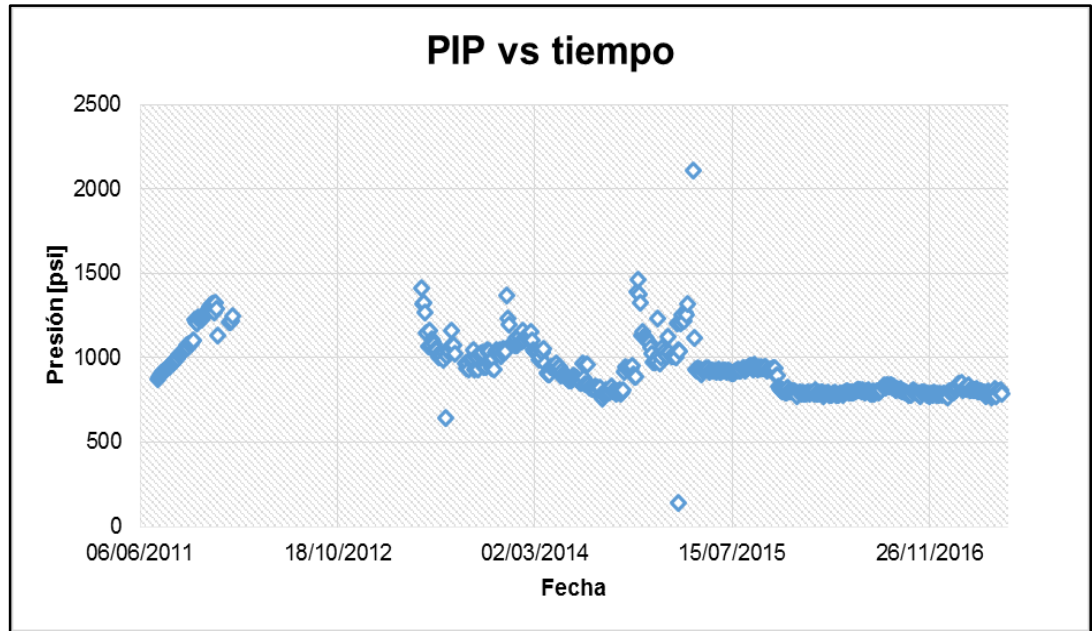
Como se aprecia en la **Figura 57**, la presión a la entrada de la bomba aumenta progresivamente de 875,3 psi en julio de 2.011 a 1.249,8 psi en enero de 2.012, simultáneamente la producción e inyección también presentan un crecimiento progresivo. El registro de la presión a la entrada de la bomba se reporta nuevamente desde junio de 2.013 con una magnitud de 1.414 psi, desde esta fecha la presión ha decrecido a tal punto que para marzo de 2.014 la presión es menor a 1.000 psi, mientras que la producción crece en pequeñas proporciones; sin embargo a partir de noviembre de ese año hasta abril de 2.015 se presenta un periodo de aumento en la presión.

La presión en la bomba se mantiene relativamente constante de aproximadamente 832,75 psi desde mayo de 2.015 hasta mayo de 2.017, durante este período la producción e inyección aumentan.

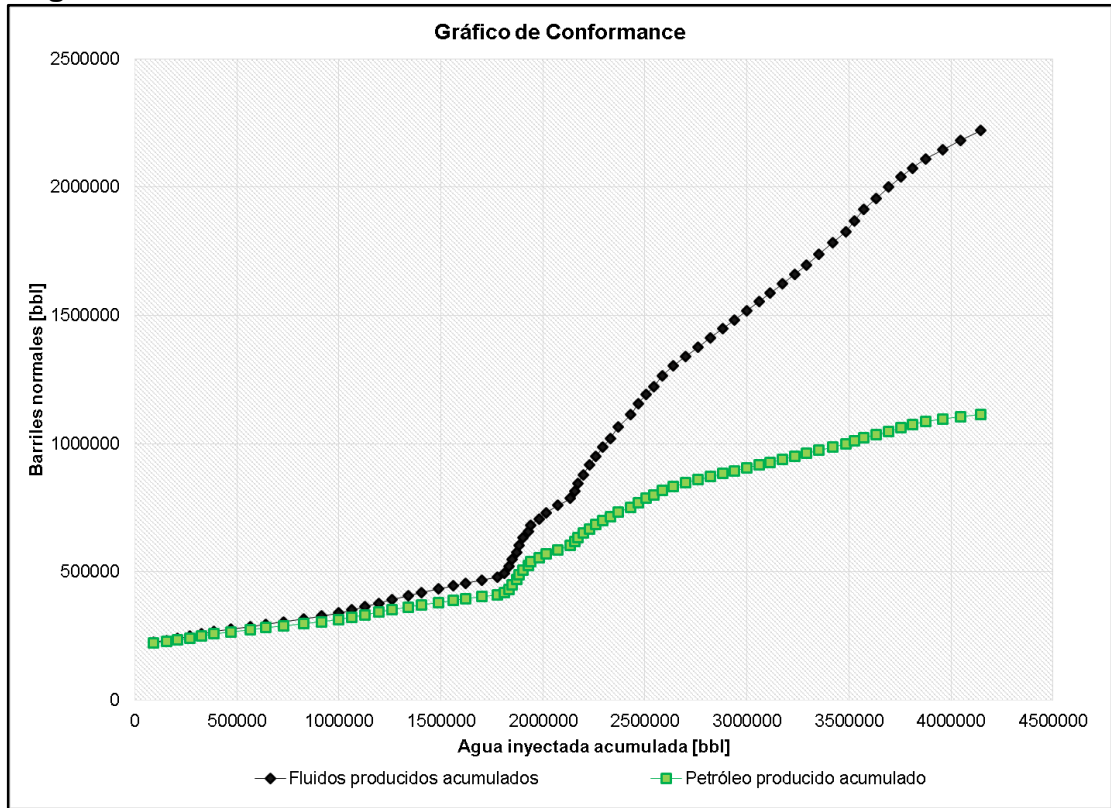
**Figura 56.** Logaritmo relación agua-petróleo vs Np. Pozo H



**Figura 57.** Presión entrada de la bomba vs tiempo. Pozo H



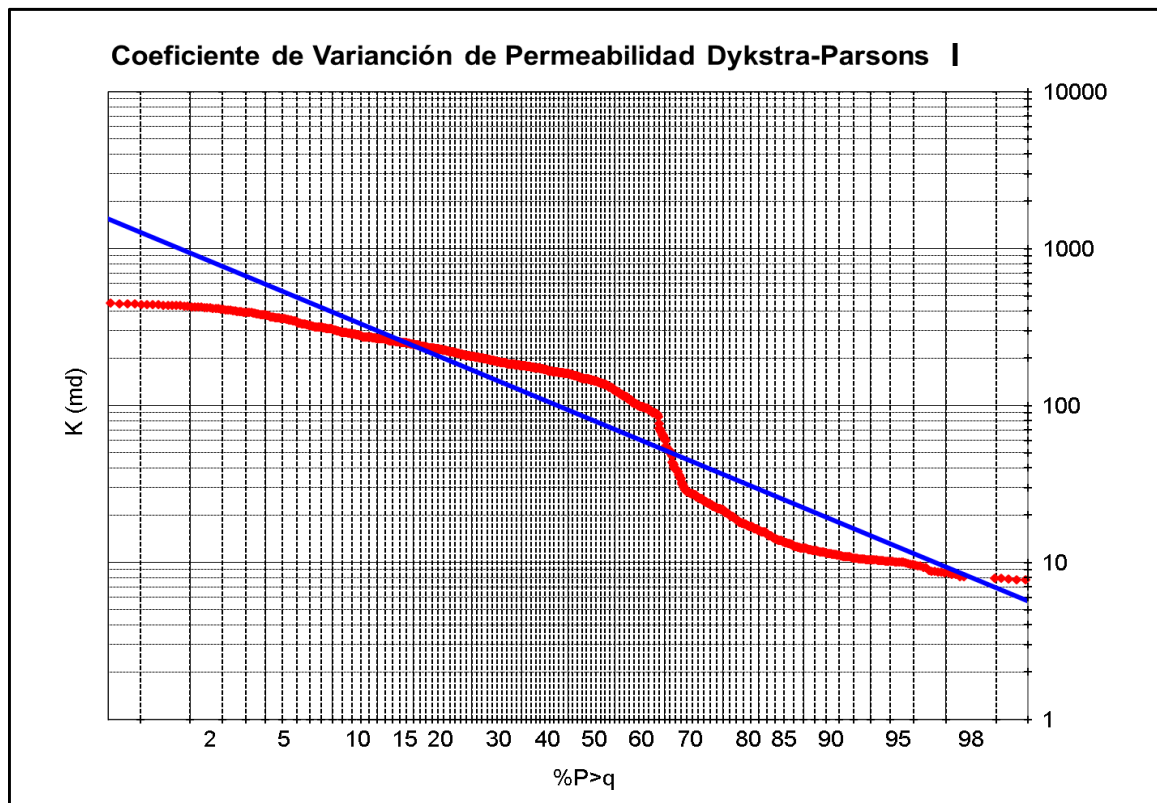
**Figura 58.** Gráfico de conformance. Pozo H



**3.2.3 Pozo Productor I.** Fue completado el año 1.958, con empaquetamiento con grava, desde las arenas Cantagallo 1A (CG1A) hasta las arenas Cantagallo 4 (CG4), actualmente sólo está abierto en las arenas Cantagallo 1A (CG1A), Cantagallo 2 (CG2) y Cantagallo 2A (CG2A). Pertenece a los patrones de inyección F, 509 y 514.

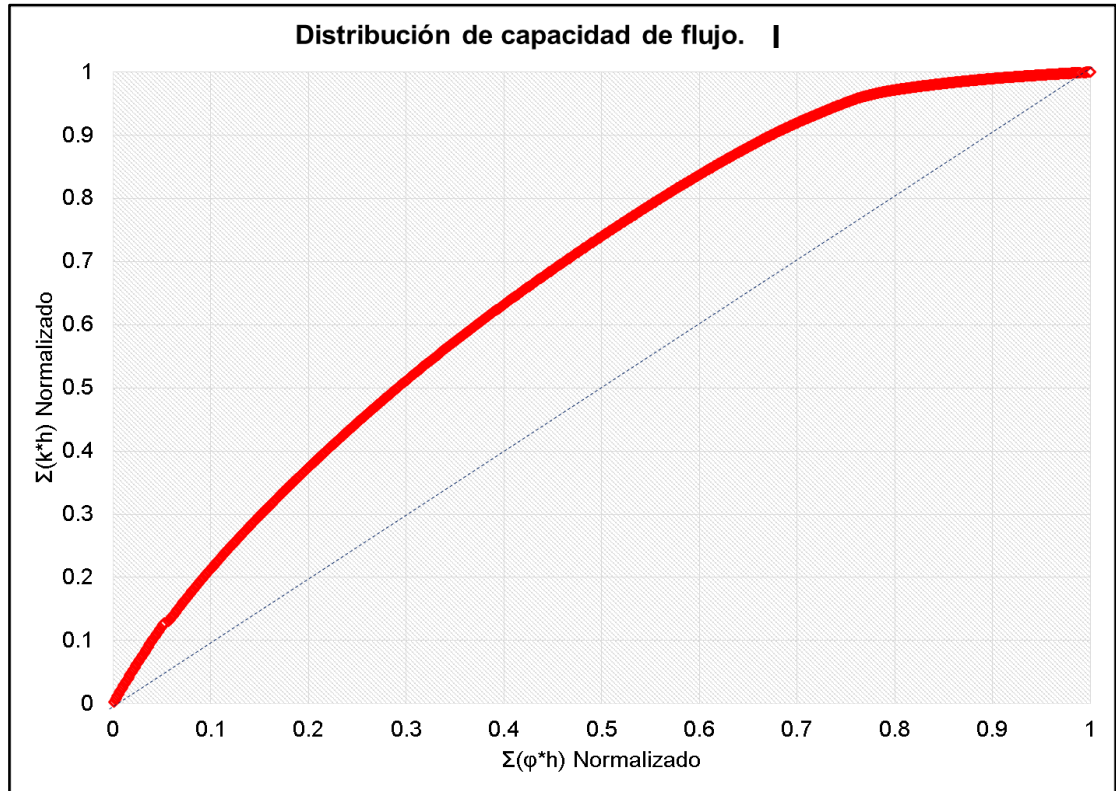
La heterogeneidad en la permeabilidad de las arenas de interés en el pozo se evaluó por medio del método de Dykstra –Parson, en la **Figura 59** se puede observar la gráfica del coeficiente de la variación de la permeabilidad para las arenas en estudio, el resultado de este es de 0,6738, este resultado indica que las arenas de interés pueden ser catalogadas muy heterogéneas.

**Figura 59.** Coeficiente de Variación de Permeabilidad. Dykstra – Parson. I



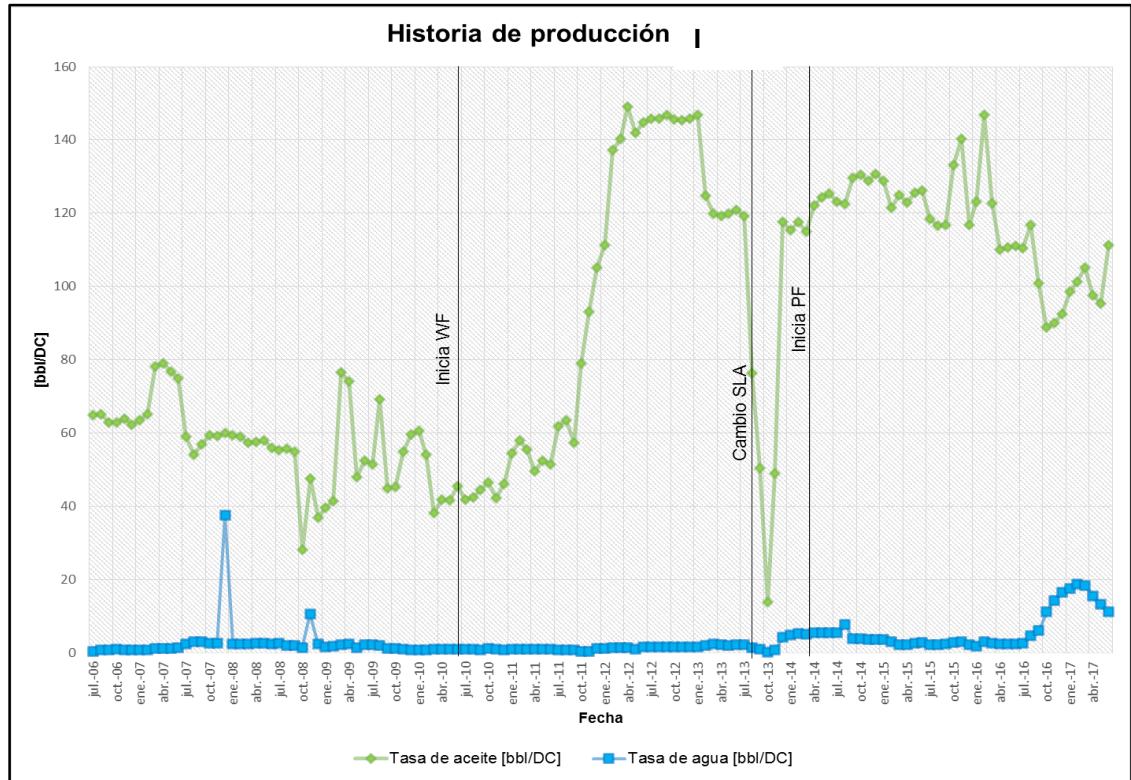
Igualmente con el fin de evaluar la heterogeneidad de las arenas de interés en el pozo, se determinó el coeficiente de Lorenz, el cual tiene en cuenta junto con la permeabilidad la porosidad por cada espesor de arena; la distribución de la capacidad de flujo de las arenas de interés para el pozo se observa en la **Figura 60**, con esta y la ecuación del coeficiente de Lorenz se obtiene un resultado de heterogeneidad de 0,3426.

**Figura 60.** Distribución de la capacidad de flujo. Pozo I.



**3.2.3.1 Historia de producción.** Como se observa en la **Figura 61**, el pozo presenta una buena producción, ya que su producción de petróleo se mantiene mucho mayor que la producción de agua. En octubre de 2013 se presenta un descenso en su producción que puede estar asociado al cambio de sistema de levantamiento de bombeo mecánico a bombeo electrosumergible.

**Figura 61.** Historia de producción. Pozo I



**3.2.3.2 Diagnóstico.** Dentro del análisis elaborado para el pozo, se realizó el gráfico de diagnóstico de Chan (Anexo A), en el que se presenta un comportamiento similar a un desplazamiento normal. Lo anterior también es sustentado teniendo en cuenta el comportamiento de la relación agua petróleo que se observa en la **Figura 62**, sus valores son realmente bajos y lleva a asumir que el frente de agua no ha llegado al pozo productor.

Como se observa en la **Figura 63**, la presión en la entrada de la bomba inicia siendo alta con una magnitud de 1.283 psi, sin embargo en noviembre de 2013 se evidencia una reducción significativa de presión, esta magnitud continúa decreciendo en pequeñas proporciones y se estabiliza en el periodo de tiempo entre agosto de 2014 y octubre de 2015. Finalmente esta presión disminuye y se mantiene parcialmente constante con una magnitud promedio de 808 psi.

Además, se analizó la gráfica de conformance (**Figura 64**) en la que se comprueba que no se han presentado irrupciones de agua en el pozo y excelente eficiencia del proceso de inyección.

Figura 62. Logaritmo relación agua – petróleo vs Np. Pozo I

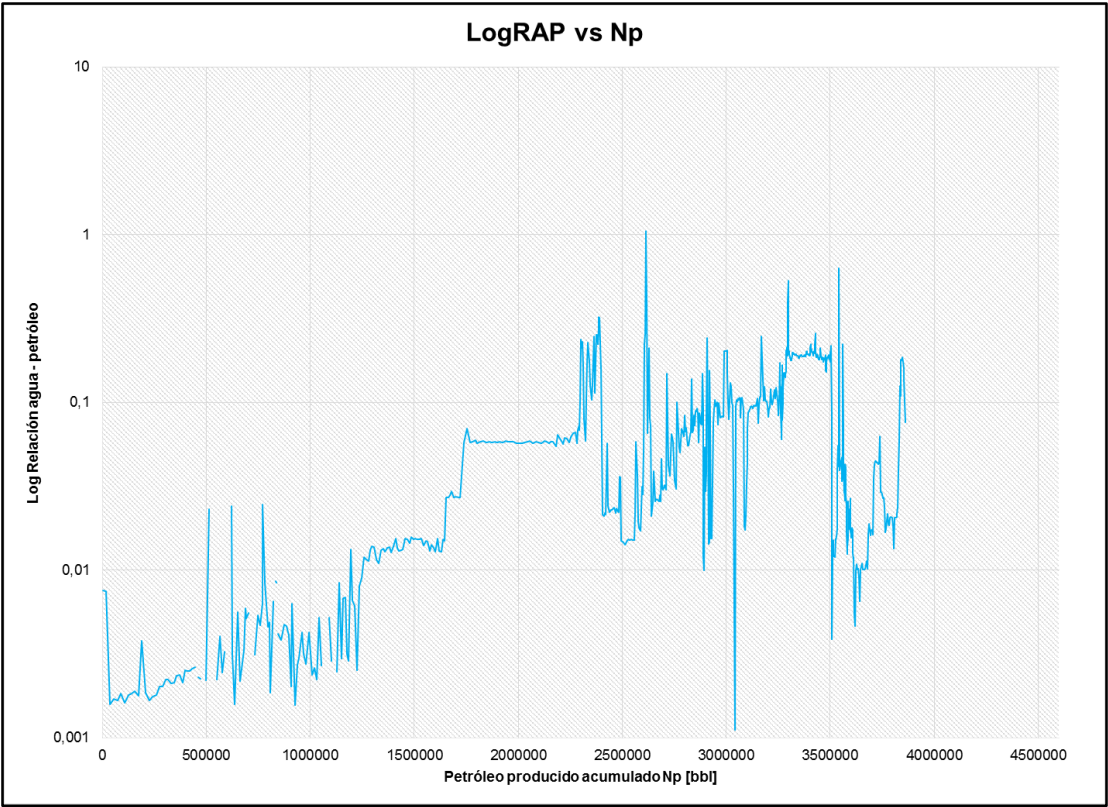
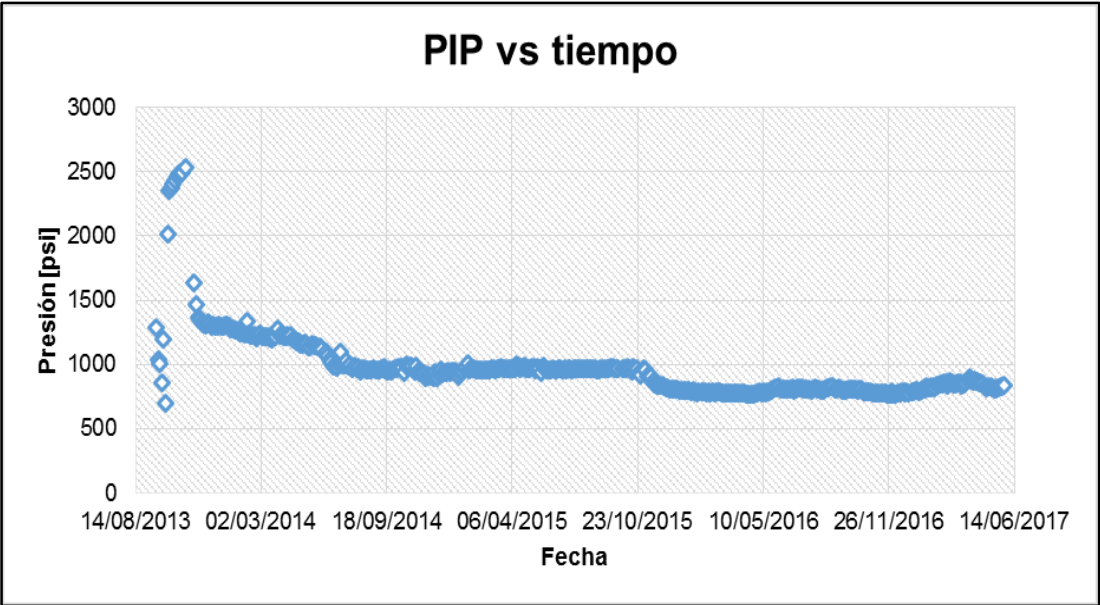
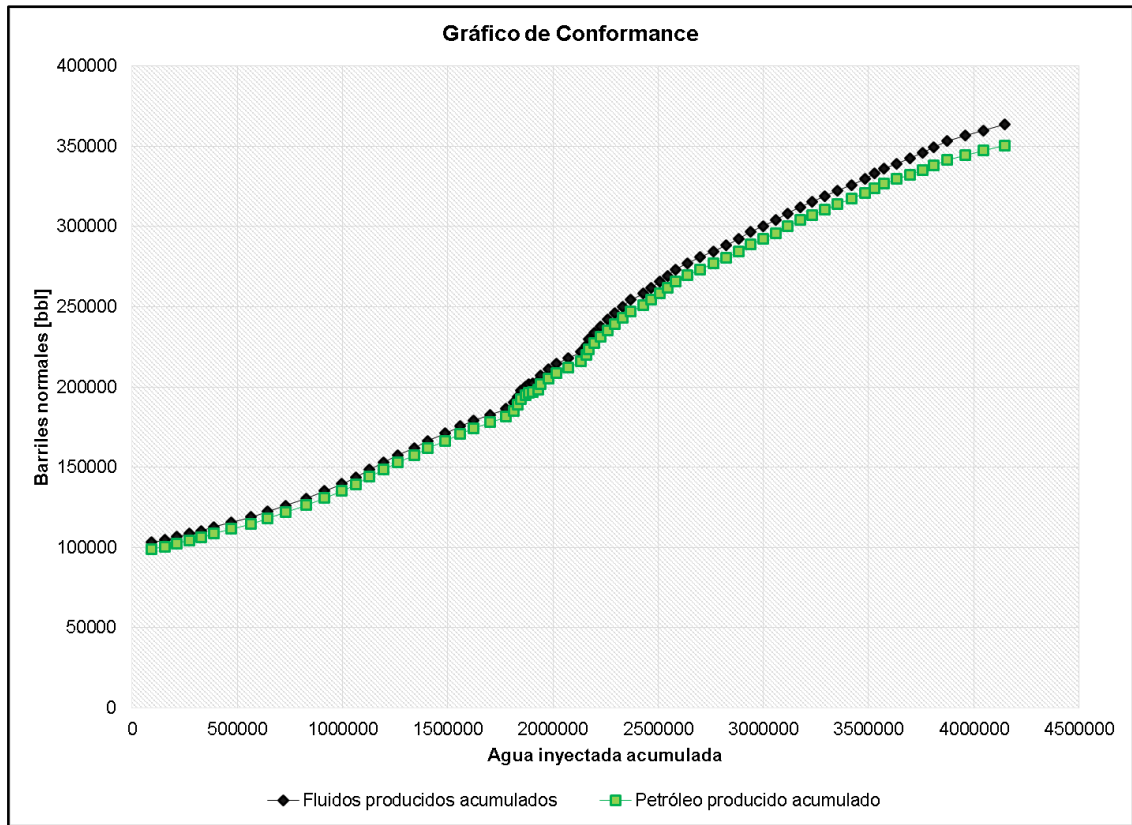


Figura 63. Presión a la entrada de la bomba PIP vs tiempo. Pozo I.



**Figura 64.** Gráfico de conformance. Pozo I.



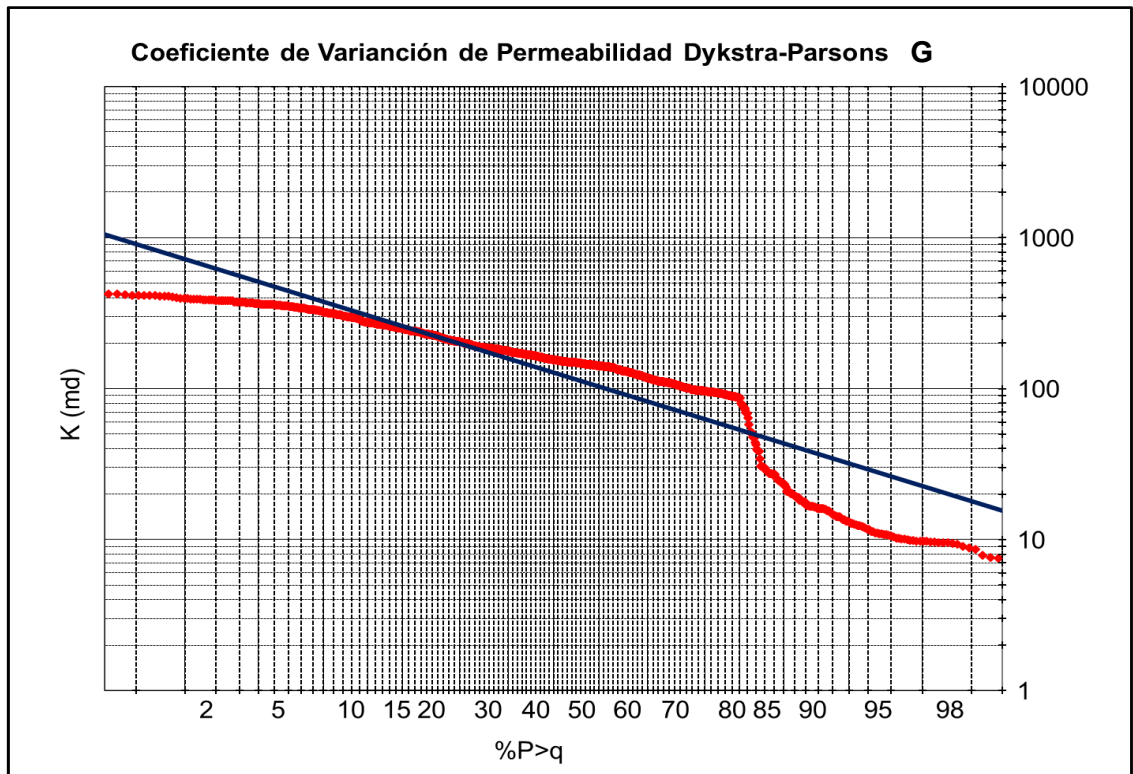
**3.2.4 Pozo productor G.** Fue completado y puesto en producción desde 1.961, actualmente se encuentra abierto en las arenas Cantagallo (CG), Cantagallo 1A (CG1A), y Cantagallo 2 (CG2). El pozo está influenciado por los pozos inyectores F, X y Y.

Con el objetivo de estudiar el comportamiento del pozo correlacionado con sus propiedades, se lleva a cabo la determinación de la heterogeneidad de la permeabilidad mediante el método de Dysktra Parsons, como se observa en la **Figura 65**, en esta es posible distinguir que el paquete de arenas de interés de acuerdo con sus propiedades está subdividido en 2 paquetes de arenas teniendo en cuenta la similitud en la magnitud de su permeabilidad. El resultado de este coeficiente es de 0,2733, lo que indica que las arenas de interés son catalogadas medianamente homogéneas.

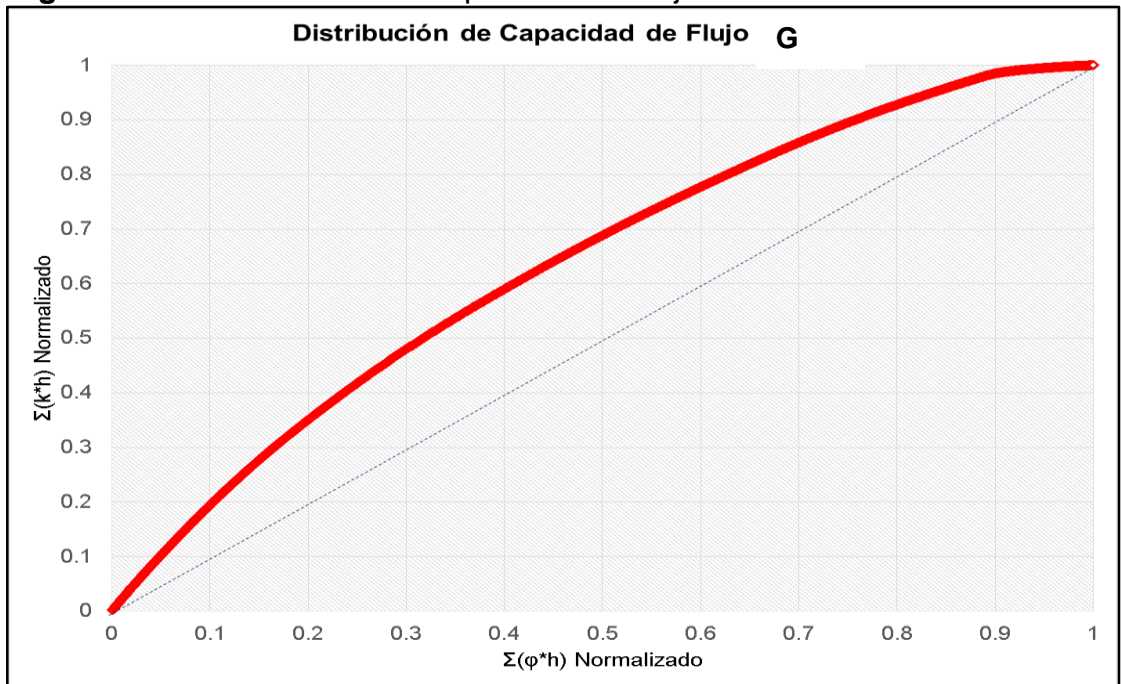
Adicional al anterior, se realizó la gráfica de capacidad de flujo (ver **Figura 78**) con el fin de determinar cuantitativamente la heterogeneidad del paquete de arenas de interés mediante el coeficiente de Lorenz, que para este pozo se obtuvo de 0,5693, con este el paquete de arenas son catalogadas medianamente heterogéneas.



**Figura 65.** Coeficiente de Variación de la Permeabilidad. Dykstra Parson, G.

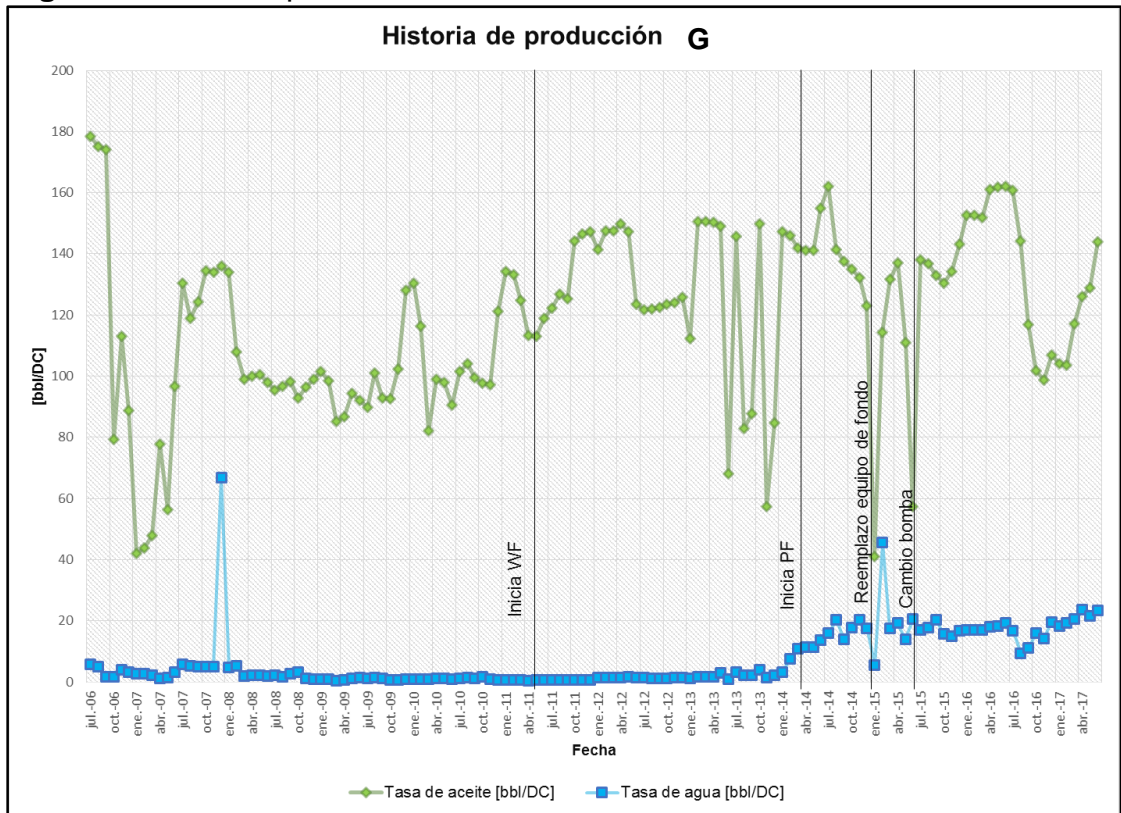


**Figura 66.** Distribución de la Capacidad de Flujo. Pozo G



**3.2.4.1 Historia de Producción.** A pesar de que el caudal de petróleo ha presentado varios cambios importantes, la producción de agua se mantenido constante. Existe un incremento gradual en el caudal de agua desde febrero de 2.014; para diciembre de 2.015 el pozo presenta un incremento inesperado el caudal de agua, que puede estar asociado un trabajo de workover realizado para reemplazar el equipo de fondo, luego de esto la producción de agua se estabiliza y continúa constante.

**Figura 67.** Historia producción. Pozo G.

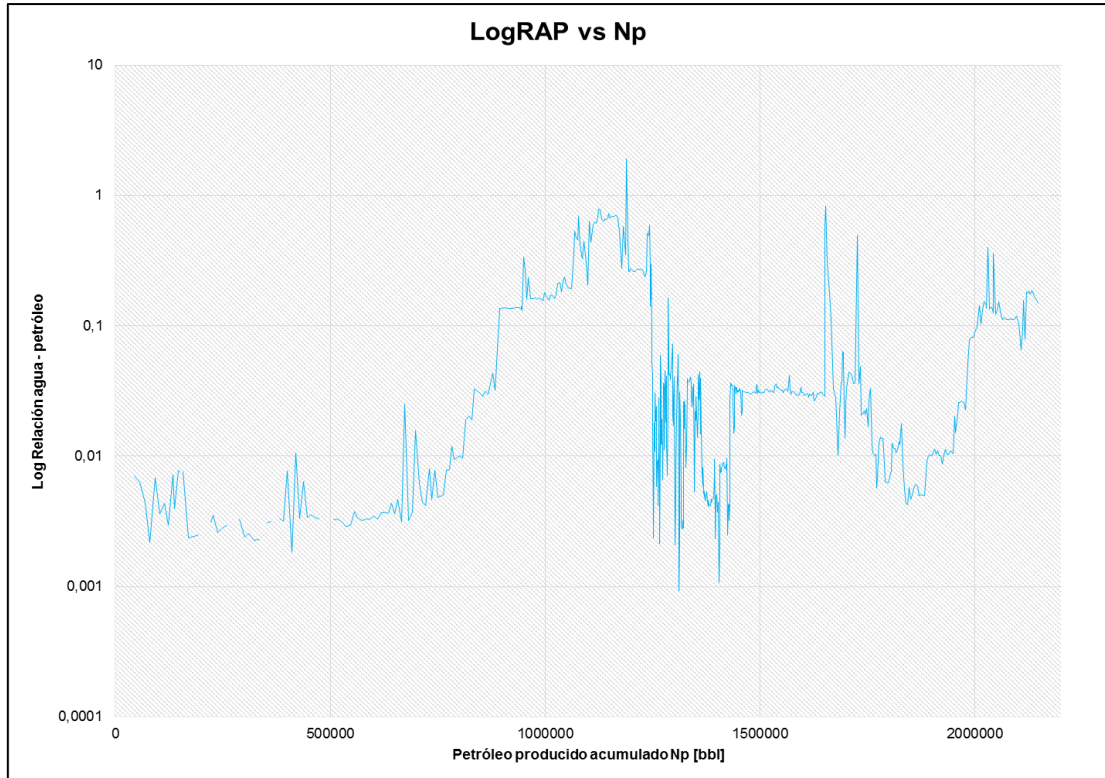


**3.2.4.2 Diagnóstico.** El gráfico de diagnóstico de Chan (Anexo A) realizado para el pozo se asemeja a una posible canalización leve de agua o desplazamiento normal. Teniendo en cuenta la relación agua petróleo en el pozo que se observa en la **Figura 68**, se puede concluir que se encuentra en un desplazamiento normal, en razón a que los valores que alcanza la relación agua – petróleo todavía se encuentran muy bajos, es decir, no hay irrupción de agua y por ende tampoco una canalización.

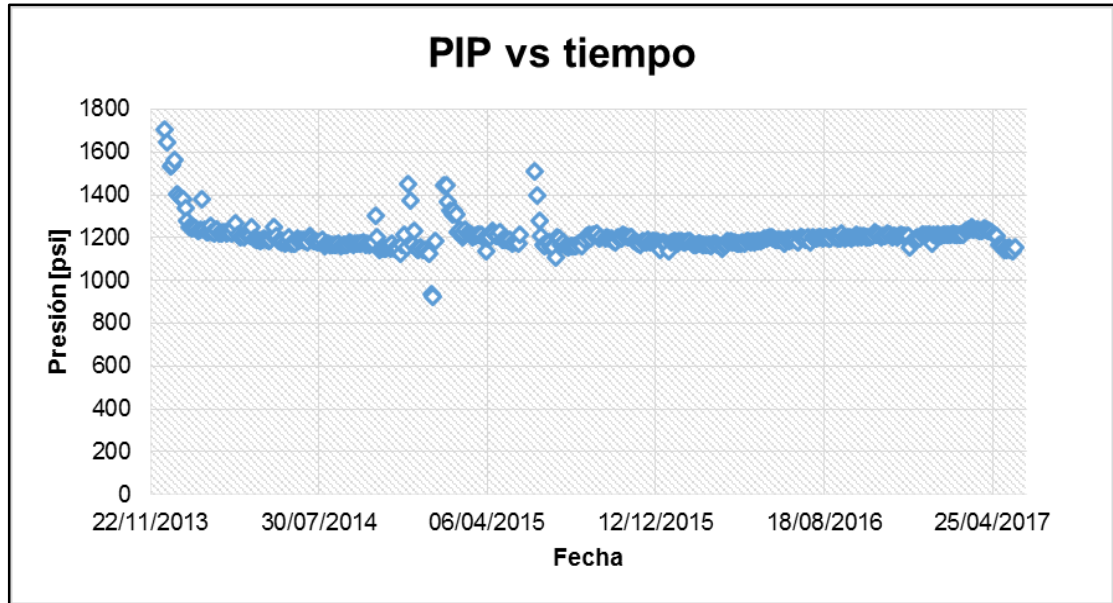
El comportamiento de la presión a la entrada de la bomba ha presentado una tendencia constante con una magnitud promedio de aproximadamente 1.199,4 psi, como se observa en la **Figura 69**. De igual forma, se evaluó el comportamiento de

la inyección por medio del grafico de conformance (ver **Figura 70**) en el que se afirma que no se han presentado irrupciones fuertes de agua y que la eficiencia de proceso de inyección ha sido buena.

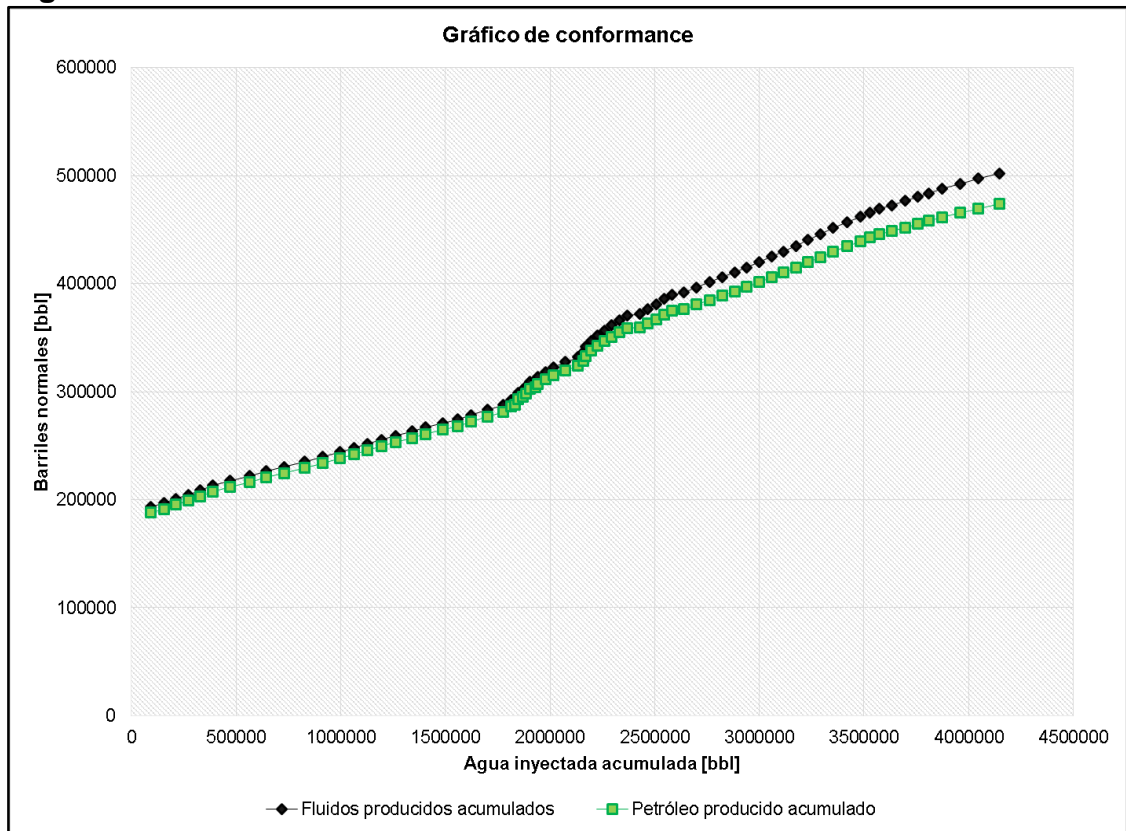
**Figura 68.** Logaritmo relación agua- petróleo vs Np. Pozo G.



**Figura 69.** Presión a la entrada de la bomba PIP vs tiempo. Pozo G.



**Figura 70.** Gráfico de conformance. Pozo G

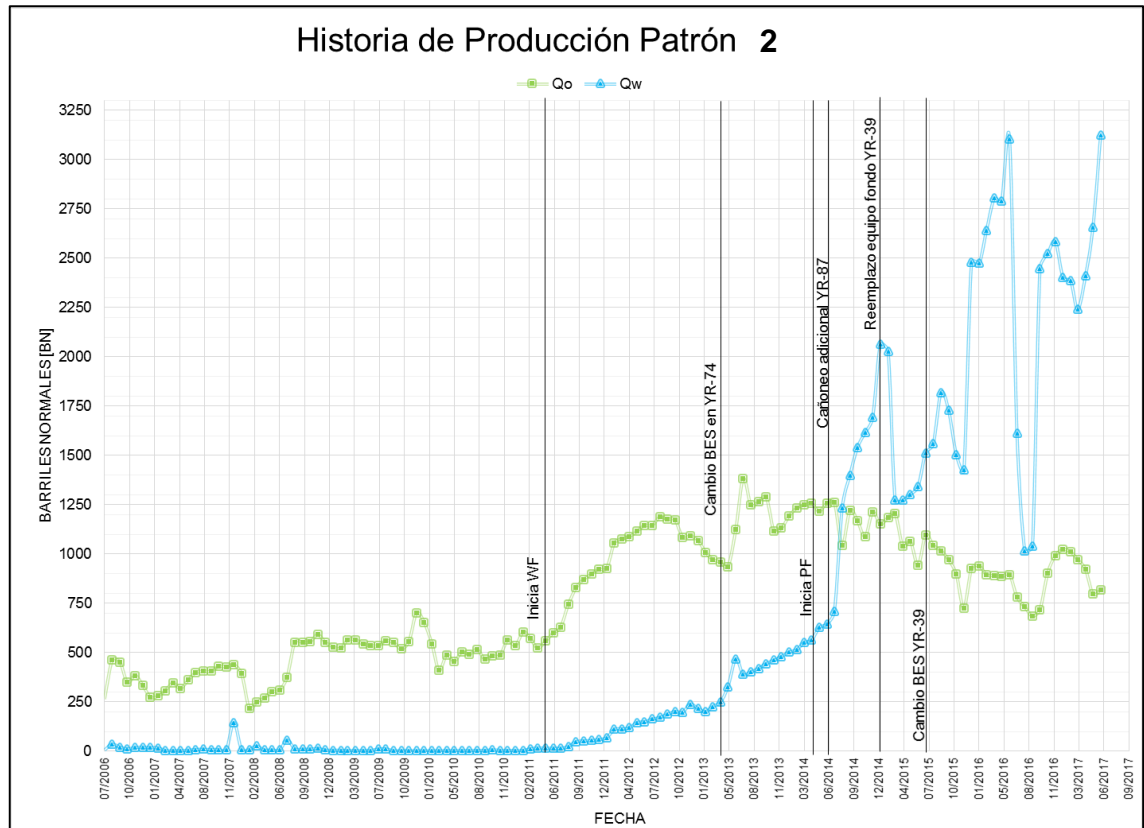


**3.2.5 Pozo productor E.** Como se mencionó anteriormente, este pozo pertenece a los dos patrones de inyección en estudio (A y F). El análisis del mismo se encuentra en el subtítulo 3.1.4.

**3.2.6 Patrón de inyección 2.** Como se enunció al inicio del capítulo, la configuración del patrón de inyección es un arreglo de 5 puntos invertido, constituida por el pozo inyector F y los productores H, I, G y E. La distancia entre los pozos productores del patrón es de: 1.035 ft del pozo I al pozo G, 1.330 ft del pozo G al pozo E, 1.126 ft del pozo E al pozo H y 1.089 ft del pozo H al pozo I.

**3.2.6.1 Historia de producción e inyección.** Como se aprecia en la **Figura 71**, la producción de petróleo como patrón incrementa progresivamente con ciertas deflexiones resultado de trabajos realizados en los pozos, mientras que la producción de agua presenta un crecimiento constante hasta junio de 2.014, a partir de esa fecha presenta un aumento abrupto y una disminución leve en el caudal de producción de petróleo.

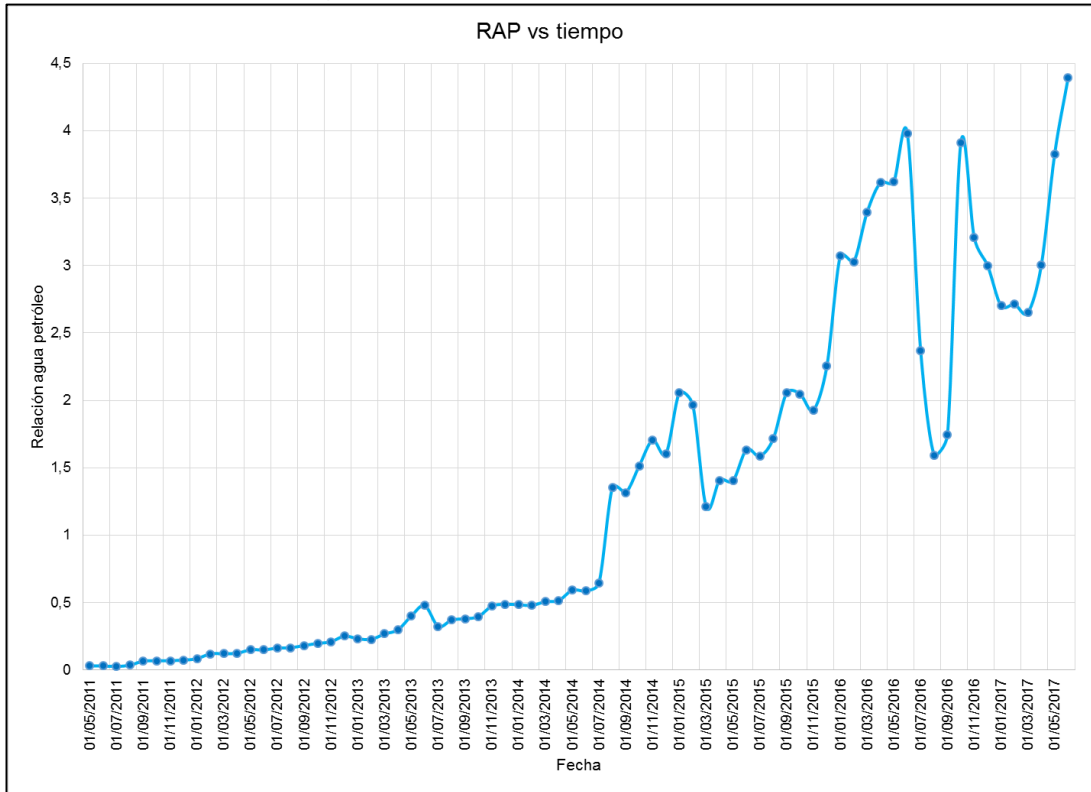
**Figura 71.** Historia de producción Patrón 2.



**3.2.6.2 Diagnóstico.** El aumento en la producción de agua por los eventos descritos en cada uno de los pozos, como se observa en la **Figura 72**, la relación agua

petróleo en el patrón ha tenido incrementos fuertes, no obstante, este valor presenta magnitudes relativamente bajas de un máximo de 4,4.

**Figura 72.** Relación agua-petróleo vs tiempo. Patrón 2

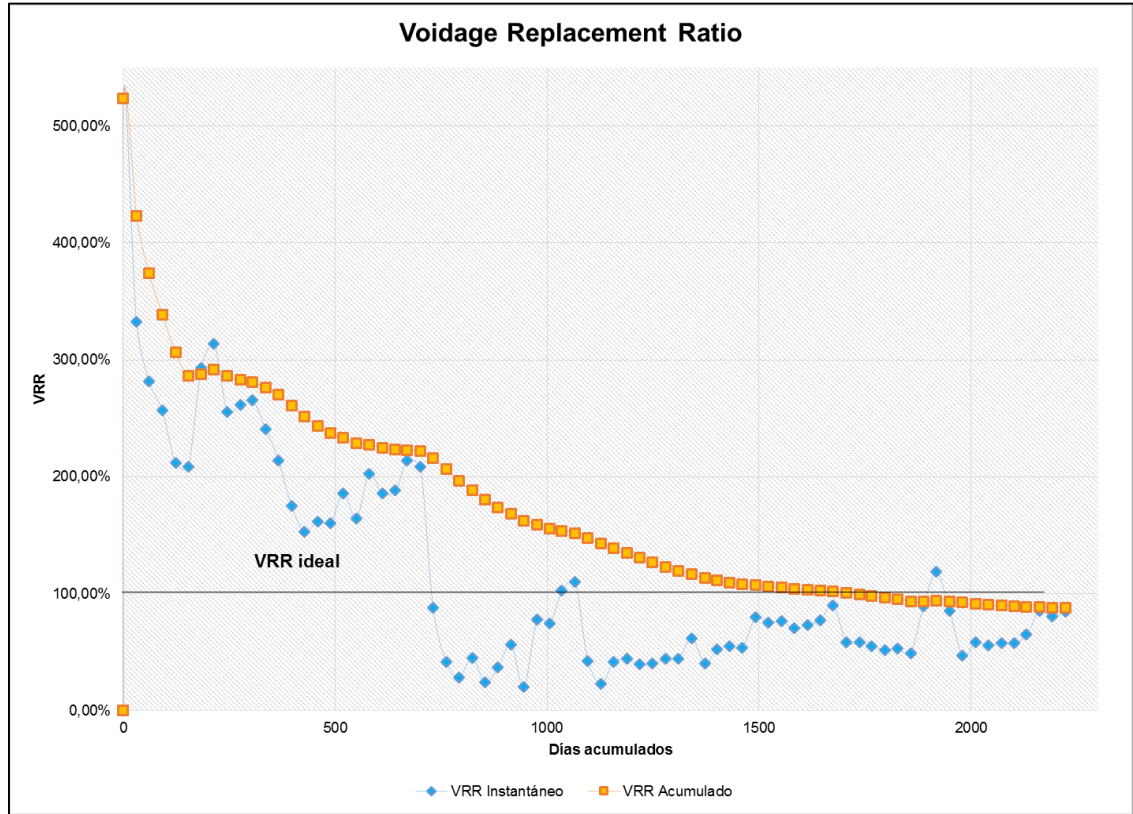


Con el objetivo de analizar la proporción de agua inyectada con relación a los fluidos producidos en el patrón, se elaboró la gráfica de vaciamiento y reemplazo que se observa en la **Figura 73**. La inyección de agua en el patrón comienza en mayo de 2011, al inicio del proceso se presentan índices VRR muy altos en consecuencia a los caudales de inyección elevados con los que se estaba trabajando, a medida que pasa el tiempo se observan diferentes aumentos en el índice, sin embargo muestra una tendencia en disminuir, acercándose al valor ideal del 100%.

En mayo de 2013, el índice VRR instantáneo o mensual muestra un valor del 87,9% muy cercano al valor ideal, para entonces en la evaluación como patrón la producción de agua es más alta que la producción de petróleo; a partir de esta fecha este índice presenta diferentes fluctuaciones entre valores del 22 al 118%. Finalmente los últimos tres meses de inyección en el patrón muestran valores del índice de vaciamiento instantáneo de aproximadamente el 83,5%, lo cual indica una magnitud de producción mayor a la de inyección.

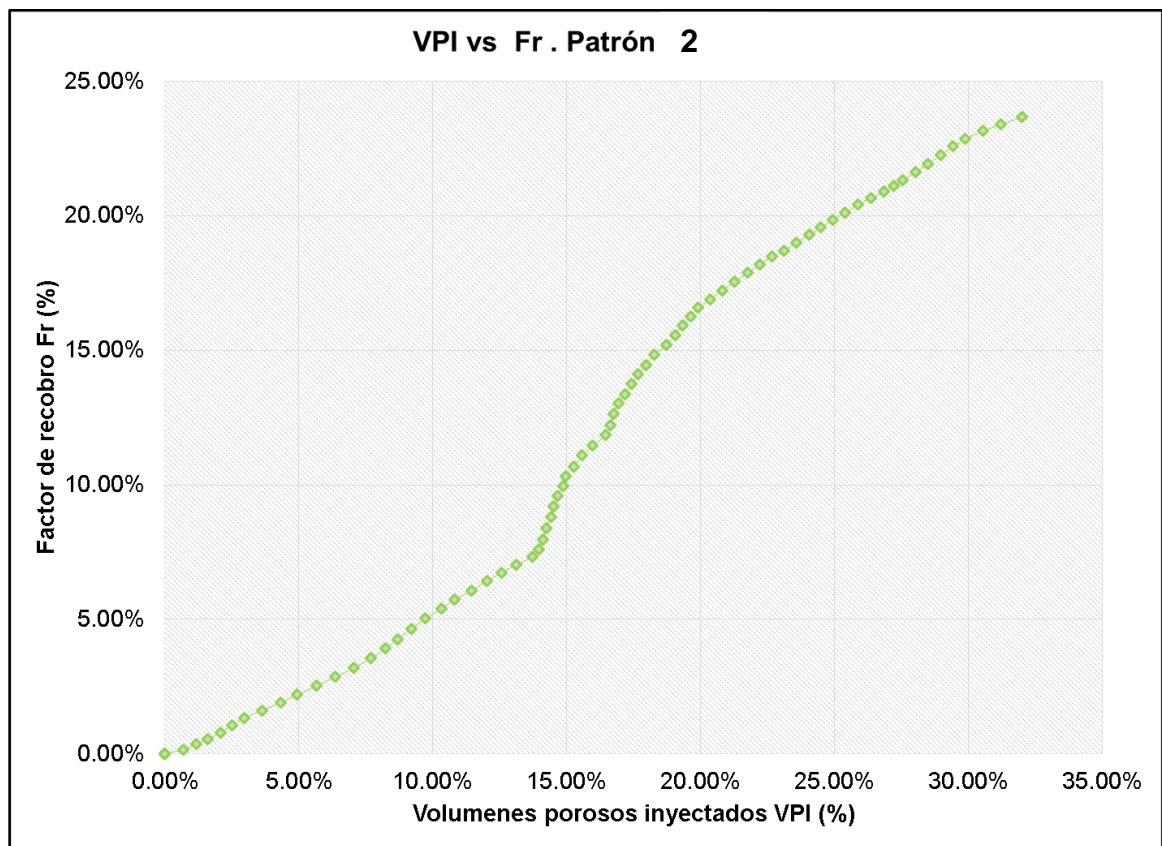
Teniendo en cuenta el índice VRR acumulado para el patrón, se expone que la cantidad de agua inyectada acumulada tiene menor proporción a la cantidad de fluidos producidos, con un valor del 88,21%.

**Figura 73.** Relación de Vaciamiento con reemplazo VRR. Patrón 2



Como parte de la evaluación del patrón también se realizó, como se observa en la **Figura 74**, la gráfica del factor de recobro vs. volúmenes porosos inyectados en el mismo. En esta a corte de julio de 2017 se tiene un factor de recobro del 23.66% con un 31.99% de volúmenes porosos inyectados. Los dos patrones de inyección del estudio tienen un factor de recobro bastante similar, sin embargo para el caso de este patrón de inyección (2) este factor de recobro se ha obtenido con un menor porcentaje de volúmenes porosos inyectados.

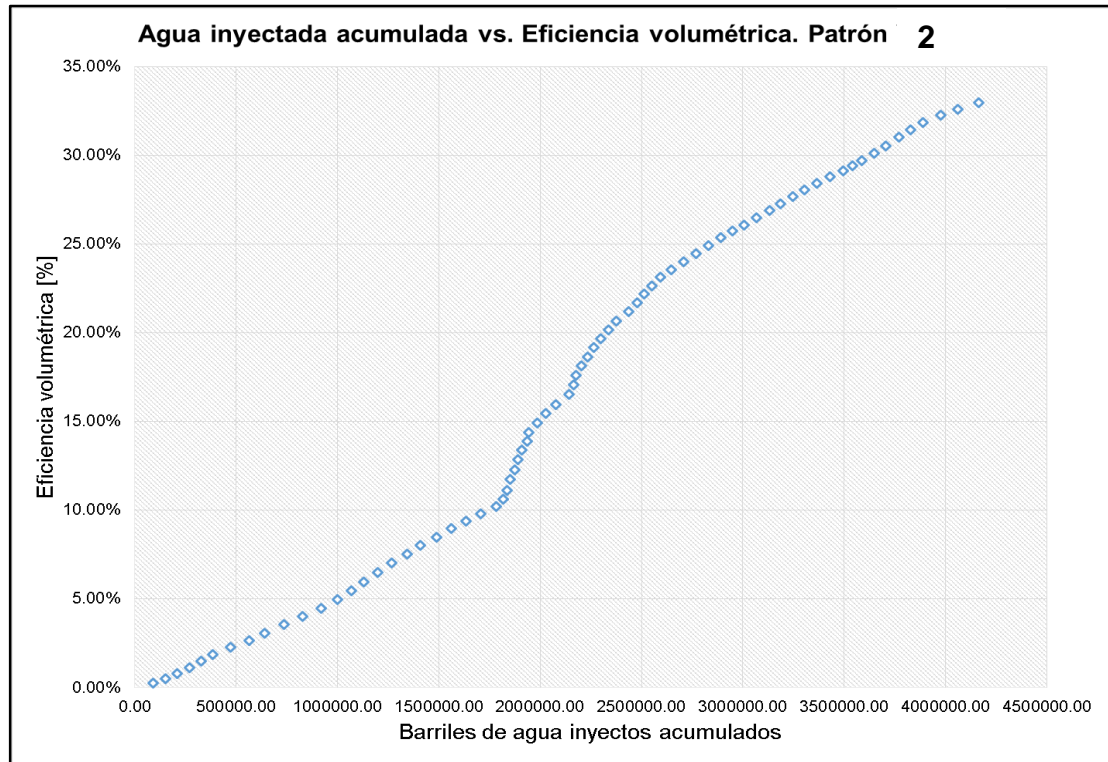
**Figura 74.** Volúmenes porosos inyectados (VPI) vs. Factor de Recobro (Fr). Patrón 2



Otro aspecto a evaluar en el patrón es la eficiencia volumétrica vs los barriles acumulados de agua inyectada, como se puede apreciar en la **Figura 75** a corte de julio de 2.017 con una inyección acumulada de 4'146.303,60 barriles de agua se tiene una eficiencia volumétrica de 32,95%. Es decir que tan sólo el 32,95% del volumen total del patrón ha sido contactado con el agua inyectada, es decir que el patrón de inyección tiene potencial para seguir con la explotación del mismo.



**Figura 75.** Agua inyectada acumulada vs Eficiencia volumétrica. Patrón 2



La inyección de agua en este patrón afecta en las capas Cantagallo 1A (CG1A) y Cantagallo 2 (CG2) a los pozos productores de primera línea H, E, I y G, en la capa Cantagallo 2A (CG2) beneficia a los pozos productores H, E y I, mientras que en las capa Cantagallo 3 (CG3) y Cantagallo 4 (CG4) solo se evidencia el efecto de la inyección el pozo productor H.

Teniendo en cuenta el estudio realizado a cada uno de los pozos de los dos patrones de inyección, es posible inferir que las arenas de interés en la mayoría de estos son muy heterogéneas, y las relaciones de agua y petróleo en la mayoría se encuentran todavía bajas, el resumen de los datos obtenidos se aprecia en la **Tabla 4**.

**Tabla 4.** Resumen estudio de pozos.

Patrón	Pozo	Estado	Heterogeneidad		Producción			Producción Acumulada	
			Dykstra Parsons	Lorenz	Qo (BOPD)	Qw (BWPD)	RAP	Qo (BBL)	Qw (BBL)
1	B	Activo	0,7634	0,5788	148,3	1.937,6	13,07	1'114.621,1	2'652.532,5
	C	Inactivo	0,6786	0,3972	3,9	587,6	150,66	205.496,0	611.787,3
	D	Activo	0,7270	0,5364	259,9	293,2	1,13	1'021.861,1	322.996,8
	E	Activo	0,7742	0,5111	193,7	2.115,9	10,93	821.866,8	1'284.864,6
2	H	Activo	0,7371	0,5844	285,4	978,7	3,43	1'113.681,4	1'106.650,3
	I	Activo	0,6738	0,3426	111,3	11,1	0,1	350.576,6	12.998,6
	G	Activo	0,5693	0,2733	143,9	23,3	0,16	4'737.234,4	28.517,8
	E	Activo	0,7742	0,5111	193,7	2.115,9	10,93	821.866,8	1'284.864,6

En conclusión de los gráficos de diagnóstico de Chan realizados para los pozos en estudio se obtuvieron los siguientes resultados:

**Tabla 5.** Resumen resultados gráficos de diagnóstico de Chan y Hall.

Patrón de inyección	Pozo	Tipo de pozo	Gráfico de Diagnóstico	Conclusión
1	A	Inyector	Gráfico de Hall	Inyectividad Estable
	B	Productor	Gráfico de Chan	Posible canalización de agua
	C	Productor	Gráfico de Chan	Comunicación
	D	Productor	Gráfico de Chan	Desplazamiento normal
	E	Productor	Gráfico de Chan	Posible canalización de agua
	F	Inyector	Gráfico de Hall	Inyectividad Estable
2	H	Productor	Gráfico de Chan	Desplazamiento normal con aumento producción de agua
	I	Productor	Gráfico de Chan	Desplazamiento normal
	G	Productor	Gráfico de Chan	Desplazamiento normal
	E	Productor	Gráfico de Chan	Posible canalización de agua

## 4. FACTIBILIDAD DE CONFORMANCE QUÍMICO A ESCALA DE LABORATORIO

En este capítulo se presenta el desarrollo y los resultados de las evaluaciones experimentales realizadas en el Laboratorio de Química de Producción a un gel de conformance preparado con agua de inyección del Campo Yariguí – Cantagallo para los pozos seleccionados en el bloque V del Campo.

### 4.1 PRUEBAS EXPERIMENTALES

Las pruebas se llevaron a cabo teniendo en cuenta la metodología utilizada por el Instituto Colombiano Del Petróleo (ICP) – Ecopetrol ECP, en esta se tiene en cuenta la evaluación por el Código de Syndask con “el objetivo de identificar aquellas formulaciones que forman un gel rígido”<sup>87</sup> y el tiempo que las mismas tardan en gelificarse.

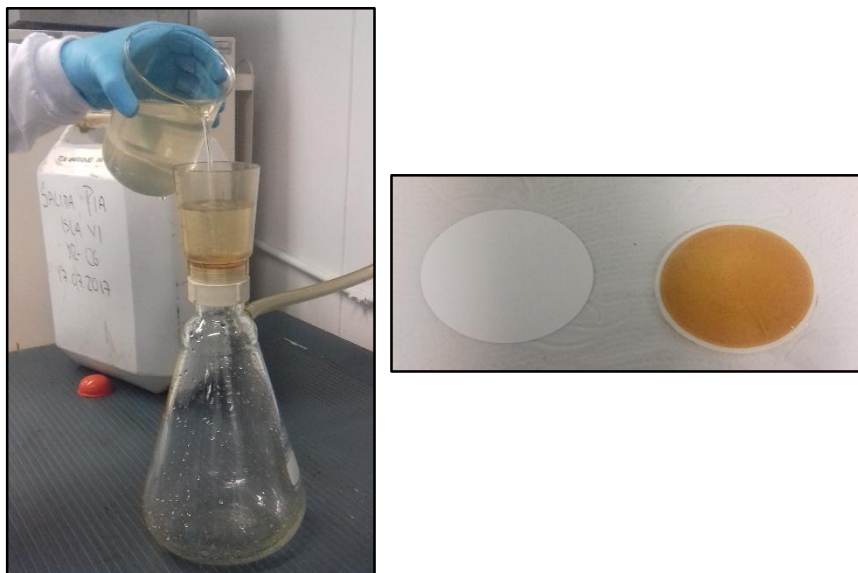
Como se mencionó en el capítulo número 2, los geles utilizados para un tratamiento de conformance funcionan reduciendo la permeabilidad en el área del yacimiento en donde se quieren ubicar, estos están compuestos por un polímero de alto peso molecular como la poliacrilamida parcialmente hidrolizada con un entrecruzador. En el gel desarrollado para este estudio, se emplearon los siguientes componentes base: como polímero, poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA); como entrecruzador triacetato de cromo de 5.000 ppm; y como agente secuestrante de oxígeno triocianato de potasio de 5.000 ppm.

Para llevar a cabo la preparación de la solución polimérica madre, se empleó agua de inyección del Campo Yariguí Cantagallo, tomada de la salida PIA Isla VI, como se observa en la Figura 76, esta agua es filtrada con el objetivo de evitar que los precipitados originados y los sólidos que vienen con esta intervengan en la evaluación experimental a realizar; de esta forma es posible llevar a cabo la evaluación con agua de inyección más semejante a la utilizada en la realidad.

---

<sup>87</sup> MAYA, Gustavo. Análisis de los mecanismos de funcionamiento de los geles poliméricos en procesos de inyección de agua. Universidad Industrial de Santander, 2014. p.36.

**Figura 76.** Filtración agua de inyección Yariguí Cantagallo.



Para iniciar con la preparación del gel, se preparó una solución madre con concentración de 12.000 ppm, y teniendo en cuenta la humedad del polímero del 10%, se determinó que se requieren 394.66 gramos de agua y 5.33 gramos de polímero, hallados de la siguiente forma:

Se busca prepara 0.4Kg de solución polimérica madre a una concentración de 12.000 ppm de polímero:

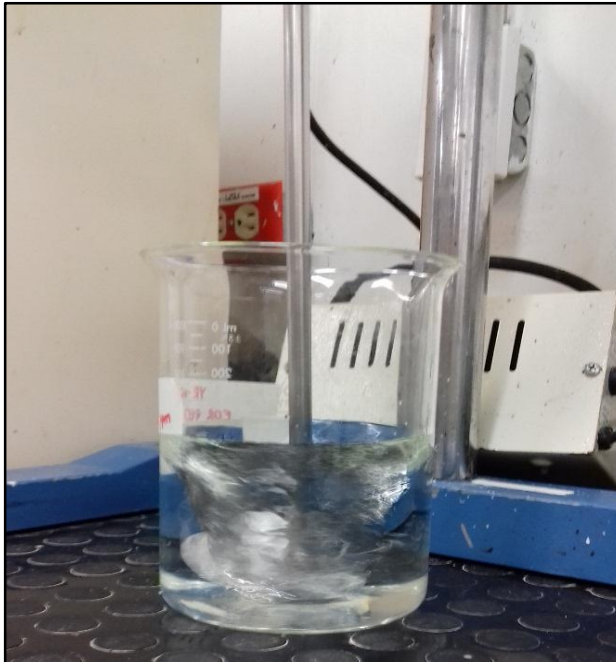
$$ppm = \frac{mg}{kg} ; 12.000ppm = \frac{mg}{0.4kg}$$
$$4.800 \text{ mg de polímero} = 4,8g \text{ de polímero}$$

Teniendo en cuenta humedad del 10% del polímero:

$$4,8g \text{ polímero} * \frac{100}{90} = 5,33 \text{ g de polímero}$$
$$wt \text{ total (g)} = wt \text{ polímero (g)} + wt \text{ agua (g)}$$
$$400g = 5,33g + wt \text{ agua (g)}$$
$$wt \text{ agua (g)} = 400g - 5,33g = 394,66g$$

Luego de pesar el agua de inyección y cantidad de polímero requerido, el agua es llevada al agitador, cuando es posible observar el vórtice generado se debe agregar el polímero lentamente como se muestra en la **Figura 77**, con el fin generar garantizar una mezcla homogénea. Esta mezcla se deja durante un día completo en el mezclador para asegurar la hidratación de la solución polimérica.

**Figura 77.** Mezcla solución polimérica madre.



Para determinar la mejor formulación del gel, se procede a realizar las diluciones, a partir de la solución madre, correspondientes a concentraciones de polímero de 2.000 ppm, 4.000 ppm, 6.000 ppm y 8.000 ppm, relaciones polímero entrecruzador para cada concentración de polímero de 20:1, 40:1, y 80:1, y con triocianato de potasio (KSCN) como secuestrante de oxígeno, con el fin de evitar la degradación del gel. Teniendo en cuenta las concentraciones deseadas y los parámetros iniciales, se determinaron los pesos de los componentes para preparar los geles que se observan la **Tabla 6**.

Solución polimérica (Solución madre) 12.000 ppm

Entrecruzador (Cr+3) 5.000 ppm

Secuestrante de oxígeno (KSCN) 5.000 ppm

**Tabla 6.** Formulaciones de gel a diferentes concentraciones.

Total g	Agua total g	Polímero ppm wt Polímero g	Crosslinker ppm wt Crosslinker g	KSCN ppm wt KSCN g
30	23.2	2000	100	200
		5	0.6	1.2
30	23.5	2000	50	200
		5	0.3	1.2
30	23.65	2000	25	200
		5	0.15	1.2
30	16.4	4000	200	400
		10	1.2	2.4
30	17	4000	100	400
		10	0.6	2.4
30	17.3	4000	50	400
		10	0.3	2.4
30	9.6	6000	3000	600
		15	1.8	3.6
30	10.8	6000	100	600
		15	0.9	3.6
30	10.95	6000	75	600
		15	0.45	3.6
30	2.8	8000	400	800
		20	2.4	4.8
30	4	8000	200	800
		20	1.2	4.8
30	4.6	8000	1000	800
		20	0.6	4.8

A pesar de no ser altamente sofisticadas y tampoco una técnica cuantitativamente exacta, las pruebas de botella se han convertido en una técnica amplia y efectivamente usadas para evaluar las características de los geles en campos petroleros, en especial los geles poliméricos. Esta técnica ha sido usada en laboratorio y en campo, con la intención de estudiar y evaluar mejoras para geles de conformance.<sup>88</sup>

Las pruebas de botella proveen una técnica rentable y directa para obtener una medida semi-cuantitativa de su gelificación y estabilidad, además una manera conveniente para evaluar la estabilidad del gel con temperatura.

<sup>88</sup> SYDANSK, Robert D. Reservoir Engineering Section. Polymers, Gels, Foams, and Resins. En: SPE Petroleum Engineering Handbook. USA: Society Petroleum Engineering, 2005. p.47

Estos geles preparados se envasan en tubos marcados con su concentración y relación polímero - entrecruzador, para ser almacenados a temperatura de yacimiento (60`C), y realizar un monitoreo a las 2 horas, 24 horas, 48 horas, 1 semana, 2 semanas y 1 mes después de preparados.

En este monitoreo se realiza la evaluación del gel teniendo en cuenta el código de Sydansk (ver **Figura 78**), en este cada una de las muestras se gira boca abajo para analizar el comportamiento del gel, de esta forma se califica subjetivamente la gelificación del fluido asignando valores de 1 al 10; en donde 1 muestra el movimiento del gel en el tubo como el de polímero y 10 hace referencia a un gel rígido. Igualmente se mide la elasticidad del gel preparado utilizando las letras “n”, para referirse a que no hay señales de gelificación; “s” muestra una tendencia pobre a generar gel; “g” se evidencia buena elasticidad; y “e”, la elasticidad del gel es excelente.

**Figura 78. Código de Sydansk**

<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td style="padding: 2px;">Cldy</td> <td style="padding: 2px; text-align: center;">7</td> <td style="padding: 2px;">g</td> </tr> </table>		Cldy	7	g																				
Cldy	7	g																						
<b>SÍMBOLOS USADOS EN EVALUACIÓN DE GELES</b>																								
<p>1. Los números del 1 al 10 representan una escala arbitraria de gelificación. Los geles más sólidos reciben un puntaje de 10.</p> <p>2. Las letras pequeñas (n, s, g, or e) en el área superior derecha representan una escala arbitraria de la elasticidad del gel.</p> <p>n - Sin signo de gelificación (no sign).</p> <p>s - Ligera tendencia a gelificar (slight tendency).</p> <p>g - Buena elasticidad - El gel colgará sin derramarse de un tubo de ensayo cuando este se invierte.</p> <p>e - Excelente elasticidad - El gel se moverá muy poco o nada cuando el tubo de ensayo se invierte.</p> <p>3. Observaciones que aparecen en la parte superior y/o inferior derecha respecto a la compatibilidad de los químicos.</p> <p>ppt - Un precipitado se ha formado</p> <p>20% - Un precipitado se ha formado y caído al fondo del tubo de ensayo</p> <p>Lt.S - Muestra signos de sobre-reacción pero muestra forma de gel</p> <p>S - El gel ha sobre - reaccionado (<i>syneresis</i>)</p> <p>Lmpy - Lumpy (grumoso); solución acuosa con grumos</p> <p>Inc. - La incompatibilidad es evidente</p> <p>Cldy - Cloudy (nublado)</p> <p>TA - Gel desechado</p> <p>DAG - Gel no se adhiere a las paredes del tubo de ensayo</p>	<table border="1"> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;"><b>NÚMEROS USADOS EN EVLUACIÓN DE GELES</b></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">1</td> <td>El gel fluye del tubo como polímero.</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">2</td> <td>El gel fluye ligeramente más lento que el polímero.</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">3</td> <td>El gel fluye muy lentamente y no abandona completamente el tubo.</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">4</td> <td>Cuando se invierte el tubo la burbuja difícilmente alcanza el tope.</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">5</td> <td>Cuando se invierte el tubo la burbuja difícilmente alcanza el tope y lo hace muy lentamente.</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">6</td> <td>Cuando se invierte el tubo la burbuja no alcanza el tope.</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">7</td> <td>Cuando se invierte el tubo la burbuja llega a menos de la mitad de camino del tope.</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">8</td> <td>Cuando se invierte el tubo la burbuja difícilmente se aleja del fondo.</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">9</td> <td>Cuando se invierte el tubo la superficie del gel difícilmente se deforma.</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">10</td> <td>Cuando se invierte el tubo la superficie del gel permanece plana.</td> </tr> </table>		<b>NÚMEROS USADOS EN EVLUACIÓN DE GELES</b>		1	El gel fluye del tubo como polímero.	2	El gel fluye ligeramente más lento que el polímero.	3	El gel fluye muy lentamente y no abandona completamente el tubo.	4	Cuando se invierte el tubo la burbuja difícilmente alcanza el tope.	5	Cuando se invierte el tubo la burbuja difícilmente alcanza el tope y lo hace muy lentamente.	6	Cuando se invierte el tubo la burbuja no alcanza el tope.	7	Cuando se invierte el tubo la burbuja llega a menos de la mitad de camino del tope.	8	Cuando se invierte el tubo la burbuja difícilmente se aleja del fondo.	9	Cuando se invierte el tubo la superficie del gel difícilmente se deforma.	10	Cuando se invierte el tubo la superficie del gel permanece plana.
<b>NÚMEROS USADOS EN EVLUACIÓN DE GELES</b>																								
1	El gel fluye del tubo como polímero.																							
2	El gel fluye ligeramente más lento que el polímero.																							
3	El gel fluye muy lentamente y no abandona completamente el tubo.																							
4	Cuando se invierte el tubo la burbuja difícilmente alcanza el tope.																							
5	Cuando se invierte el tubo la burbuja difícilmente alcanza el tope y lo hace muy lentamente.																							
6	Cuando se invierte el tubo la burbuja no alcanza el tope.																							
7	Cuando se invierte el tubo la burbuja llega a menos de la mitad de camino del tope.																							
8	Cuando se invierte el tubo la burbuja difícilmente se aleja del fondo.																							
9	Cuando se invierte el tubo la superficie del gel difícilmente se deforma.																							
10	Cuando se invierte el tubo la superficie del gel permanece plana.																							

**Fuente:** MAYA, Gustavo. Análisis de los mecanismos de funcionamiento de los geles poliméricos en procesos de inyección de agua. Trabajo de grado magíster en Ingeniería de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2014. p.35

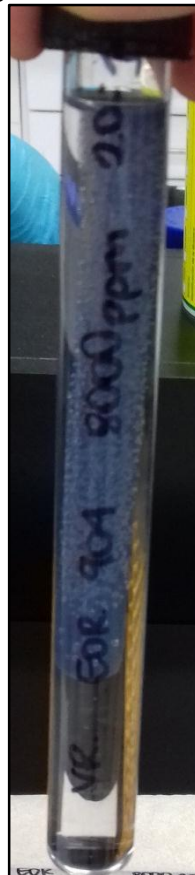
## 4.2 RESULTADOS PRUEBAS EXPERIMENTALES

Los resultados obtenidos de las pruebas de botellas convencionales se aprecian en el Anexo C. Con la evaluación de estos resultados, se observó que los geles formados a una concentración de 2.000 ppm, con relaciones polímero entrecruzador de 20:1 y 40:1 con un tiempo de 2 horas presentan tendencia a gelificar, sin embargo, a partir de la concentración de 4.000 ppm y todas las relaciones polímero entrecruzador ya se presentan geles fuertes y estables.

Al cabo de 24 horas, los geles con concentraciones de 4.000ppm y mayores, continúan siendo fuertes y estables, mientras que en los de 2.000 ppm mantienen la tendencia de una gelificación baja y buena elasticidad.

El gel formado a una concentración de 8.000 ppm con relación polímero entrecruzador 20:1 a un tiempo de 48 horas, muestra el fenómeno de sinéresis, como resultado de una concentración de agente entrecruzador más alta que la óptima, como consecuencia en el gel se presenta una sobre-reacción donde se expulsa el agua que contiene que resulta en la reducción del volumen del gel; este fenómeno se observa en la **Figura 79**.

**Figura 79.** Sinéresis



En el seguimiento a las muestras una semana después de preparadas, se evidencia que se tiene geles rígidos a partir de concentraciones de 4.000 ppm y continúa el fenómeno de sinéresis en la formulación del gel a 8.000 ppm con relación polímero – entrecruzador 20:1.



Al cabo de 2 semanas de monitoreo, las muestras con concentraciones de 2.000ppm y 4.000ppm a diferentes concentraciones exhiben el mismo comportamiento que el de la primer semana, mientras que la muestra a 6.000ppm con relación polímero – entrecruzador 20:1 y la de 8.000ppm con relación polímero entrecruzador 40:1, muestran el fenómeno de sinéresis.

Después de un mes de preparadas las muestras de gel y conservadas a temperatura de yacimiento, a concentración de 2.000ppm con relaciones polímero – entrecruzador 20:1 y 40:1 se presenta una buena tendencia de gelificación; a concentración de 4.000ppm con las tres relaciones polímero – entrecruzador se evidencia la formación de un gel rígido; y a partir de la concentración de 6.000 ppm con diferentes relaciones polímero – entrecruzador las muestras continúan con el mismo comportamiento del anterior monitoreo.

## 5. SIMULACIÓN ANALÍTICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA Y CONFORMANCE QUÍMICO MEDIANTE EL SOFTWARE ASIA

En este capítulo se desarrollará la simulación analítica del proceso actual de inyección de agua en los patrones de inyección 1 y 2, con el objetivo de visualizar el comportamiento futuro del yacimiento en cada uno de los pozos afectados por el proceso de recobro secundario. Igualmente con el resultado de los datos de laboratorio se desarrollará un modelo para simular el comportamiento futuro en la producción después de un tratamiento de conformance.

### 5.1 GENERALIDADES SOFTWARE ASIA

El software ASIA, por sus siglas en inglés Advanced System for Injection Analysis; surge en respuesta a la necesidad de desarrollar una metodología que permitiera caracterizar cuantitativa y cualitativamente sistemas de inyección producción.<sup>89</sup>

Con el objetivo de evaluar el comportamiento histórico de un campo sometido a un proceso de inyección de agua, este software emplea una adaptación del método de predicción de Craig Geffen & Morse (CGM) explicado detalladamente en el “Anexo D”, supone: estado estable, eficiencia vertical total ( $E_v=1$ ), efectos de eficiencia areal antes y después de la irrupción de agua, cuatro etapas de desplazamiento, y efectos de inyectividad variable; está basado: en la curva de flujo fraccional, y modelo de cinco puntos.<sup>90</sup>

Este software permite realizar un modelaje de la producción de agua y aceite, ocasionada por el proceso de inyección de agua en los pozos adyacentes y confrontar este comportamiento con el comportamiento histórico que presenta el pozo productor. Además es útil para determinar el nivel de barrido de la inyección en cada una de las arenas, y de esta forma facilitar la toma de decisiones vitales en el campo.<sup>91</sup>

**5.1.1 Modelo en ASIA.** En el software, hace referencia al volumen poroso, que como consecuencia al proceso de inyección de agua, se espera sea desplazado desde el pozo inyector en dirección al productor, en la unidad de flujo definida. En otras palabras, hace referencia a una porción del yacimiento que abarca el área entre un pozo inyector y un pozo productor, por una arena o unidad de flujo determinada.

---

<sup>89</sup> ECOPETROL S.A. Presentación, Estudio de aplicación de la herramienta ASIA. Bogotá D.C: ECOPETROL S.A., 2009.

<sup>90</sup> ECOPETROL. Presentación, Fundamentación, manejo y aplicación Software ASIA para caracterización/evaluación sistemas de inyección agua/producción. Santafé de Bogotá: ECOPETROL S.A., 2004.

<sup>91</sup> SANDOVAL, Publio, *et al.* Manual Técnico y de usuario Software ASIA, versión 2009. Piedecuesta-Santander: 2009. p.10

La definición de este volumen es el resultado de la multiplicación entre el área de barrido y el espesor. Este último es la media aritmética entre los espesores de los pozos inyector y productor, por otro lado el área de barrido se refiere a una porción típicamente irregular que puede ser limitada por fronteras como una falla, o una superficie equipotencial. El modelo es la unidad básica de cálculo en el software ASIA.<sup>92</sup>

**5.1.1.1 Propiedades de los Modelos.** En el software cada modelo establecido cuenta con propiedades petrofísicas independientes, geométricas, de los fluidos y del comportamiento de la inyección.

Dentro de las propiedades petrofísicas solicitadas por el simulador están: la permeabilidad; calculada como un promedio armónico ponderado por espesores, la porosidad y el espesor; por un promedio aritmético, y la saturación de agua inicial de cada modelo.

En cada uno de los modelos desarrollados, es necesario incluir la información de viscosidad, densidad y factor volumétrico para las fases agua y petróleo; estas propiedades afectaran la curva de flujo fraccional construida en cada modelo.

A partir de las coordenadas x, y y z de las arenas en cada uno de los pozos, se calcula el área superficial; como el área del cuadrado de la distancia entre el pozo inyector y el productor, dividido entre dos, y el buzamiento a partir de la ecuación que relaciona las coordenadas.

**5.1.2 Metodología de cálculo.** Es posible determinar qué tan eficiente ha sido el barrido en zonas específicas del área de estudio, esto se realiza teniendo en cuenta los parámetros obtenidos en el ajuste y de esta forma identificar la viabilidad de optimizar la producción.

Los fluidos acumulados producidos, la relación agua-petróleo en los pozos productores y el volumen de agua inyectada en los pozos inyectores, son datos que se deben ajustar.

En la metodología de ajuste del software, se tienen en cuenta las producciones de fluido en el pozo productor, y por otro lado a los pozos inyectores que ejercen influencia se les da una inyección equivalente teniendo en cuenta los porcentajes de influencia y las tasas históricas de inyección. Es decir, que en esta metodología un patrón de inyección comprende un pozo productor y los inyectores que ejercen influencia en el.

De acuerdo con la metodología utilizada, el histórico de los fluidos producidos será igual al que muestra el simulador, sin embargo, el volumen de inyección calculado

---

<sup>92</sup> Ibid., p. 21

por este será diferente al valor histórico. La diferencia obtenida entre el valor calculado y el valor histórico es factor que debe ser analizado, ya que a través de este se puede identificar la existencia de zonas ladronas de fluido, mecanismos de empuje y además verificar la consistencia del ajuste.

Las tasas de inyección dirigidas a un pozo productor en específico, son calculadas teniendo en cuenta el concepto de influencia y tasas de inyección y producción a una fecha determinada. Con base en la distribución vertical se realiza la distribución de la tasa de inyección de una conexión entre los modelos correspondientes.

**5.1.2.1 Distribución areal de la inyección.** Teniendo en cuenta el modelo, esta distribución puede ser calculada como si fuera del inyector al productor el porcentaje de influencia, mediante el cálculo del porcentaje de inyección y la sumatoria resultaría en la tasa de inyección; si esta es diferente a la producción real de fluido se debe realizar un escalamiento a la producción real.

**5.1.2.2 Distribución vertical de la inyección.** Con el objetivo de calcular la tasa de inyección por modelo y aplicar la técnica de predicción de Craig Geffen & Morse (CGM), es indispensable tener la distribución vertical de la inyección, que puede ser asignado por arena y por pozo. Esta distribución puede ser introducida al software como distribución vertical constante o variable.

En la distribución vertical constante a cada arena en un inyector en particular se le asigna un porcentaje constante. Esta técnica es utilizada en casos como: en los que no se han tomado registros de inyección en el pozo, la información que se tiene de la distribución es poca y dudosa, se busca predecir el comportamiento de un nuevo patrón.

Al introducir una distribución vertical variable a cada conexión entre el pozo inyector y el productor, tiene su propio conjunto de distribuciones, sin embargo en esta se asigna un valor de distribución en cada arena por cada fecha. Por esta razón, utilizar este tipo de distribución permite hacer una mejor simulación de situaciones como aislamiento de zonas, re-completamiento, re-cañoneo, entre otros eventos mecánicos.

**5.1.3 Ajuste histórico.** Teniendo en cuenta las asunciones y limitantes del modelo analítico del software, se debe realizar un ajuste histórico con el objetivo de llevar a cabo una buena caracterización del sistema de inyección-producción, trabajando en obtener los conjuntos de influencias, áreas de drenaje y eficiencias areales más representativos del yacimiento real.

Teniendo en cuenta el objetivo del ajuste histórico, cuando se esté realizando se utiliza la eficiencia de recobro de cada modelo, la eficiencia areal al momento de la irrupción de los modelos del patrón, y los factores de influencia de los pozos inyectores como parámetros de control.

El área de barrido se refiere a una porción comúnmente irregular del yacimiento que puede estar limitada por una falla o el área de barrido de un pozo vecino. Esta área es confrontada geoméricamente con el cuadrado generado por el software, cuya diagonal es la línea que une el inyector con el productor. Una buena estimación inicial para la eficiencia de recobro de los modelos de la conexión analizada, es la proporción aproximada resultante en la anterior comparación.

Las eficiencias areales a la ruptura pueden ser determinadas por correlaciones desarrolladas para patrones con geometría regular, partiendo de información de viscosidades y permeabilidades relativas. La permeabilidad direccional, heterogeneidad vertical, heterogeneidad areal, y buzamiento son variables que afectan el parámetro de la eficiencia areal a la ruptura.

Con el propósito de establecer una clasificación de las magnitudes de influencia en los pozos de interés, se deben evaluar las curvas de producción de cada uno y compararlas con las curvas de inyección de los inyectores cercanos, o de los que se presume tener influencia; también realizar un análisis de la inyectividad de cada uno de los pozos inyectores que conforman el patrón de estudio.

## 5.2 CREACIÓN DEL CASO DE SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA EN LOS PATRONES DE INYECCIÓN 1 y 2

A continuación se mostrará cómo se realizó la creación del caso de simulación en el software teniendo en cuenta la información requerida por el mismo.

**5.2.1 Carga de pozos.** Después de la creación del proyecto, lo primero que se debe proceder a cargar son los pozos estudio; como se observa en la **Figura 80** cada pozo debe ir identificado con su nombre abreviado, el tipo de pozo, coordenadas (x,y,z), fecha en que se completó y elevación de la kelly bushing.

**Figura 80.** Carga de pozos

LOAD WELLS TEMPLATE						
WELLBORE	WELL TYPE	X (m)	Y (m)	COMPLETION (YY)	KBELEVATION (ft)	
YR-510	WATER INJECTOF	1019907	1308559	20080820	236.216	
YR-74	OIL PRODUCER	1019899	1308563	20080527	236.196	
YR-16	OIL PRODUCER	1019968	1309107	19580903	232.056	
YR-39	OIL PRODUCER	1019825	1308481	19611226	228.776	
YR-87	OIL PRODUCER	1019825	1308430	20060607	240.808	
YR-504	WATER INJECTOF	1019834	1308380	20070318	236.612	
YR-38	OIL PRODUCER	1019823	1308478	19620316	228.78	
YR-86	OIL PRODUCER	1018678	1307532	20060531	244.483	

**Fuente:** Simulador software ASIA, versión 2009

**5.2.2 Carga de capas.** Con la finalidad de caracterizar cada una de las capas por la que se realizará el proceso de inyección, en esta sección se debe introducir por

pozo cada una de las capas del mismo, con sus correspondientes coordenadas, porosidad, permeabilidad, espesor y saturación de agua al inicio de la inyección, en la **Figura 81** se aprecia la incorporación de estas variables.

**Figura 81.** Carga de capas

LAYER	FORMATION	WELLBORE	X (m)	Y (m)	Z (ft)	PHI (frac)
B3	LA PAZ	YR-74	1019109.8	1308760.9	5402.2	
B3	LA PAZ	YR-86	1018833.39	1308033.25	5362.19	
C3	LA PAZ	YR-16	1019489.01	1308963.61	6434.18	
C3	LA PAZ	YR-38	1019350.2	1308228.96	6593.76	
C3	LA PAZ	YR-39	1019482.87	1308593.68	6616.81	
C3	LA PAZ	YR-74	1019083.28	1308772.43	5907.88	
C3	LA PAZ	YR-87	1019125.6	1308440.57	6297.6	
C3	LA PAZ	YR-99	1018987.04	1308348.28	5981.19	
C3	LA PAZ	YR-504	1019107.24	1308229.43	6143.25	
C3	LA PAZ	YR-510	1019230.03	1308657.65	6287.42	
C4	LA PAZ	YR-16	1019463.34	1308955.38	6589.12	
C4	LA PAZ	YR-74	1019078.03	1308774.47	6034.29	
C4	LA PAZ	YR-86	1018860.71	1308107.81	6160.24	
C4	LA PAZ	YR-87	1019115.64	1308439.63	6403.16	

**Fuente:** Simulador software ASIA, versión 2009.

**5.2.3 Carga de PVT.** Incorporar esta información al software es indispensable para determinar el comportamiento de los fluidos en el yacimiento, así mismo la herramienta permite ingresar varios PVT para evaluar escenarios con diferentes propiedades. En la **Figura 82** se aprecian los datos requeridos en esta etapa, que fueron proporcionados por estudios del área de yacimientos de la compañía.

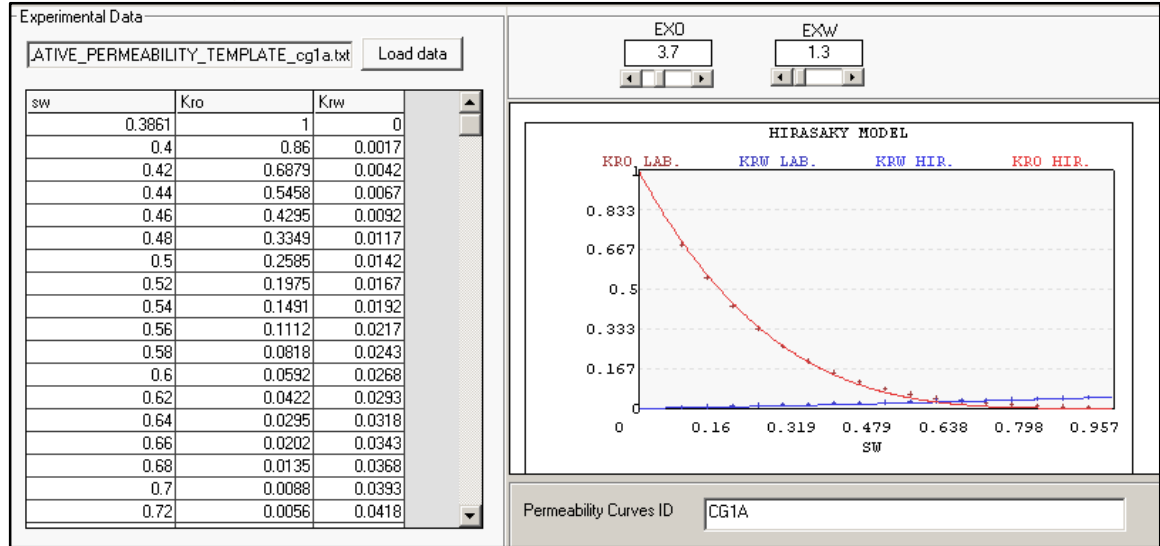
**Figura 82.** Carga de PVT

PVT_ID	Bo (RB/STB)	Bw (RB/STB)	OIL_VISCOSITY (cp)	WATER VISCOSITY	OIL DENSITY (LB/ft)	WATER DE
PVT1	1.1494	1	22	0.45	57.899	
PVT2	1.1164	1.007	31.5	0.45	59.899	

**Fuente:** Simulador software ASIA, versión 2009.

**5.2.4 Carga de curvas de permeabilidad relativa.** El software requiere de las curvas de permeabilidad relativa al agua y al aceite, de acuerdo con la metodología de cálculo que utiliza el programa es necesario que las curvas tengan un comportamiento suave, por esta razón es indispensable ajustar sus curvaturas como se observa en la **Figura 83**. De acuerdo con la información suministrada por Ecopetrol, se realizan plantillas de las curvas de permeabilidades relativas para cada capa; y se asignan a los modelos correspondientes.

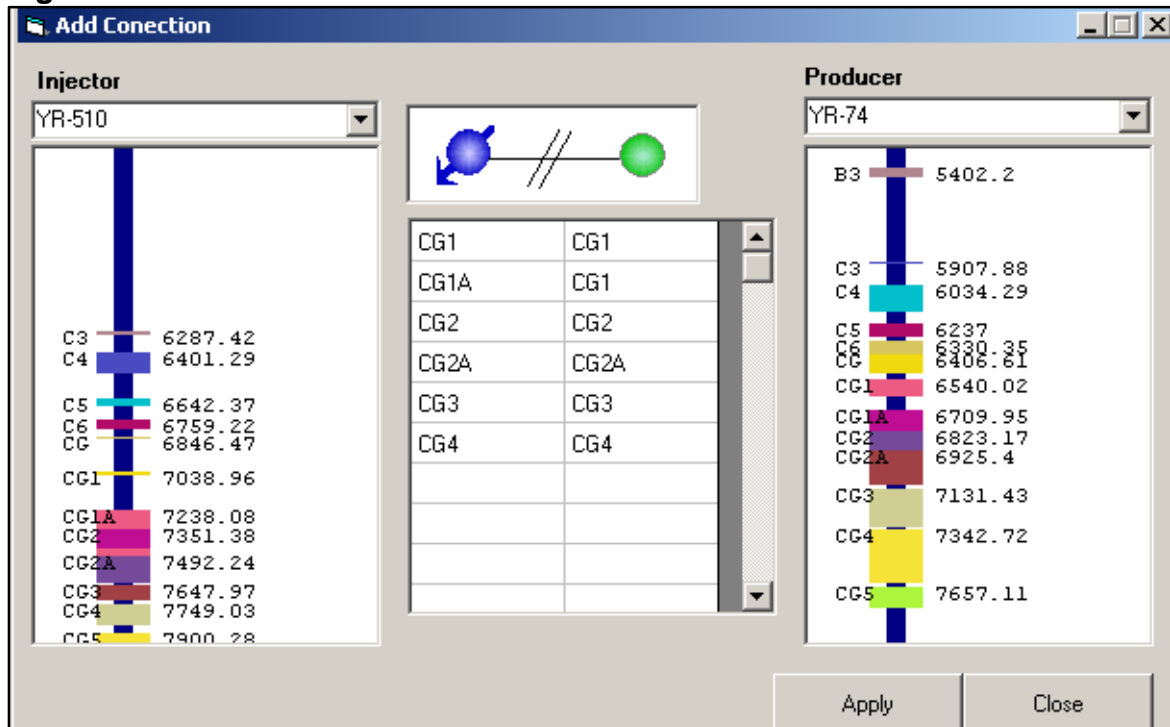
**Figura 83.** Carga de curvas de permeabilidad relativa



**Fuente:** Simulador software ASIA, versión 2009

**5.2.5 Creación de modelos.** A partir de la información de cada uno de los pozos por capa, se conocen las interconexiones presentes y así se crean los modelos del caso, como se muestra en la **Figura 84**.

**Figura 84.** Creación de modelos



**Fuente:** Simulador software ASIA versión 2009.

**5.2.6 Carga de eventos.** Para tener una buena representación del comportamiento histórico de los pozos a evaluar es importante incluir información de los cierres de arenas y pozos, como se aprecia en la **Figura 85**.

**Figura 85.** Carga de eventos

WELLBORE	EVENT	LAYER	BEGIN (YYYYMMDD)	END (YYYYMMDD)
YR-87	CLOSED	CG3	20151208	
YR-87	CLOSED	CG3	20151208	
YR-39	CLOSED	CG2A	19940316	
YR-510	OPEN	CG4	20110417	
YR-510	OPEN	CG5	20110417	
YR-86	OPEN	CG4	20101110	
YR-99	OPEN	CG6	20111120	
YR-99	OPEN	CGA1	20111120	
YR-504	OPEN	CG4	20100623	
YR-38	CLOSED	ALL	20151201	
YR-87	CLOSED	ALL	20160801	20161001

**Fuente:** Simulador software ASIA, versión 2009.

### 5.3 CORRIDA CASO BASE DEL MODELO DE SIMULACIÓN ANALÍTICA

Después de la construcción del modelo de simulación a partir de la información pertinente, se realizan las corridas del modelo con el objetivo de cuantificar el comportamiento de la producción del reservorio bajo esquema de explotación de inyección de agua, técnica actual en el campo, y el esquema de explotación con la implementación de la tecnología de conformance químico; para el caso 1 en el pozo inyector A en el que se estudia una posible canalización el pozo productor B, y para el caso 2; en el pozo inyector F que afecta en primera al línea al productor E, el cual se presume también estar canalizado.

**5.3.1 Ajuste histórico.** Una vez cargado todo el caso de simulación a estudiar, se debe proceder a realizar el cotejo histórico en el mismo; ya que sí el simulador reproduce la tendencia del comportamiento histórico del sector del Campo, será capaz de predecir con menor grado de incertidumbre su comportamiento futuro.

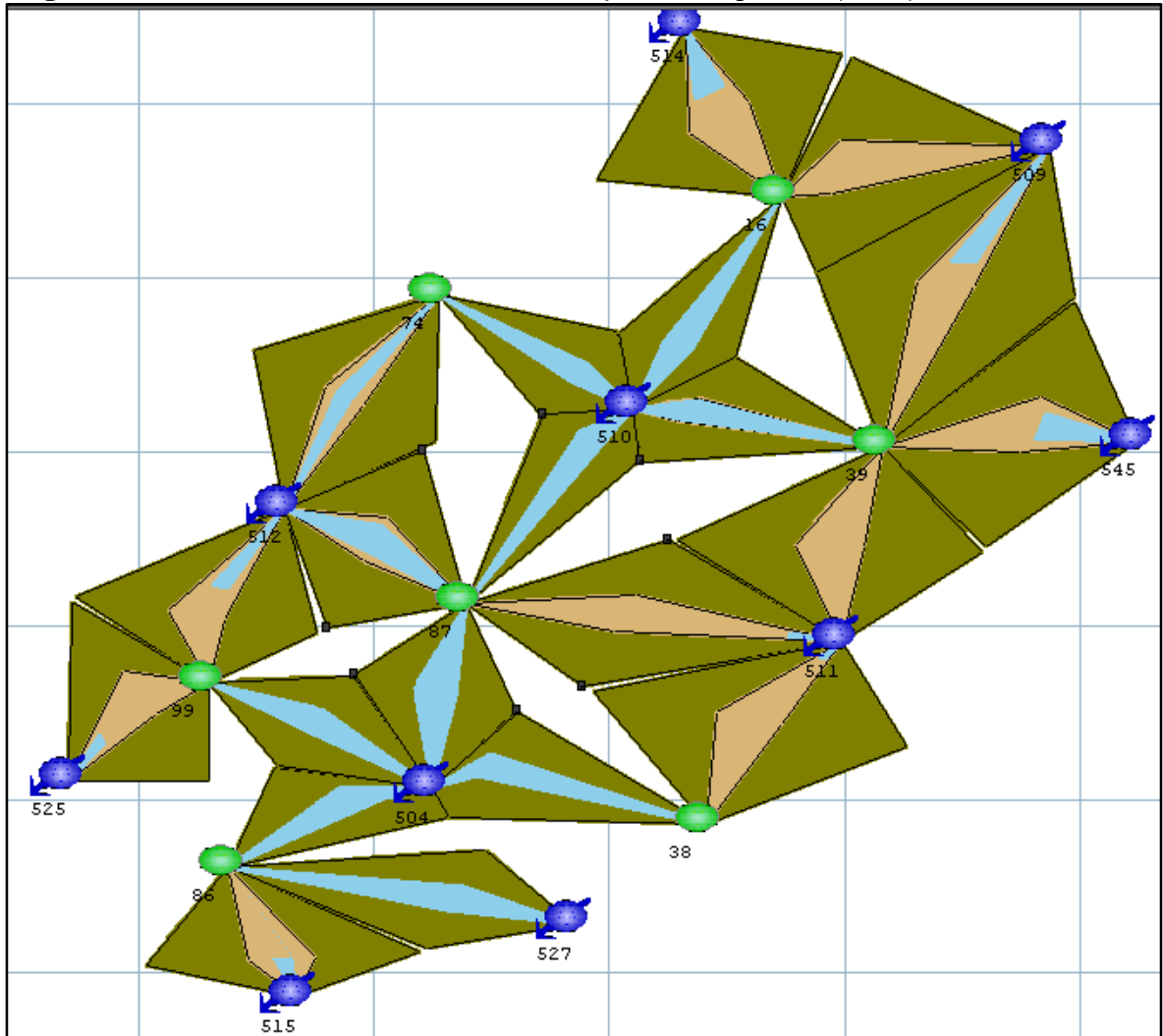
De acuerdo con lo anterior, en este paso se llevó a cabo el análisis de las variables que a partir del comportamiento de producción histórico en el yacimiento, son modificadas para permitir la reproducción total de los parámetros medidos en campo, como tasas de crudo y agua, entre otras.

**5.3.1.1 Ajuste área de los modelos.** El primer paso realizado fue definir el área de cada uno de los modelos creados en el caso de estudio, este procedimiento se lleva a cabo manualmente en el que por capa se delimita el área por modelo, sin generar sobre-posicionamiento entre estos y así evitar cuantificar volúmenes porosos errados; el área establecida para cada uno de los modelos en la capa Cantagallo 2



(CG2) se observa en la **Figura 86**. Es importante aclarar que en este paso, también se verificó el volumen de petróleo original en situ (OOIP) generado por el software, comparado con el volumen de petróleo original en situ proporcionado por capa a nivel de patrón por parte del área de yacimientos; esto se realizó mediante variaciones del área por modelo, por lo tanto se alcanzó un ajuste con un margen de error pequeño.

**Figura 86.** Modelos caso de estudio en capa Cantagallo 2 (CG2)



**Fuente:** Simulador software ASIA, versión 2009

**5.3.1.2 Eficiencia de Recobro.** Dentro de las variables que permiten ser ajustadas por el simulador se tiene la eficiencia de recobro, cuando se observa la reproducción de las producciones por pozo se debe analizar atentamente que los cálculos de acumulados producidos de petróleo y agua representen la mejor tendencia del comportamiento real; sí el comportamiento calculado del acumulado de petróleo

está por encima del comportamiento real , las eficiencias de recobro utilizadas para los modelos han sido sobre-estimadas, mientras que sí la representación de esta está por debajo del comportamiento real, la eficiencias de recobro utilizadas para los modelos han sido subestimadas.

Con el fin de mitigar el error generado en el cálculo de producción acumulada, por la variable de eficiencia de recobro, se parte de calcular las eficiencias de recobro bajo un proceso de inyección de agua, estas se establecieron a partir de la correlación API propuesta por Guthrie y Greenber que se aprecia en la **Ecuación 3**. Se seleccionó esta correlación puesto que involucra parámetros característicos de cada una de las capas a las que se les busca determinar la eficiencia de recobro, como lo son la permeabilidad, saturación de agua, viscosidad y factor volumétrico del petróleo y espesor.

**Ecuación 3.** Correlación API por Guthrie y Greenber

$$E_R = 0.2719 \log k + 0.25569 S_w - 0.1355 \log \mu_o - 0.1538 \theta - 0.0003488 h + 0.11403$$

**Fuente:** SATTER, Abdus; LQBAL, Ghulman and BUCHWALTER, James. Practical Enhanced Reservoir Engineering Assisted With Simulation Software &nbsp; Oklahoma: PennWeell, 2008. p. 538

Esta variable se determinó para cada uno de las arenas de interés en cada uno de los pozos de estudio y se introdujo en el software, los resultados detallados se presentan en el Anexo F.

**5.3.1.3 Factores de Influencia.** Teniendo en cuenta la representación obtenida con los pasos descritos anteriormente, se realiza un ajuste en los factores de influencia de los pozos inyectoros estudiados, ya que estos cuantifican el efecto de la inyección de agua en cada uno de los pozos productores influenciados.

Para establecer las magnitudes de las influencias, se evaluaron las curvas de producción junto con las curvas de inyección de los pozos inyectoros que tienen influencia sobre el pozo productor que se está analizando (Véase Anexo E), simultáneamente se verificaron los eventos que tuviesen lugar en los pozos productores, con el fin de no confundir las variaciones de producción generadas por un evento con los efectos de la inyección; también de acuerdo con las irrupciones calculadas en el simulador, observadas como aumentos fuertes en la curva relación agua – petróleo (WOR) que son causados por los cambios de inyectividad en el pozo, se ajusta esta variable debido a que permite adelantar o retrasar la irrupción calculada por el simulador puesto que para obtener una irrupción es necesario inyectar una cantidad de agua igual a  $W_{ibt}$ , la cual se obtiene con mayor rapidez si la influencia del inyector es alta; y finalmente se analizaron las conectividades

hidráulicas entre los pozos productores afectados con los inyectores; este parámetro se relaciona con el producto de permeabilidad y espesor.

**5.3.1.4 Eficiencia de barrido areal a la ruptura (Eabt).** Esta variable representa la fracción del área inicialmente considerada para el modelo que es realmente barrida desde que inicia el proceso de inyección de agua hasta la etapa de irrupción, es decir hasta el momento en que el frente de agua llega al pozo productor.

Teniendo en cuenta el comportamiento de las producciones, la permeabilidad de cada una de las capas y heterogeneidad vertical, se establecen porcentajes de eficiencia correspondientes por capa en cada uno de los pozos productores estudiados. Los valores asignados para este parámetro en el caso de estudio, oscilan del 25% al 70%.

**5.3.1.5 Corrida cotejo histórico.** Con los ajustes realizados a los parámetros anteriormente mencionados, se lleva a cabo la corrida del caso de simulación analítica hasta el año 2017, los resultados obtenidos de este son satisfactorios porque la tendencia de las producciones y relaciones agua-petróleo calculadas presentan comportamientos con la misma tendencia de los históricos de los pozos de estudio.

En el Anexo F se observa el ajuste histórico realizado a cada uno de los pozos.

## **5.4 CORRIDA PREDICCIÓN DEL CASO CON INYECCIÓN DE AGUA**

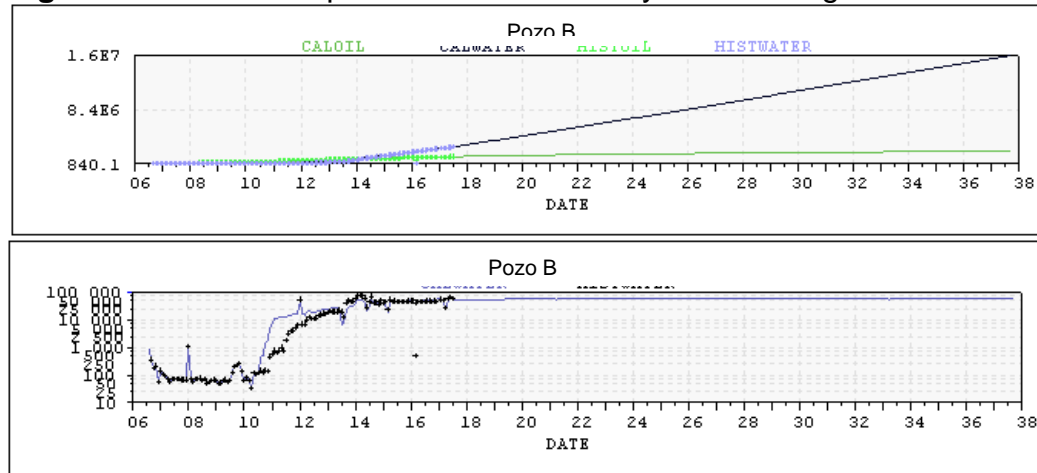
Teniendo en cuenta los resultados obtenidos del ajuste histórico realizado, se procede a realizar la predicción del comportamiento futuro de las producciones de agua y petróleo bajo el esquema de explotación de inyección de agua en los patrones de estudio, que es el mecanismo actual de recuperación de hidrocarburos en el Campo; este proceso se evalúa durante los próximos 20 años de inyección, es decir hasta julio de 2037.

Es importante aclarar que la corrida de simulación que realiza el software, predice el comportamiento futuro del yacimiento bajo las formulas establecidas en el método de predicción de Craig-Geffen & Morse.

Para el estudio realizado, se considera la producción de petróleo en los pozos B y E considerados como pozos con canalización de agua; el comportamiento del yacimiento para el pozo B bajo el proceso de inyección de agua se observa en la **Figura 87**, esta muestra un aumento significativo en la pendiente de la recta de agua producida acumulada, y una menor producción de petróleo acumulado; dando

inicios a la necesidad de implementar una técnica o tecnología que controle las altas tasas de producción de agua y aumente el factor de recobro del proceso de inyección.

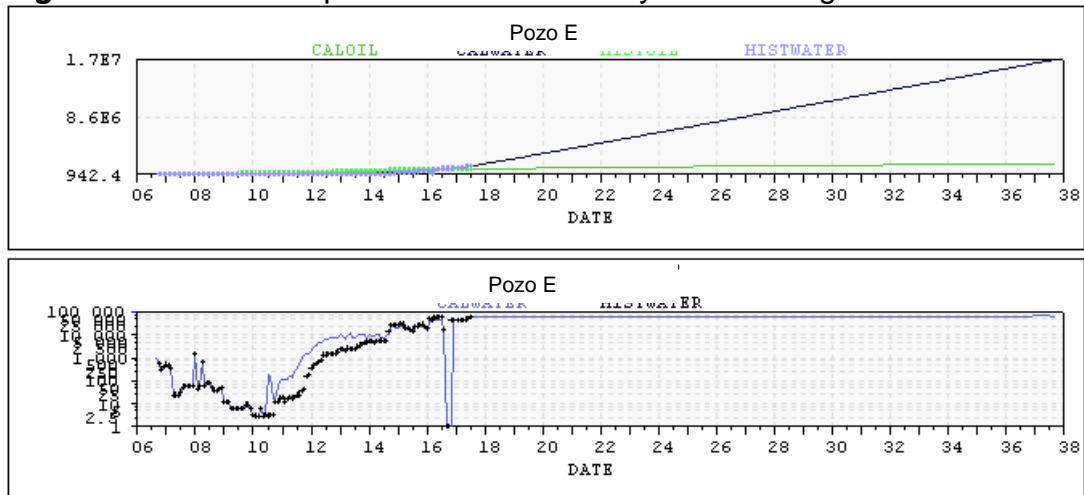
**Figura 87.** Predicción producciones B con inyección de agua



Fuente: Simulador software ASIA, versión 2009.

En la **Figura 88**, se puede observar la predicción del comportamiento de la producción de fluidos en el pozo E, en el que evidencia un amento fuerte en la producción de agua acumulada a partir del 2018, con leves aumentos en la producción de petróleo.

**Figura 88.** Predicción producciones E con inyección de agua



Fuente: Simulador software ASIA, versión 2009.

## 5.5 CORRIDA PREDICCIÓN DEL CASO CON CONFORMANCE QUÍMICO EN EL POZO INYECTOR A

Con el fin de predecir el comportamiento de la producción de petróleo y agua en los pozos productores identificados con canalización de agua, con la inyección de geles poliméricos en los pozos inyectores que generan la influencia, como estrategia de conformance químico, se evaluó de la siguiente forma:

**5.5.1 Conformance químico con ILT.** Como se ha mencionado en los anteriores capítulos, la tecnología de conformance químico busca aumentar la eficiencia de barrido areal mediante la disminución de la permeabilidad de la zona lavada, esta disminución es generada por los geles obturantes inyectados, utilizados como técnica de conformance. Con el objetivo de predecir el comportamiento de la producción de petróleo y agua después de la implementación de la tecnología, se carga un nuevo registro de inyección en la plantilla ILT (*Injection Logging Tool*); en este a la arena identificada como canalizada se le asigna un porcentaje del 0% de la inyección, obligando al agua inyectada a desplazarse por las demás arenas que no han tenido un efecto fuerte de la inyección, teniendo en cuenta su capacidad la capacidad de flujo de las arenas restantes se les asigna el correspondiente porcentaje de agua inyectada.

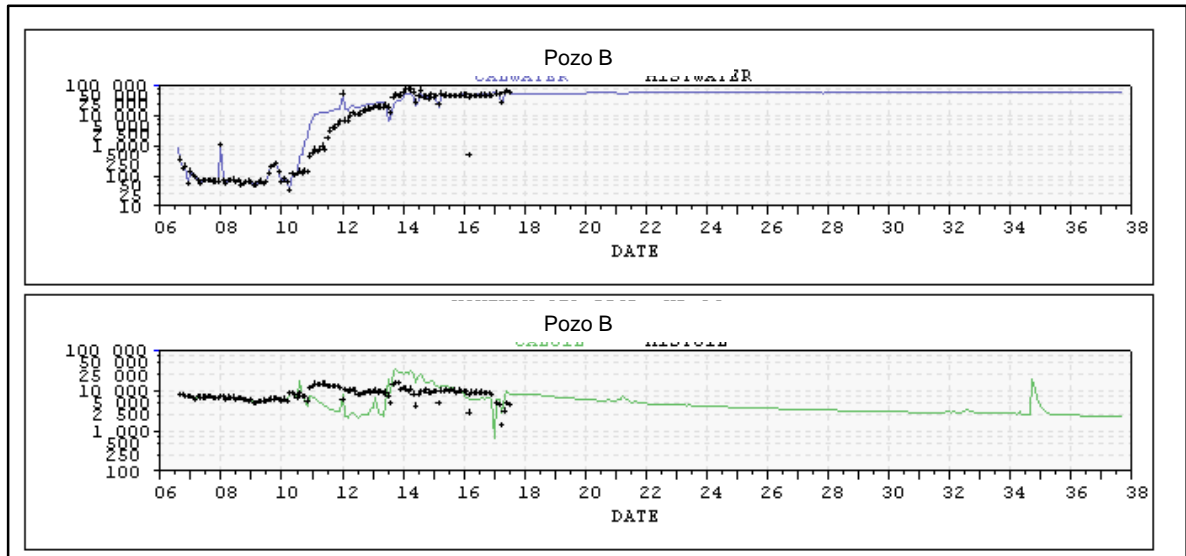
Lo anterior se realiza con la premisa de realizar la inyección de gel el 1 de diciembre de 2018 y la toma del registro de inyección el 1 de febrero del mismo año; lo anterior debido a que con el estudio del piloto de conformance químico en el Campo Tello, el tiempo de respuesta de gel es de dos meses después de su implementación y el tiempo en que se evidencia la producción incremental de petróleo es de hasta esa fecha 4 años.<sup>93</sup>

El resultado gráfico de esta predicción se presenta en la **Figura 89**, donde se observa una disminución gradual en la producción de petróleo, con resultados favorables en comparación con el proceso de inyección de agua.

---

<sup>93</sup> MAYA, et all. Op. cit., p.10

**Figura 89.** Predicción producciones con Conformance químico mediante ILT en el pozo B

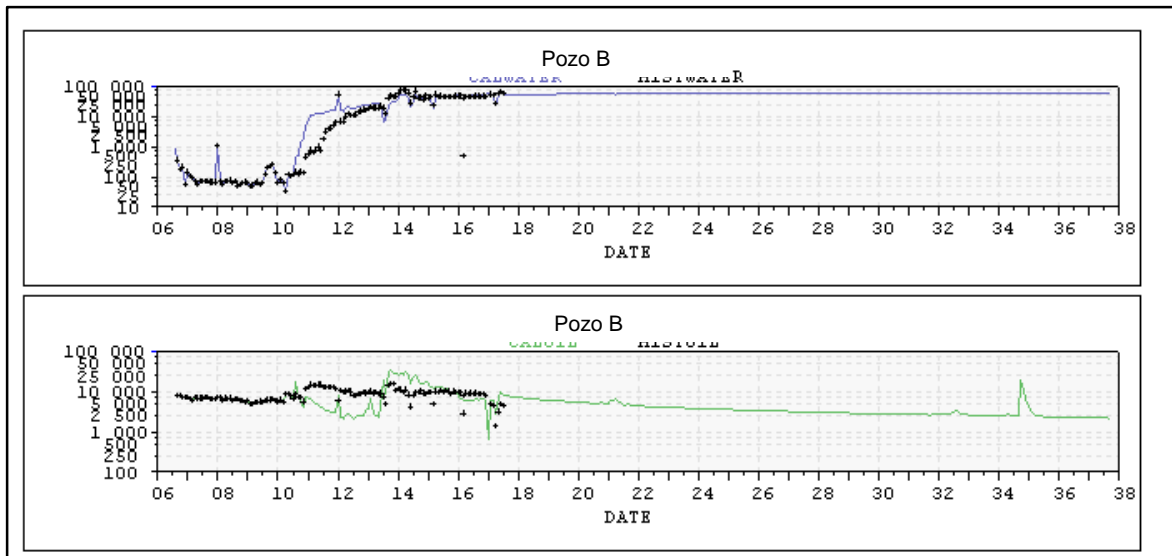


**Fuente:** Simulador software ASIA, versión 2009.

**5.5.2 Conformance químico con evento.** La segunda vía para realizar la predicción del comportamiento de la producción en los pozos de estudio al implementar la tecnología, es mediante la creación y carga de un evento de cierre de la capa identificada con canalización de agua; para el pozo B afectado en primera línea por el pozo inyector A se identificó la capa de arena Cantagallo 2 (CG2), de tal forma el evento es cargado al caso en el simulador con resultados exhibidos en la **Figura 90**, en este la declinación en la producción de petróleo también se da de forma gradual, no obstante representa valores de producción menores que los representados mediante la carga de registro de inyección.

En este escenario también se asume que el conformance se realiza el 1 de enero de 2018 y por tal razón en esa misma fecha se carga el evento de cierre de la capa Cantagallo 2 (CG2) en el pozo inyector A.

**Figura 90.** Predicción producciones con conformance químico mediante evento de cierre en el pozo B



**Fuente:** Simulador software ASIA, versión 2009.

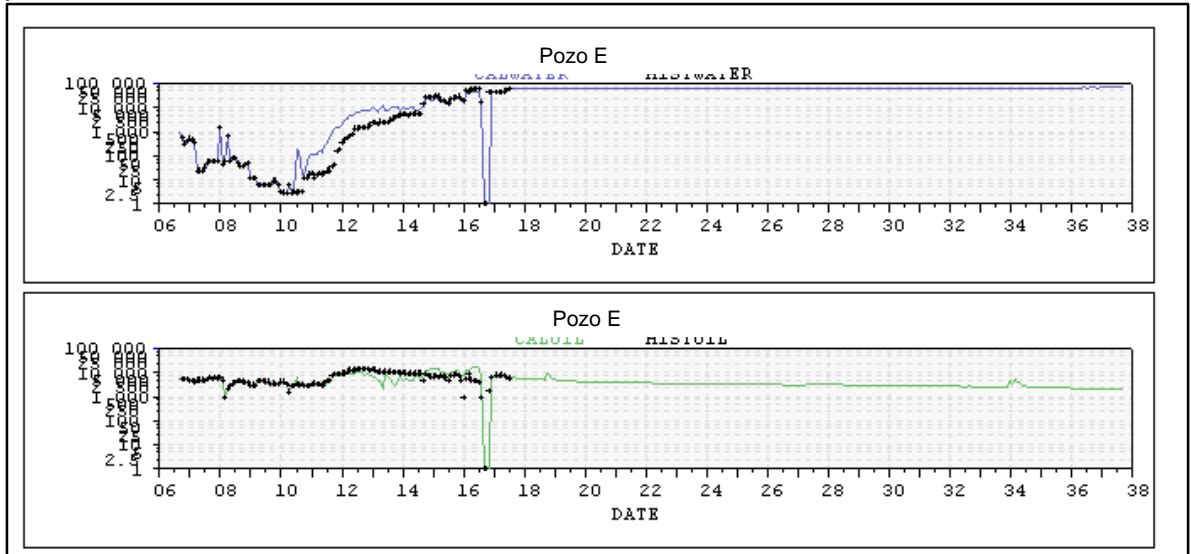
## 5.6 CORRIDA PREDICCIÓN DEL CASO CON CONFORMANCE QUÍMICO EN EL POZO INYECTOR F

Al igual que con el pozo inyector A la predicción del comportamiento de la producción en el pozo E, identificado como pozo con canalización de agua, bajo la implementación de tratamientos de conformance químico en el pozo inyector F, que lo influencia en primera línea se realiza mediante los siguientes escenarios:

**5.6.1 Conformance químico con ILT.** Con el objetivo de predecir el comportamiento de producción en el pozo E con la implementación de un tratamiento de conformance químico en el pozo inyector A que lo afecta en primera línea, se asume que este es implementado en diciembre de 2017, y por tal razón se crea y carga un registro de inyección tomado el 1 de febrero del 2018; en el que como resultado del gel ubicado en la capa Cantagallo 2 (CG) identificada como canalizada, no tomara agua de la inyección, y teniendo en cuenta la capacidad de flujo de las demás capas se distribuye el agua inyectada.

Los resultados gráficos de esta predicción se observan en la **Figura 91**, en la que se evidencian una leve declinación en la producción de petróleo y una representación de la producción de agua constante.

**Figura 91.** Predicción producciones con conformance químico mediante ILT en el pozo E



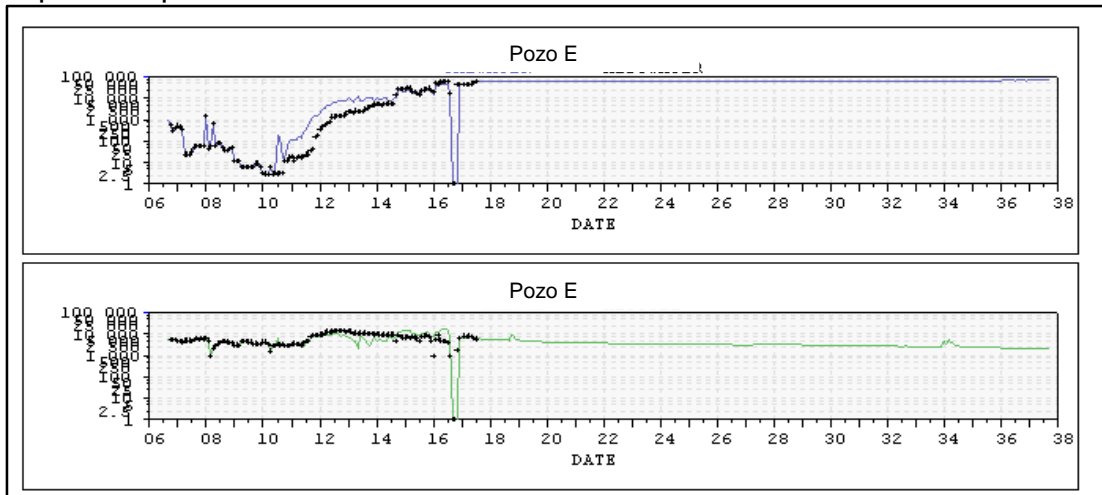
**Fuente:** Simulador software ASIA, versión 2009.

**5.6.2 Conformance químico con evento.** La predicción de la producción en el pozo E como resultado de la implementación de conformance químico en el pozo inyector F, también se realizó simulando que la capa identificada como canalizada, Cantagallo 2 (CG2), es cerrada mediante un evento de cierre.

Los resultados gráficos obtenidos de esta simulación se observan la **Figura 92**, en los que se evidencia una ligera disminución en la producción de petróleo, con cifras mayores a la representada por la predicción mediante el registro de inyección; de otro lado, la producción de agua no muestra cambios significativos.



**Figura 92.** Predicción producción con Conformance químico mediante cierre de capa en el pozo E



Fuente: Simulador software ASIA, versión 2009.

## 5.7 RESULTADOS DE PREDICCIONES

Con base a los resultados de producción obtenidos bajo el esquema actual de producción, es decir inyección de agua, comparados con los resultados de la producción con la implementación de un tratamiento de conformance químico en los pozos seleccionados, se debe evaluar si está generando incrementos significativos de petróleo y/o reducciones en la producción de agua.

**5.7.1 Caso 1.** Para el procedimiento anteriormente descrito se evaluó en los patrones de inyección 1 y 2 la producción de petróleo y agua, en el escenario de que se continúe con inyección de agua, y en el escenario en el que se implemente la tecnología de conformance químico.

**5.7.1.1 Resultados patrón de inyección 1.** De acuerdo con el procedimiento realizado anteriormente descrito, se obtienen los resultados para la predicción de inyección de agua, los cuales se aprecian en la **Tabla 7**, para la predicción del comportamiento de producción implementando la tecnología de conformance químico mediante un evento de cierre en la **Tabla 8** y mediante la carga de un registro de inyección (ILT) en el que la capa canalizada no tiene efecto de la inyección en la **Tabla 9**. Por último, en la **Tabla 10** se observan la producción incremental de petróleo y la disminución en la producción de agua, con la diferencia de producciones obtenidas entre la implementación de la tecnología de conformance químico simulado mediante la carga de registro ILT y la inyección de agua; los resultados gráficos de lo anterior se presentan para el petróleo anualizado en la **Figura 93** y para el agua anualizado en la **Figura 94**.

**Tabla 7. Resultados predicción caso 1 Inyección de agua. Patrón 1**

Fecha	Resultados Predicción Inyección de Agua -Patrón de inyección 1-														
	B			C			D			E			Patrón 1		
	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP
01/12/2022	6187295.62	1469864.80	16.24	628199.38	192906.82	37.37	837335.80	1603140.16	0.99	5430592.32	1202451.34	16.69	13083423.12	4468363.12	2.93
01/12/2027	9762213.92	1656615.99	22.02	628199.38	192906.82	37.37	1373239.80	2071420.79	1.41	9375214.20	1426869.52	20.81	21138867.30	5347813.12	3.95
01/09/2037	16815093.43	1946528.91	33.24	628199.38	192906.82	37.37	2596846.84	2818987.71	1.97	17168215.90	1782830.79	26.68	37208355.55	6741254.23	5.52

**Tabla 8. Resultados predicción caso 1. Conformance químico (Evento). Patrón 1**

Fecha	Resultados Predicción Conformance Químico (Evento) -Patrón de inyección 1-														
	B			C			D			E			Patrón 1		
	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP
01/12/2022	6186840.75	1477892.30	16.98	628199.38	192906.82	37.37	836969.12	1603459.17	1.00	5425563.92	1206826.14	16.61	13077573.17	4481084.43	2.92
01/12/2027	9759763.92	1656719.76	22.94	628199.38	192906.82	37.37	1374730.64	2070123.73	1.42	9369837.20	1432971.78	20.62	21132531.14	5352722.09	3.95
01/09/2037	16807301.44	1946306.13	33.24	628199.38	192906.82	37.37	2601775.87	2814699.36	1.99	17151343.43	1787412.32	27.02	37188620.12	6741324.63	5.52

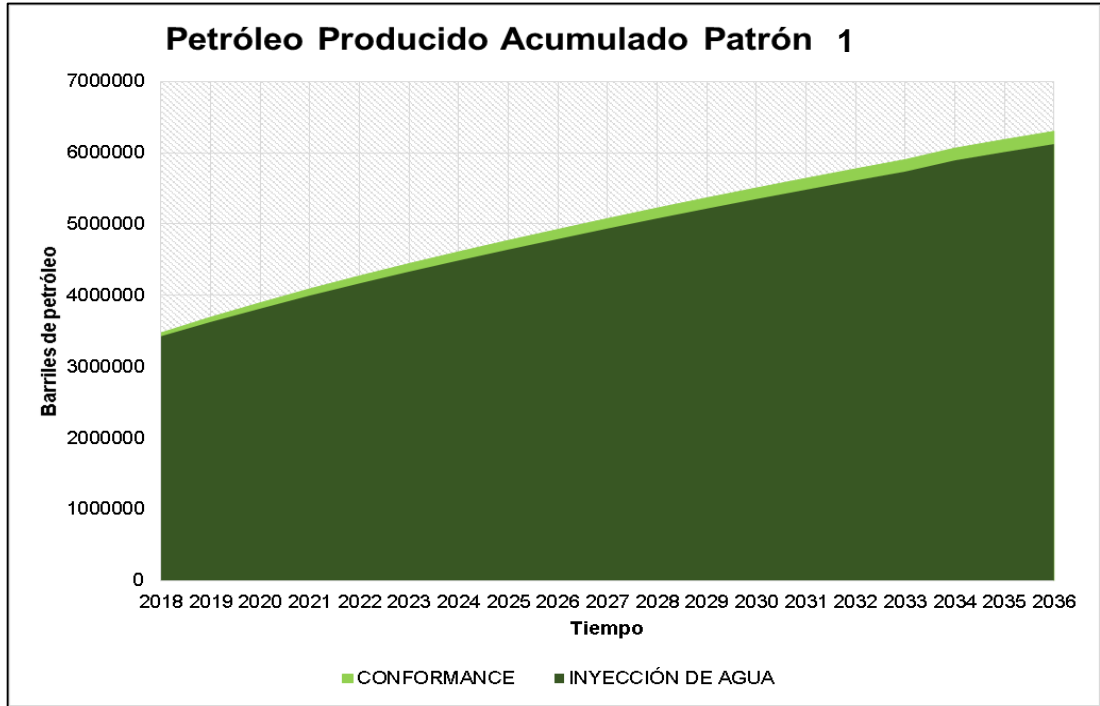
**Tabla 9. Resultados predicción caso 1. Conformance químico (ILT). Patrón 1**

Fecha	Resultados Predicción Conformance Químico (ILT) -Patrón de inyección 1-														
	B			C			D			E			Patrón 1		
	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP
01/12/2022	6124380.11	1528854.37	14.86	614119.15	199477.39	40.18	794058.31	1640792.40	0.91	5399556.05	1227333.44	16.25	12932113.62	4596457.60	2.81
01/12/2027	9684370.66	1730318.10	20.47	614119.15	199477.39	40.18	1313169.60	2123683.02	1.34	9339522.90	1457225.76	20.28	20951182.31	5510704.27	3.80
01/09/2037	16720793.05	2042018.45	31.42	614119.15	199477.39	40.18	2516056.48	2889276.87	1.91	17116146.34	1813893.31	26.65	36967115.02	6944666.02	5.32

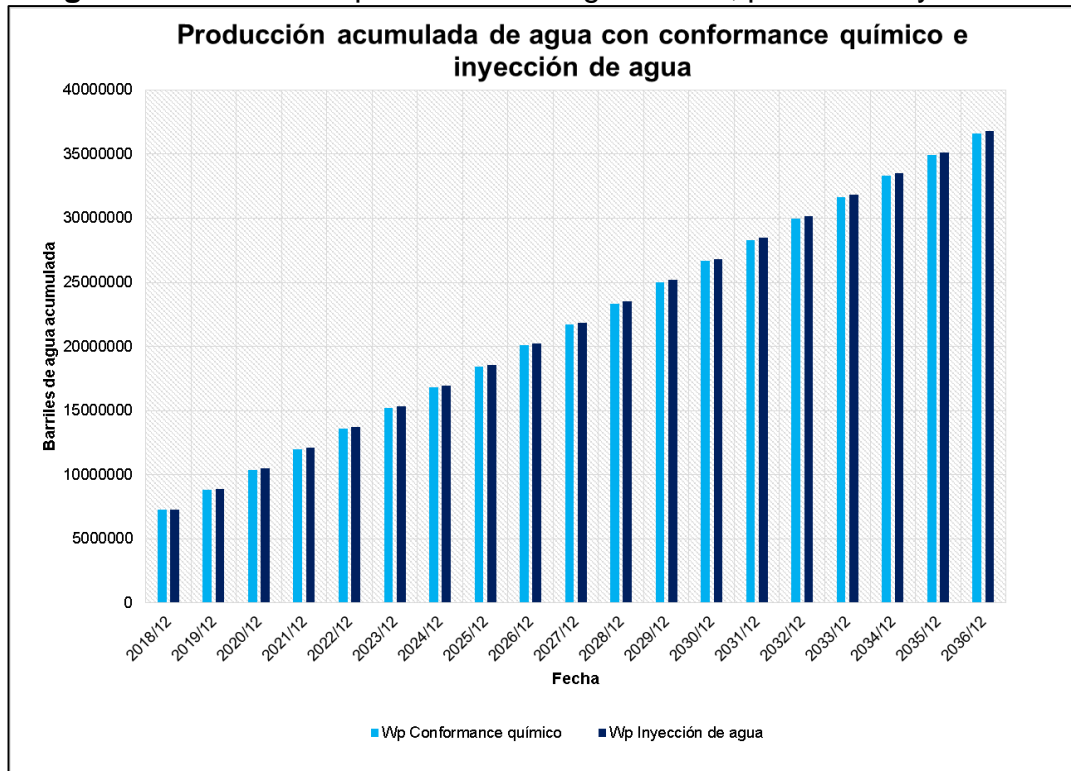
**Tabla 10. Producción incremental caso 1. Conformance químico ILT-Inyección de agua. Patrón 1**

Fecha	Incrementales Conformance ILT - Inyección de agua. Patrón de inyección 1										
	B		C		D		E		Patrón 1		
	Wp	Np	Wp	Np	Wp	Np	Wp	Np	Wp	Np	
01/12/2022	-62915.51	58989.57	-14080.23	6570.57	-43277.49	37652.24	-31036.27	24882.10	-151309.50	128094.48	
01/12/2027	-77843.26	73702.11	-14080.23	6570.57	-60070.20	52262.23	-35691.30	30356.24	-187684.99	162891.15	
01/09/2037	-94300.38	95489.54	-14080.23	6570.57	-80790.36	70289.16	-52069.56	31062.52	-241240.53	203411.79	

**Figura 93.** Producción incremental caso 1, patrón de inyección 1



**Figura 94.** Diferencial producción de agua caso1, patrón de inyección 1



La predicción del comportamiento de la producción con la implementación de la tecnología de conformance químico mediante la carga del evento de cierre de la capa identificada como canalizada, arrojó resultados inesperados ya que en esta se observa una disminución en la producción de petróleo y un aumento en la producción de agua, es decir que con el cierre de esta capa el agua inyectada no realiza un mejor barrido en las demás arenas de interés y muestra que la saturación de petróleo remanente en la capa cerrada es alto. Por tal razón, los análisis de predicción para la tecnología de conformance no se deben llevar a cabo por este medio, además de que con la implementación de la misma se busca obturar una parte del canal, más no el cierre completo de la capa.

La tabulación de los resultados se realizó en diciembre de 2022, puesto que para esa fecha se cumplen 5 años después de la implementación de la tecnología de conformance químico, y de acuerdo con la experiencia del campo Tello después de 5 años la respuesta incremental por la inyección de gel todavía se evidencia, y para septiembre de 2037 corresponde a la evaluación 20 años después del inicio de producción la mayoría de los pozos del estudio.

A pesar de no ser el incremental esperado, al evaluar la producción resultante de la implementación de la tecnología mediante registro de inyección ILT, en contraste con la producción si se continua con inyección de agua, a nivel de patrón de inyección luego de 5 años después de implementada la tecnología se evidencia un incremental de 105.067,36 barriles de petróleo y una disminución en la producción de agua de 114.432,32 barriles. Al realizar el análisis por pozo, se refleja una mejor respuesta a la tecnología en el pozo productor identificado canalizado (B) y en el pozo productor D. Para septiembre de 2037, se muestra un incremental acumulado en la producción de petróleo de 182.379,64 barriles y reducción en la producción de agua de 201.748,72 barriles.

**5.7.1.1 Resultados patrón de inyección 2.** Los resultados de las predicciones de las producciones de agua y petróleo para el patrón de inyección 2, en el escenario de inyección de agua se observan en la **Tabla 11**, para la predicción con la implementación de la tecnología de conformance químico mediante evento de cierre de la capa identificada como canalizada en la **Tabla 12**, y mediante la carga de registro de inyección ILT en la **Tabla 13**; finalmente en la **Tabla 14** se aprecia la producción incremental de petróleo y disminución en la producción de agua, resultado de la diferencia entre la producción de conformance químico mediante el ILT y la producción bajo mecanismo de inyección de agua; lo anterior se presenta gráficamente en la **Figura 95** para la producción acumulada de petróleo anual y la **Figura 96** para la producción acumulada de agua anual.

**Tabla 11. Resultados predicción caso 1. Inyección de agua. Patrón 2**

Fecha	Resultados Predicción Inyección de Agua -Patrón de inyección 2-														
	E			H			I			G			Patrón 2		
	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP
01/12/2022	1624696.97	848599.39	11.56	1331355.97	1126857.49	7.87	45460.71	344843.65	1.14	69070.08	470357.66	3.51	3070583.73	2790658.19	1.10
01/12/2027	5530949.32	1112546.51	17.75	3408072.24	1381040.50	9.04	188504.45	438115.83	1.84	351134.66	520464.68	7.14	9478660.67	3452167.52	2.75
01/09/2037	17311882.83	1627179.74	27.51	9675786.96	1961260.00	13.87	663490.37	667151.79	2.39	1233963.30	624137.24	9.33	28885123.46	4879728.77	5.92

**Tabla 12. Resultados predicción caso 1. Conformance químico (Evento). Patrón 2**

Fecha	Resultados Predicción Conformance Químico (Evento) -Patrón de inyección 2-														
	E			H			I			G			Patrón 2		
	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP
01/12/2022	1624696.97	848599.39	11.56	1331355.97	1126857.49	7.87	45460.71	344843.65	1.14	69070.08	470357.66	3.51	3070583.73	2790658.19	1.10
01/12/2027	5532415.18	1109288.20	18.80	3406209.53	1383249.66	8.94	182896.21	442995.11	1.57	356049.47	516188.70	7.99	9477570.39	3451721.67	2.75
01/09/2037	17333305.94	1619063.62	31.41	9680237.77	1962747.32	13.85	674209.75	657825.73	2.45	1246836.38	612937.42	9.86	28934589.84	4852574.09	5.96

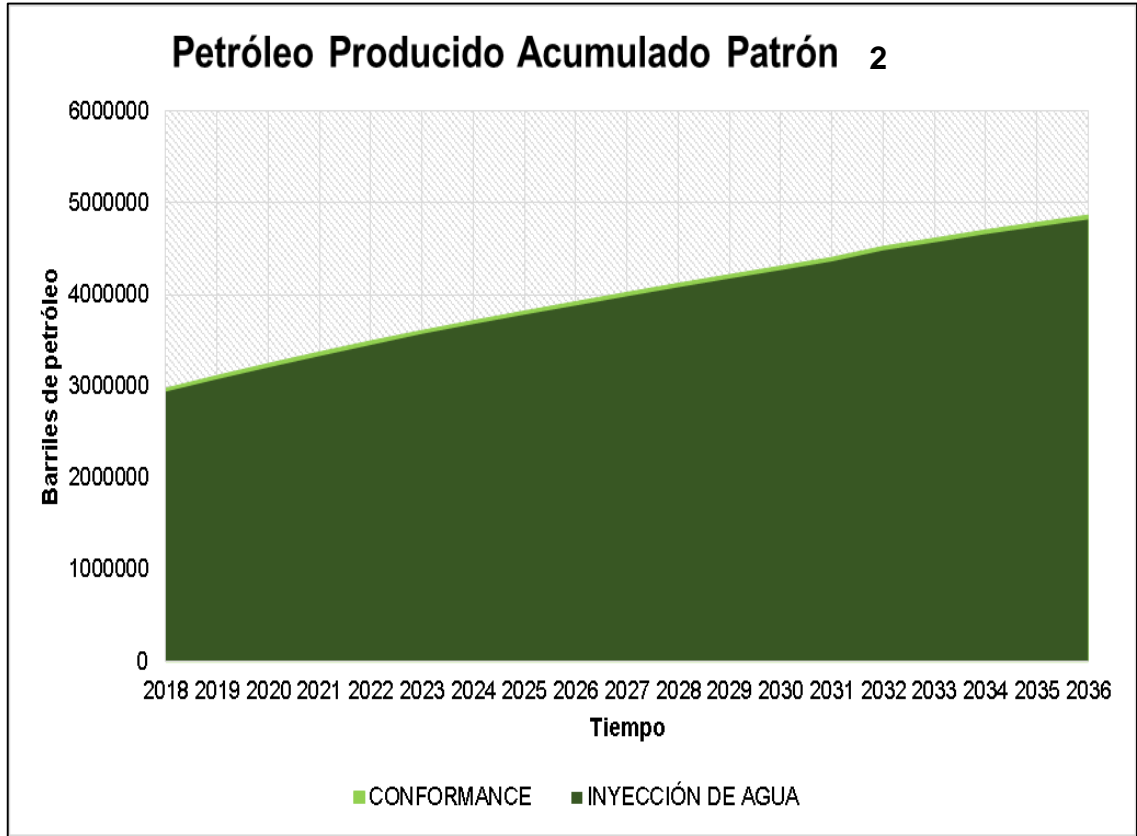
**Tabla 13. Resultados predicción caso 1. Conformance químico (ILT). Patrón 2**

Fecha	Resultados Predicción Conformance Químico (ILT) -Patrón de inyección 2-														
	E			H			I			G			Patrón 2		
	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP
01/12/2022	1623714.84	849453.86	11.52	1303090.66	1151448.86	5.97	44993.07	345250.50	1.08	69436.87	470038.54	3.83	3041235.44	2816191.76	1.08
01/12/2027	5533248.59	1108805.76	18.81	3345618.58	1435964.95	8.31	189270.75	437449.14	1.95	357694.24	514757.72	8.05	9425832.16	3496977.57	2.70
01/09/2037	17337205.18	1617111.26	31.41	9590819.75	2043249.92	13.33	676087.65	656191.91	2.40	1248728.85	611290.93	9.87	28852841.43	4927844.02	5.86

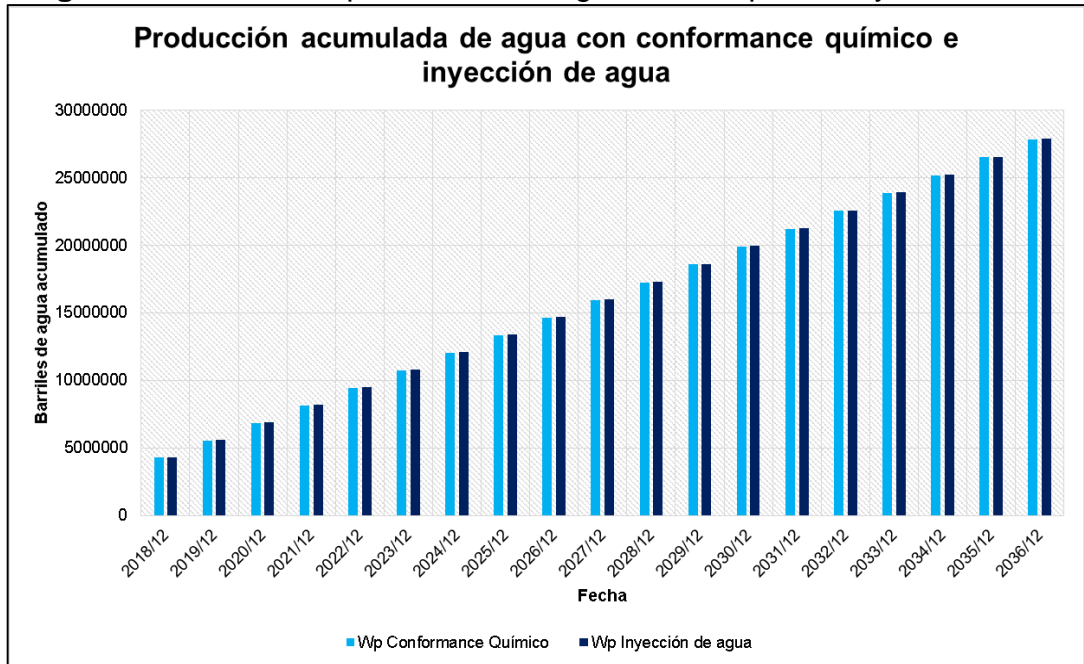
**Tabla 14. Producción incremental caso 1. Conformance químico ILT-Inyección de agua. Patrón 2**

Fecha	Incrementales Conformance ILT - Inyección de agua. Patrón de inyección 2									
	E		H		I		G		Patrón 2	
	Wp	Np	Wp	Np	Wp	Np	Wp	Np	Wp	Np
01/12/2022	-982.13	854.47	-28265.31	24591.37	-467.64	406.85	366.79	-319.12	-29348.29	25533.57
01/12/2027	2299.27	-3740.75	-62453.66	54924.45	766.30	-666.69	6559.58	-5706.96	-52828.51	44810.05
01/09/2037	25322.35	-10068.48	-84967.21	81989.92	12597.28	-10959.88	14765.55	-12846.31	-32282.03	48115.25

**Figura 95.** Producción incremental caso 1, patrón de inyección 2



**Figura 96.** Diferencial producción de agua caso 1, patrón inyección 2



En los resultados obtenidos se muestra que al quinto año de ser implementada la tecnología se tienen 25.533,57 barriles de petróleo incrementales, y se reducen 29.348,29 barriles de agua, en comparación con el esquema de explotación de inyección de agua, y para septiembre de 2037, transcurridos 20 años después de que inicié la producción en varios pozos, se tienen 48.115,25 barriles de petróleo incrementales acumulados y la producción de agua decrece en 32.282,03 barriles. De acuerdo con los resultados obtenidos para el caso 1, se puede inferir que de llevar a cabo la implementación de la tecnología de conformance químico se alcanzan mejores resultados en el patrón de inyección 1 que en el patrón de inyección 2, puesto que este último consigue transcurridos los 5 años una producción de petróleo incremental de 79.533,79 barriles menos que la evidenciada en el patrón 1.

De acuerdo con lo anterior, los incrementales al cabo de cinco años, anteriormente descritos a nivel de patrón se pueden observar en la **Tabla 15**.

**Tabla 15.** Comparación resultados caso 1, al cabo de 5 años.

01/12/2022	Patrón 1		Patrón 2	
	Wp (Bbls)	Np (Bbls)	Wp (Bbls)	Np (Bbls)
Inyección de agua	13697309	4168778.6	3070583.7	2790658.2
Conformance	13582876	4273846	3041235.4	2816191.8
Incremental	-114432.3	105067.36	-29348.29	25533.57

**5.7.2 Caso 2.** Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el corrida de simulación del caso 1, se realiza una sensibilidad a la capa identificada canalizada, Cantagallo 2 (CG2), con base a que las tecnologías de conformance buscan disminuir la permeabilidad de zona identificada como canalizada, más no bloquear toda la capa como se realizó en el caso de simulación anterior; se creó un nuevo caso de simulación con los pasos descritos al inicio de la sección, pero en este el espesor de la capa Cantagallo 2 (CG2) se divide en dos generando dos capas independientes en las que se mantienen las mismas propiedades petrofísicas, una seguirá siendo llamada Cantagallo 2 (CG2) y la otra Cantagallo 2 Channel (CG2CHAN) que tendrá las mismas interconexiones que la capa Cantagallo 2 (CG2). El objetivo de esta sensibilidad es que en el momento de predecir las producciones con la implementación del conformance químico, se cierre únicamente una porción de la capa original Cantagallo 2 (CG2) mediante el cierre por ILT y evento de la capa Cantagallo 2 Channel (CG2CHAN).

**5.7.2.1 Resultados patrón de inyección 1.** Para llevar a cabo un análisis más cercano al proceso real de la implementación de la tecnología de conformance químico, se desarrolló el caso de simulación anteriormente descrito; los resultados de la predicción de la inyección de agua se aprecian en la **Tabla 16**, para el caso de la implementación de la tecnología de conformance químico mediante la carga de un evento de cierre de la capa identificada como canalizada (CG2) en la **Tabla 17**, y mediante carga de registro de inyección ILT en la **Tabla 18**, finalmente en la **Tabla 19** se aprecia la producción incremental de petróleo y la reducción en la producción de agua, resultado de la diferencia de las predicciones entre la inyección de agua y la tecnología de conformance químico mediante registro de inyección ILT; en la **Figura 97** se observa gráficamente el diferencial de producción de petróleo acumulado anual y en la **Figura 98** el diferencial de producción de agua acumulada anual.



**Tabla 16. Resultados predicción caso 2. Inyección de agua. Patrón 1**

Fecha	Resultados Predicción Inyección de Agua -Patrón de inyección 1-														
	B			C			D			E			Patrón 1		
Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	
01/12/2022	6187295.62	1469864.80	16.24	628199.38	192906.82	37.37	837335.80	1603140.16	0.99	5430592.32	1202451.34	16.69	13083423.12	4468363.12	2.93
01/12/2027	9762213.92	1656615.99	22.02	628199.38	192906.82	37.37	1373239.80	2071420.79	1.41	9375214.20	1426869.52	20.81	21138867.30	5347813.12	3.95
01/09/2037	16815093.43	1946528.91	33.24	628199.38	192906.82	37.37	2596846.84	2818987.71	1.97	17168215.90	1782830.79	26.68	37208355.55	6741254.23	5.52

**Tabla 17. Resultados predicción caso 2. Conformance químico (evento). Patrón 1**

Fecha	Resultados Predicción Conformance Químico (Evento) -Patrón de inyección 1-														
	B			C			D			E			Patrón 1		
Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	
01/12/2022	6186840.75	1477892.30	16.98	628199.38	192906.82	37.37	836969.12	1603459.17	1.00	5425563.92	1206826.14	16.61	13077573.17	4481084.43	2.92
01/12/2027	9759763.92	1656719.76	22.94	628199.38	192906.82	37.37	1374730.64	2070123.73	1.42	9369837.20	1432971.78	20.62	21132531.14	5352722.09	3.95
01/09/2037	16807301.44	1946306.13	33.24	628199.38	192906.82	37.37	2601775.87	2814699.36	1.99	17151343.43	1787412.32	27.02	37188620.12	6741324.63	5.52

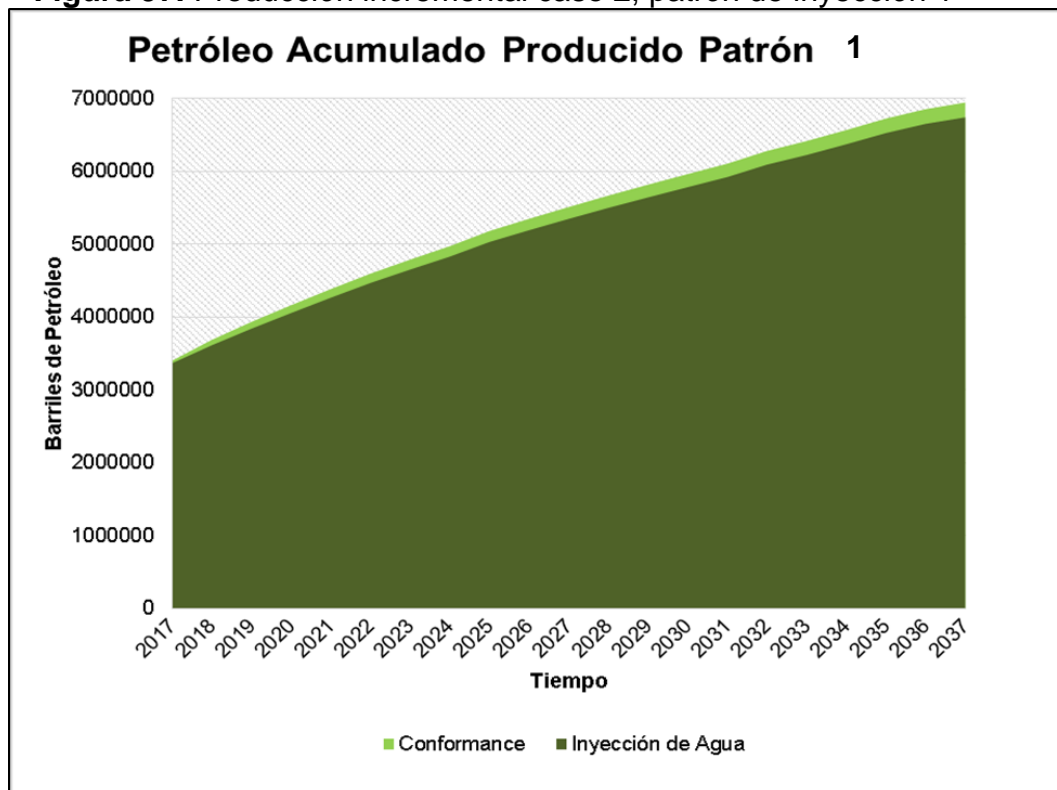
**Tabla 18. Resultados predicción caso 2. Conformance químico (ILT). Patrón 1**

Fecha	Resultados Predicción Conformance Químico (ILT) -Patrón de inyección 1-														
	B			C			D			E			Patrón 1		
Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	
01/12/2022	6124380.11	1528854.37	14.86	614119.15	199477.39	40.18	794058.31	1640792.40	0.91	5399556.05	1227333.44	16.25	12932113.62	4596457.60	2.81
01/12/2027	9684370.66	1730318.10	20.47	614119.15	199477.39	40.18	1313169.60	2123683.02	1.34	9339522.90	1457225.76	20.28	20951182.31	5510704.27	3.80
01/09/2037	16720793.05	2042018.45	31.42	614119.15	199477.39	40.18	2516056.48	2889276.87	1.91	17116146.34	1813893.31	26.65	36967115.02	6944666.02	5.32

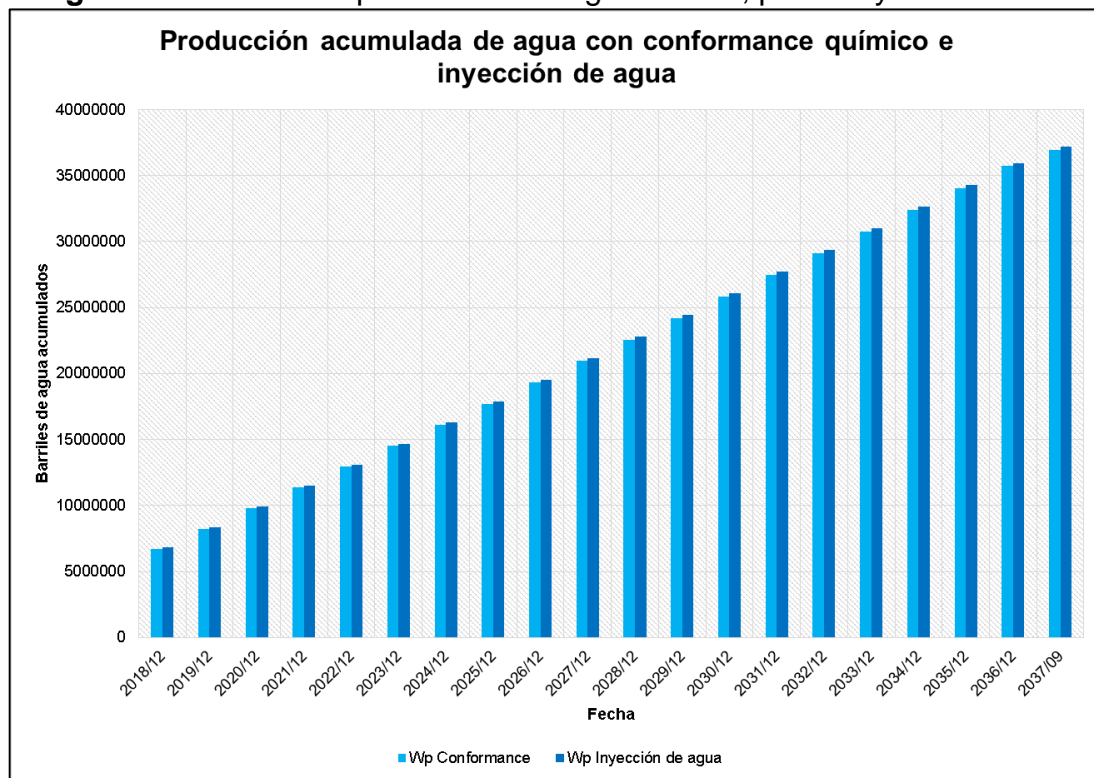
**Tabla 19. Producción incremental caso 2. Conformance químico ILT-Inyección de agua. Patrón 1**

Fecha	Incrementales Conformance ILT - Inyección de agua. Patrón de inyección 1										
	B		C		D		E		Patrón 1		
Wp	Np	Wp	Np	Wp	Np	Wp	Np	Wp	Np	Np	
01/12/2022	-62915.51	58989.57	-14080.23	6570.57	-43277.49	37652.24	-31036.27	24882.10	-151309.50	128094.48	
01/12/2027	-77843.26	73702.11	-14080.23	6570.57	-60070.20	52262.23	-35691.30	30356.24	-187684.99	162891.15	
01/09/2037	-94300.38	95489.54	-14080.23	6570.57	-80790.36	70289.16	-52069.56	31062.52	-241240.53	203411.79	

**Figura 97.** Producción incremental caso 2, patrón de inyección 1



**Figura 98.** Diferencial producción de agua caso 2, patrón inyección 1



Para el quinto año después de ser implementada la tecnología de conformance químico, la producción de petróleo presenta 128.094,48 barriles producidos acumulados adicionales que sí continúa con el proceso de inyección de agua, y una reducción de 151.309,50 barriles acumulados de agua.

Los resultados bajo este caso 2 de predicción, muestran un mejor comportamiento de la producción de petróleo y agua con la implementación de la tecnología de conformance químico, en comparación del caso 1 de predicción; mostrando así que en este caso la implementación de inyección de gel como conformance químico, proporcionará que el agua inyectada realice un mejor barrido en las demás capas de interés.

**5.7.2.2 Resultados patrón de inyección 2.** Las predicciones en el caso anteriormente descrito para el patrón de inyección 2, mostraron los siguientes resultados: para el escenario de inyección de agua se aprecia en la **Tabla 21**, para el escenario de la implementación de conformance químico mediante la carga de un evento de cierre de la capa canalizada en la **Tabla 22**, y mediante la carga de un registro de inyección (ILT) en la **Tabla 23**; y finalmente en la **Tabla 24** se expone el resultado de la producción incremental y reducción en la producción de agua realizado con la predicción de conformance químico mediante registro de inyección ILT y la predicción de inyección de agua; gráficamente se presenta la producción incremental de petróleo en la **Figura 99** y diferencia en la producción de agua en la **Figura 100**.

Los resultados en este caso de predicción después de 5 años de implementada la tecnología de conformance químico, muestran a nivel de patrón de inyección un incremental de 51.763,74 barriles de petróleo producidos acumulados y una reducción de 58.790,88 barriles de agua acumulados, en comparación con los resultados de la predicción de inyección de agua; y transcurridos 20 años un incremental de 59.276,66 barriles de petróleo acumulados y disminución de 61.746,08 barriles de agua.

Al evaluar el comportamiento de las producciones por pozo, se refleja que la implementación de la tecnología provee que el agua inyectada genere un mejor barrido en las arenas de interés mediante la disminución de la capacidad de flujo de la capa canalizada, ya que en el pozo E, identificado con canalización de agua, y en el pozo H en el que se presenta un aumento en la producción de agua y baja eficiencia del proceso actual de inyección de agua, se manifiestan incrementales significativos en la producción de petróleo y en la reducción de la producción de agua. No obstante, el efecto de la tecnología provee mejores resultados en el patrón 1, porque transcurridos 5 años después de la implementación de la tecnología

muestra 76.330,74 barriles de petróleo adicionales a los que entrega el patrón 2 y una disminución de 98.518,62 barriles de agua.

El incremental evidenciado en este caso mediante la comparación en las producciones de agua y petróleo para los dos patrones de inyección en estudio, se observa en la **Tabla 20**; en este se observa que entre los dos pozos de estudio, el patrón 1 muestra un mayor incremental, además los valores resultantes para este caso de simulación son más optimistas que los obtenidos con el primer caso de simulación realizado.

**Tabla 20.** Comparación resultados caso 1, al cabo de 5 años.

01/12/2027	Patrón 1		Patrón 2	
	Wp (Bbls)	Np (Bbls)	Wp (Bbls)	Np (Bbls)
Inyección de agua	13083423.1	4468363	9197935	3688578
Conformance	12932113.6	4596458	9139144	3740342
Incremental	-151309.5	128094.5	-58790.9	51763.74

**Tabla 21.** Resultados predicción caso 2. Inyección de agua. Patrón 2

Fecha	Resultados Predicción Inyección de Agua -Patrón de inyección YR-510-														
	E			H			I			G			Patrón 2		
	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP
01/12/2022	1624696.97	848599.39	11.56	1331355.97	1126857.49	7.87	45460.71	344843.65	1.14	69070.08	470357.66	3.51	3070583.73	2790658.19	1.10
01/12/2027	5530949.32	1112546.51	17.75	3408072.24	1381040.50	9.04	188504.45	438115.83	1.84	351134.66	520464.68	7.14	9478660.67	3452167.52	2.75
01/09/2037	17311882.83	1627179.74	27.51	9675786.96	1961260.00	13.87	663490.37	667151.79	2.39	1233963.30	624137.24	9.33	28885123.46	4879728.77	5.92

**Tabla 22.** Resultados predicción caso 2. Conformance químico (evento). Patrón 2

Fecha	Resultados Predicción Conformance Químico (Evento) -Patrón de inyección 2-														
	E			H			I			G			Patrón 2		
	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP
01/12/2022	5427373.13	1205757.91	16.52	3300511.26	1465317.61	8.62	186423.17	440491.76	2.57	282027.91	580207.95	2.46	9196335.47	3691775.23	2.49
01/12/2027	9383018.54	1421235.77	20.75	5396743.76	1675215.95	10.77	363963.12	503751.59	2.98	516030.71	672129.64	2.61	15659756.13	4272332.95	3.67
01/09/2037	17179236.55	1774604.18	26.67	9580399.54	2017129.20	14.06	721790.83	616994.44	3.29	979957.15	844746.53	2.75	28461384.07	5253474.35	5.42

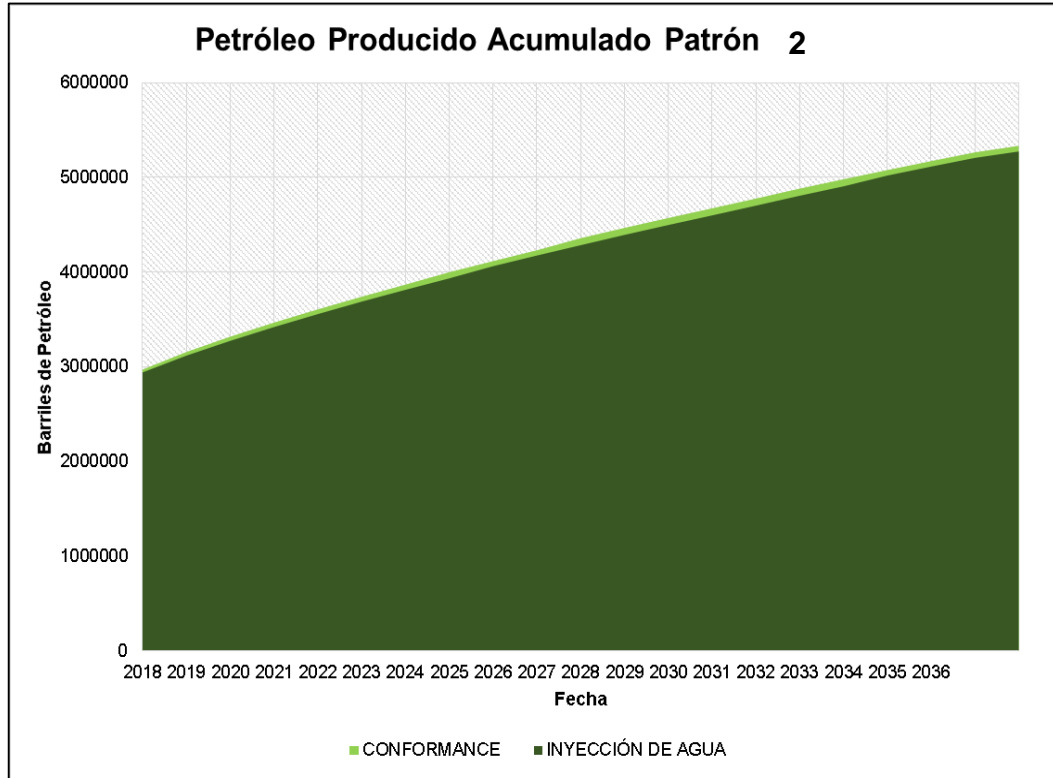
**Tabla 23.** Resultados predicción caso 2. Conformance químico (ILT). Patrón 2

Fecha	Resultados Predicción Conformance Químico (ILT) -Patrón de inyección 2-														
	E			H			I			G			Patrón 2		
	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP	Wp	Np	RAP
01/12/2022	5425665.19	1206053.09	16.55	3237426.14	1520202.87	8.03	191288.66	436258.69	2.45	284764.07	577827.44	2.48	9139144.06	3740342.09	2.44
01/12/2027	9358939.24	1442659.91	20.85	5320254.14	1745247.72	10.20	366608.46	501450.09	2.88	519071.72	669483.90	2.61	15564873.56	4358841.62	3.57
01/09/2037	17175750.24	1773643.85	26.66	9488449.44	2101287.51	13.53	722105.30	616720.85	3.23	983186.49	841936.94	2.75	28369491.47	5333589.15	5.32

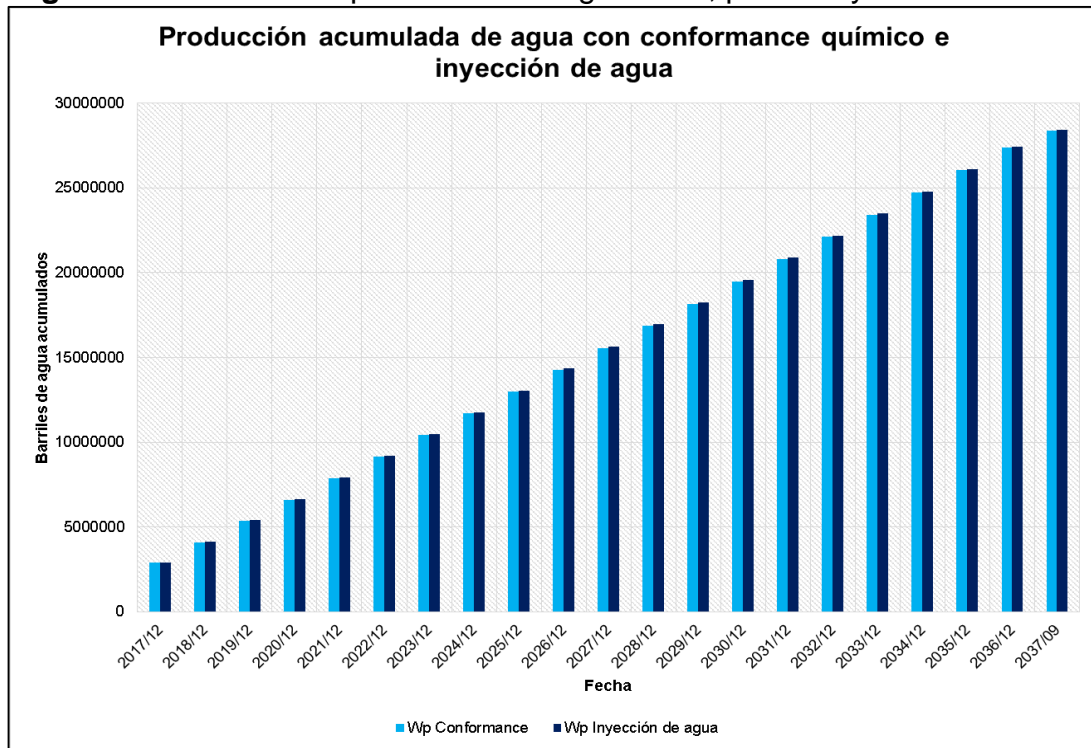
**Tabla 24.** Producción incremental caso 2. Conformance químico ILT – Inyección de agua. Patrón 2

Fecha	Incrementales Conformance ILT - Inyección de agua. Patrón de inyección 2									
	E		H		I		G		Patrón 2	
	Wp	Np	Wp	Np	Wp	Np	Wp	Np	Wp	Np
01/12/2022	-4927.13	3601.75	-65207.41	58031.19	3115.99	-2710.97	8227.67	-7158.23	-58790.88	51763.74
01/12/2027	-16274.96	15790.39	-77457.43	71671.17	4611.25	-4011.88	10724.08	-9330.15	-78397.06	74119.53
01/09/2037	7534.34	-9186.94	-90169.73	86637.70	7075.35	-6155.69	13813.96	-12018.41	-61746.08	59276.66

**Figura 99.** Producción incremental caso 2, patrón de inyección 2



**Figura 100.** Diferencial producción de agua caso, patrón inyección 2



**5.7.3 Conectividad hidráulica.** La conectividad en el yacimiento entre los pozos productores e inyectores es clave para mejorar programas de recobro, la carencia de información acerca de conectividad hidráulica en las zonas de interés excluye una selección óptima de la localización de pozos e implementación de trabajos en los pozos.<sup>94</sup> Para estimar el índice de conectividad hidráulica entre pozos, por sus siglas en inglés HICI (Hydraulic Interwell Connectivity Index), se requiere una descripción detallada del yacimiento y análisis del desempeño de producción e inyección; los parámetros requeridos para calcularlo son la permeabilidad y espesor con información detallada de la estructura y litología del yacimiento.<sup>95</sup>

El software analítico ASIA, es una herramienta que también provee los valores del índice de conectividad hidráulica entre pozos, de esta forma permite identificar los pozos inyectores que ejercen mayor influencia a los pozos productores en estudio de acuerdo con sus propiedades petrofísicas; y de esta tomar una mejor decisión al momento de realizar un trabajo en los pozos inyectores.

De acuerdo con los resultados de conectividad hidráulica, es posible afirmar: el pozo productor B está influenciado en mayor medida por el pozo inyector A, el pozo productor C se ve afectado en mayor medida por el pozo inyector N, el pozo productor D por una pequeña diferencia con el inyector L tiene mejor conexión hidráulica con el pozo inyector A, el pozo E presenta una buena conexión hidráulica con los pozos inyectores A, F y N; en mayor medida por el inyector N y enseguida por el inyector F, el pozo productor H se ve afectado por los inyectores F y L en una medida muy similar, el pozo inyector I muestra una mejor conexión hidráulica con el pozo inyector X y enseguida por el pozo inyector F, por último el pozo productor G en el que se ve una mejor influencia por los pozos inyectores X y N.

---

<sup>94</sup> CANAS, J. A.; MALIK, Z. A. and WU, C. H. Use of Hydraulic Interwell Connectivity Concepts in Reservoir Characterization. Society of Petroleum Engineers, 1994. p.1

<sup>95</sup> MALIK, Z. A., *et al.* An Integrated Approach To Characterize Low-Permeability Reservoir Connectivity for Optimal Waterflood Infill Drilling. Society of Petroleum Engineers, 1993. p.3

## 6. EVALUACIÓN FINANCIERA

Con base al análisis de los índices de Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), se evaluará la viabilidad financiera de implementar la tecnología de conformance químico, mediante la inyección de un gel en el pozo inyector seleccionado del bloque V del campo Yariguí – Cantagallo. La unidad monetaria a utilizar es el dólar (USD), y la empresa tiene una Tasa de Interés de Oportunidad del 11%.

### 6.1 COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Son las inversiones de dinero realizadas con la finalidad de crear beneficio, estas se llevan a cabo cuando en la ejecución del proyecto se realiza una inversión en la compra de un activo fijo. Para el análisis financiero que se realizó en esta sección, se utilizaron flujos de caja anuales; por tanto con base a los flujos de caja obtenidos de la simulación que tienen resultados mensuales acumulados, se estimó la producción incremental de barriles anualmente para ser consistentes con la predicción del flujo de caja. Por tal razón, los costos del tratamiento de gel que inicialmente se deberían asignar como costos operacionales (OPEX), se materializan como un costo de inversión es decir CAPEX.

Para determinar los costos de tratamiento de gel hay que tener en cuenta el diseño del tratamiento, el cual se determina de la siguiente manera:

**6.1.1 Diseño del tratamiento.** Una vez identificados los pozos con canalización de agua, y determinada la viabilidad de la tecnología a escala de laboratorio se debe realizar una estimación del volumen del tratamiento requerido.

Teniendo en cuenta diferentes estudios realizados en los que se ha implementado la tecnología y en especial el trabajo realizado en Campo Tello, el volumen del canal de agua en los pozos seleccionados, se identifica mediante las gráficas de diagnóstico de la relación agua- petróleo (RAP) vs petróleo producido acumulado ( $N_p$ ). Se asume que el volumen de este canal, es el volumen de petróleo desplazado desde el inicio del proceso de inyección de agua hasta un cambio abrupto en la pendiente de esta curva; un aumento en la pendiente de esta curva, muestra un incremento en la producción de agua acompañado de una disminución de la producción de petróleo, es decir un efecto de canalización.<sup>96</sup>

---

<sup>96</sup> MAYA,G. Op. cit., p.8



De acuerdo con J.E. Smith en su artículo “Practical Issues With Field Injection Gel Treatments”, en el que teniendo en cuenta las experiencias prácticas en inyección de estos geles, para calcular el bache de gel para inyectar la mejor opción es inyectar un porcentaje del volumen poroso del canal identificado. Es recomendable que este volumen se encuentre del 10 – 20% del canal identificado; si se inyecta un porcentaje mayor es posible que económicamente no sea viable.<sup>97</sup>

De acuerdo con los resultados del estudio técnico, se evaluará la implementación de esta tecnología en dos escenarios. Escenario 1: implementación inyección de gel para el pozo inyector A, en razón a que el pozo B influenciado por este en primera línea se encuentra canalizado; como se aprecia en la **Figura 24** para el pozo productor B, el proceso de inyección de agua inicia en julio de 2010, fecha en la que tiene 322.972 barriles de petróleo producidos acumulados, y se evidencia la primer ruptura en mayo de 2011 con un petróleo producido acumulado de 440.853 barriles; por ende el volumen del canal identificado es de 117.880,7 barriles; teniendo en cuenta la inyección del 20% del volumen del canal identificado, el bache de gel requerido es de 23.576 barriles en el pozo inyector A.

Para el escenario 2: la implementación en el pozo inyector F, ya que el E está canalizado y lo afecta en primera línea. En el pozo productor E, como se observa en la **Figura 48**, la inyección de agua comienza en mayo de 2011, para entonces el petróleo producido acumulado fue de 22.7926,1 barriles, en este pozo se evidencia el primer cambio brusco de pendiente o irrupción en septiembre de 2011 con un acumulado de 253.014,5 barriles de petróleo, de acuerdo con lo anterior el volumen del canal de agua es de 25.088,4 barriles; considerando la inyección del 20% del canal, el volumen de tratamiento de gel para el pozo inyector F es de 5.017,8 barriles.

El precio del químico de conformance con el que se evaluara el proyecto es de 6.33 USD/bbl de gel; este valor fue determinado por la compañía por el promedio de precios de referencia ofrecidos por las empresas prestadoras de servicios. En la sección de costo de tratamiento de conformance en inversiones totales, se realizó el cálculo como el producto de los barriles de gel inyectados con el precio del barril de gel.

Para cada uno de los escenarios identificados, además de la inversión asociada al químico se presentan:

---

<sup>97</sup> SMITH, J. E. Practical Issues With Field Injection Well Gel Treatments. Society of Petroleum Engineers, 1999. p.2

**6.1.2. Costos servicio de conformance.** Para llevar a cabo el tratamiento requerido en el campo, se tuvo en cuenta también los costos asociados a la inyección de gel, como tecnología de conformance, en este se tiene en cuenta el trabajo de personal, el precio del alquiler del equipo de mezcla para la formación del gel y la movilización del mismo. De igual forma, se incluye el costo energético que gastara el trabajo con la inyección de geles, este se estimó con el precio de 0.15 USD/ bbl por cada barriles de gel inyectado que sería multiplicado con la cantidad de barriles de gel requeridos determinados en la sección anterior.

**6.1.3 Costos de estudios.** Como parte del dinero invertido por la compañía para llevar a cabo la ejecución del proyecto en mención, se tienen en cuenta los estudios técnicos realizados para el campo, incluyendo en este la ejecución de pruebas experimentales; el costo promedio para los estudios es de 2.000 USD.

**6.1.4 Costos de obras civiles.** Las facilidades de inyección y producción actuales en el Campo cumple con las condiciones para llevar a cabo la implementación de la tecnología; no obstante, se tiene en cuenta una inversión a la construcción de infraestructura adicional que se requiera para tomar el agua de inyección para ser mezclada y formar los geles deseados; el precio estimado para lo anterior se estima de aproximadamente 30.000 USD.

## **6.2 COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)**

Hace referencia al dinero destinado por la compañía durante la ejecución del proyecto, como el mantenimiento requerido por equipos y otros gastos de funcionamiento. Para el caso de implementar el proyecto de conformance químico en el pozo inyector del bloque V del Campo Yariguí – Cantagallo, los costos de operación hacen referencia al *lifting cost*, el cual es el costo que tiene producir un barril de petróleo y llevarlo a superficie.

**6.2.1 Lifting cost.** En este caso es de 8.28 USD/BBL, valor suministrado por la compañía.

## **6.3 FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO**

**6.3.1 Ingresos Netos.** Hace referencia a la retribución que adquiere la empresa por la venta de los barriles incrementales obtenidos por la implementación de la tecnología de conformance químico, menos el dinero destinado a regalías.

**6.3.1.1 Ingresos.** Teniendo en cuenta los resultados incrementales de producción de petróleo obtenidos de la diferencia entre los resultados de predicción con la

implementación de la tecnología de conformance químico y los resultados de predicción con inyección de agua, se determinan los barriles incrementales de petróleo por patrón anualmente; con este y el precio del barril de petróleo de 43 USD/bbl, resultado de la diferencia en el precio de referencia Brent que se tiene ECOPEPETROL S.A. establecido y los descuentos de calidad y transporte aplicados en este, se determinan los ingresos resultantes para la compañía.

**6.3.1.2 Regalías.** En razón a la explotación de hidrocarburos, recurso no renovable, se deben pagar estas contraprestaciones económicas al Estado. De acuerdo con la Ley 756 del 2002, las regalías que paga el Campo Yariguí – Cantagallo corresponden al 8% de la producción diaria promedio mensual del Campo.

**6.3.2 Egresos.** Son los costos que debe pagar la compañía para el desarrollo del proyecto, es decir los costos de operación (OPEX) explicados en la anterior sección.

**6.3.3 Flujo de caja Operacional.** Corresponde al dinero resultante de la sustracción de los ingresos netos obtenidos menos los egresos del proyecto.

**6.3.4 Utilidad Neta.** Es el resultado del flujo de caja operacional menos la depreciación en el caso de que existiesen, menos los impuestos que para el proyecto corresponden al 33%.

**6.3.5 Flujo de caja libre.** Una vez se obtiene la utilidad neta, se le deben sustraer las inversiones totales realizadas, con el fin de llevar a cabo el proyecto; a partir del resultado en unidades monetarias se realizan los cálculos de Valor Presente Neto (VPN) y Tasa Interna de Retorno (TIR). En la **Figura 101** se observan los parámetros y supuestos para realizar la evaluación en el patrón de inyección 1, y en la **Figura 102** los parámetros y supuestos para la evaluación del patrón de inyección 2.

**Figura 101.** Parámetros y supuestos evaluación financiera, Patrón 1

	UNIDAD	FUENTE		UNIDAD	FUENTE		UNIDAD	FUENTE
TD	10%	Referencia ECOPEPETROL S.A.	REF BRENT	50 USD/BBL	Referencia ECOPEPETROL S.A.	IMPUESTO	33%	Referencia ECOPEPETROL S.A.
TRM	2950 USD/BI	Referencia ECOPEPETROL S.A.	DCTO CALIDAD	5.4 USD/BBL	Referencia ECOPEPETROL S.A.			
REGALÍAS	8%	LEY 756 DE 2002	DCTO TRANSP	2 USD/BBL	Referencia ECOPEPETROL S.A.			
Volumen de gel [T]	23 576 bbl	Tesis	Lifting cost	8.28 USD/BBL	Costo calculado ECOPEPETROL			
			Costo Conformance	6.33 USD/BBL	Referencia ECOPEPETROL (Promedio)			
			Costo Energía	0.15 USD/BBL	Área de portafolio ECOPEPETROL			

**Figura 102.** Parámetros y supuestos evaluación financiera, Patrón 2

	UNIDAD	FUENTE		UNIDAD	FUENTE		UNIDAD	FUENTE
TD	10%	Referencia ECOPEPETROL S.A.	REF BRENT	50 USD/BBL	Referencia ECOPEPETROL S.A.	IMPUESTOS	33%	Referencia ECOPEPETROL S.A.
TRM	2950 USD/BI	Referencia ECOPEPETROL S.A.	DCTO CALIDAD	5.4 USD/BBL	Referencia ECOPEPETROL S.A.			
REGALÍAS	8%	LEY 756 DE 2002	DCTO TRANSPORTE	2 USD/BBL	Referencia ECOPEPETROL S.A.			
Volumen de gel	5017.80 bbl	Tesis	Lifting cost	8.28 USD/BBL	Costo calculado ECOPEPETROL			
			Costo Conformance	6.33 USD/BBL	Referencia ECOPEPETROL (Promedio)			
			Costo Energía	0.15 USD/BBL	Área de portafolio ECOPEPETROL			

## 6.4 VALOR PRESENTE NETO

Por sus siglas VPN, es un indicador financiero que permite establecer si se cumple el objetivo de maximizar la inversión del proyecto evaluado, ya que por medio de este se obtiene, una rentabilidad por el proyecto en términos de unidades monetarios actuales.

**6.5.1 Resultados Patrón de Inyección 1.** Con la secuencia anteriormente descrita se determinó el flujo de caja para la llevar a cabo la implementación del proyecto en el patrón de inyección 1, la cual se observa en la **Figura 103** para los 10 primeros años de evaluación y en la **Figura 104** para los últimos 10 años de evaluación.

**Figura 103.** Flujo de caja de año 0 hasta año 10, Patrón de inyección 1

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Precio (En Campo)		43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
(*) Volumen (MBDE)		38951,68	19908,81	13886,72	10998,39	9268,58	8093,11	7350	7011,87	6416,9	5924,73
(=) <b>Ingresos</b>		1659341,568	848115,3	591574,272	468531,4	398548,9	344766,5	313111	298706	273361	252393,5
(-) Regalías		132747,3254	67849,22	47325,9418	37482,51	31883,92	27581,32	25049	23896,5	21869	20191,48
(=) <b>Ingresos Netos</b>		1526594,243	780266,1	544248,33	431048,9	366665	317185,2	288062	274809	251492	232202
(-) <b>Egresos</b>		322519,9104	164844,9	114982,042	91066,67	76743,84	67010,95	60858	58058,3	53132	49056,76
Lifting cost		322519,9104	164844,9	114982,042	91066,67	76743,84	67010,95	60858	58058,3	53132	49056,76
Costo tratamiento conformance											
Energía											
Mezclado, movilización, personal											
(=) <b>Flujo de Caja Operacional (EBITDA)</b>		1204074,332	615421,1	429266,289	339982,2	289921,2	250174,2	227204	216751	198360	183145,3
(-) Depreciación											
(=) <b>EBIT</b>		1204074,332	615421,1	429266,289	339982,2	289921,2	250174,2	227204	216751	198360	183145,3
(-) Impuestos		397344,5296	203089	141657,875	112194,1	95673,99	82557,49	74977	71527,8	65459	60437,93
(=) <b>UTILIDAD NETA</b>		806729,8025	412332,2	287608,413	227788,1	194247,2	167616,7	152227	145223	132901	122707,3
(-) <b>Inversiones Totales</b>	345381,68										
Costo tratamiento conformance	143236,08										
Energía	14145,6										
Mezclado, movilización, personal	150000										
Adecuaciones civiles	30000										
Estudios técnicos y experimentales	2000										
(-) Abandono											
(=) <b>Flujo de Caja Libre</b>	-345381,68	806729,8025	412332,2	287608,413	227788,1	194247,2	167616,7	152227	145223	132901	122707,3

**Figura 104.** Flujo de caja de año 11 hasta año 20, Patrón de inyección 1

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Precio (En Campo)	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
(*) Volumen (MBOE)	5795,84	5605,99	5277,67	4536,92	3857,49	3662,05	3487,14	3328,13	2896,16	2073,25
(=) <b>Ingresos</b>	246902,8	238815	224828,7	193272,8	164329,1	156003,3	148552,2	141778,3	123376,4	88320,45
(-) Regalías	19752,22	19105,2	17986,3	15461,82	13146,33	12480,27	11884,17	11342,27	9670,113	7065,636
(=) <b>Ingresos Netos</b>	227150,6	219710	206842,4	177811	151182,7	143523,1	136668	130436,1	113506,3	81254,81
(-) <b>Egresos</b>	47989,56	46417,6	43699,11	37565,7	31940,02	30321,77	28873,52	27556,92	23980,2	17166,51
Lifting cost	47989,56	46417,6	43699,11	37565,7	31940,02	30321,77	28873,52	27556,92	23980,2	17166,51
Costo tratamiento conformance										
Energía										
Mezclado, movilización, personal										
(=) <b>Flujo de Caja Operacional (EBIT)</b>	179161	173292	163143,3	140245,3	119242,7	113201,3	107794,5	102879,2	89526,1	64088,3
(-) Depreciación										
(=) <b>EBIT</b>	179161	173292	163143,3	140245,3	119242,7	113201,3	107794,5	102879,2	89526,1	64088,3
(-) Impuestos	59123,13	57186,5	53837,3	46280,94	39350,1	37356,43	35572,18	33950,12	29543,61	21149,14
(=) <b>UTILIDAD NETA</b>	120037,9	116106	109306	93964,33	79892,63	75844,86	72222,3	68929,03	59982,49	42939,16
(-) <b>Inversiones Totales</b>										
Costo tratamiento conformance										
Energía										
Mezclado, movilización, personal										
Adecuaciones civiles										
Estudios técnicos y experimentales										
(-) Abandono										
(=) <b>Flujo de Caja Libre</b>	120037,9	116106	109306	93964,33	79892,63	75844,86	72222,3	68929,03	59982,49	42939,16

Con base al flujo de caja libre determinado para el proyecto en el patrón de inyección 1, se estimó el valor presente neto mediante la fórmula de este parámetro expuesta en la **Ecuación 4**.

**Ecuación 4.** Valor presente neto

$$VPN(i) = -inversión + \frac{ingresos}{(1+i)^1} + \frac{ingresos}{(1+i)^1} + \dots + \frac{ingresos}{(1+i)^n} + \frac{ingresos}{(1+i)^n}$$

**Fuente:** BACA, Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá: Fondo educativo panamericano, 2005. p.197

Donde:

VPN: Valor Presente Neto

*i*: Tasa de interés de oportunidad

*n*: número del periodo a evaluar

El resultado de este indicador para el patrón de inyección 1, es de 1'779.191 dólares, es decir que la inversión del proyecto genera ganancias que superiores a la rentabilidad exigida.

**6.4.2 Resultados Patrón de Inyección 2.** Al igual que con el patrón de inyección anteriormente descrito, se determinó el flujo de caja libre anual con la implementación de la tecnología en este patrón. En la **Figura 105** se puede observar

la estimación de flujo de caja para los primeros 10 años de evaluación y en la **Figura 106** los últimos 10 años de evaluación.

**Figura 105.** Flujo de caja de año 0 hasta el año 10, Patrón de inyección 2

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Precio (En Campo)		43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
(*) Volumen (MBOE)		8119,95	5705,29	3539,28	3064,2	1322,97	2924,94	10347,1	0	1966,3	18751,75
(=) Ingresos		345909,87	243045,35	150773,328	130534,92	56358,522	124602,44	440788	0	83767	798824,55
(-) Regalías		27672,7896	19443,628	12061,86624	10442,794	4508,68176	9968,1955	35263	0	6701,3	63905,964
(=) Ingresos Netos		318237,0804	223601,73	138711,4618	120092,13	51849,84024	114634,25	405525	0	77065	734918,59
(-) Egresos		67233,186	47239,801	29305,2384	25371,576	10954,1916	24218,503	85674,2	0	16281	155264,49
Lifting cost		67233,186	47239,801	29305,2384	25371,576	10954,1916	24218,503	85674,2	0	16281	155264,49
Costo tratamiento conformance											
Energia											
Otros (Monitoreo, otros)											
(=) Flujo de Caja Operacional (EBITDA)		251003,8944	176361,92	109406,2234	94720,55	40895,64864	90415,745	319850	0	60784	579654,1
(-) Depreciación											
(=) EBIT		251003,8944	176361,92	109406,2234	94720,55	40895,64864	90415,745	319850	0	60784	579654,1
(-) Impuestos		82831,28515	58199,435	36104,05371	31257,782	13495,56405	29837,196	105551	0	20059	191285,85
(=) UTILIDAD NETA		168172,6092	118162,49	73302,16965	63462,769	27400,08459	60578,549	214300	0	40725	388368,24
(-) Inversiones Totales	216773,354										
Costo tratamiento conformance	31762,674										
Energia	3010,68										
Mezclado, movilización, personal	150000										
Adecuaciones civiles	30000										
Estudios técnicos y experimentales	2000										
(-) Abandono											
(=) Flujo de Caja Libre	-216773,354	168172,6092	118162,49	73302,16965	63462,769	27400,08459	60578,549	214300	0	40725	388368,24

**Figura 106.** Flujo de caja de año 10 hasta año 20, Patrón de inyección 2

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Precio (En Campo)	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
(*) Volumen (MBOE)	398,65	156,04	123,33	96,66	74,6	56,95	0	152,63	596,46	593,37
(=) Ingresos	16982,49	6647,304	5253,858	4117,716	3177,96	2426,07	0	6502,038	25409,196	25277,562
(-) Regalías	1358,5992	531,78432	420,30864	329,41728	254,2368	194,0856	0	520,16304	2032,7357	2022,205
(=) Ingresos Netos	15623,891	6115,51968	4833,5494	3788,2987	2923,7232	2231,9844	0	5981,875	23376,46	23255,357
(-) Egresos	3300,822	1292,0112	1021,1724	800,3448	617,688	471,546	0	1263,7764	4938,6888	4913,1036
Lifting cost	3300,822	1292,0112	1021,1724	800,3448	617,688	471,546	0	1263,7764	4938,6888	4913,1036
Costo tratamiento conformance										
Energia										
Otros (Monitoreo, otros)										
(=) Flujo de Caja Operacional (EBITDA)	12323,069	4823,50848	3812,377	2987,9539	2306,0352	1760,4384	0	4718,0986	18437,772	18342,253
(-) Depreciación										
(=) EBIT	12323,069	4823,50848	3812,377	2987,9539	2306,0352	1760,4384	0	4718,0986	18437,772	18342,253
(-) Impuestos	4066,6127	1591,757798	1258,0844	986,02479	760,99162	580,94467	0	1556,9725	6084,4646	6052,9436
(=) UTILIDAD NETA	8256,4561	3231,750682	2554,2926	2001,9291	1545,0436	1179,4937	0	3161,126	12353,307	12289,31
(-) Inversiones Totales										
Costo tratamiento conformance										
Energia										
Mezclado, movilización, personal										
Adecuaciones civiles										
Estudios técnicos y experimentales										
(-) Abandono										
(=) Flujo de Caja Libre	8256,4561	3231,750682	2554,2926	2001,9291	1545,0436	1179,4937	0	3161,126	12353,307	12289,31

El resultado obtenido para la evaluación del valor presente neto para el patrón fue de 756.109,89 dólares, representando la ganancia que se obtiene con la implementación de la tecnología. A pesar de que en este patrón se adquieren ganancias significativas, en el patrón de inyección 1, se presentan mayores beneficios económicos.

## 6.5 TASA INTERNA DE RETORNO

Este indicador financiero proporciona una medida relativa de la rentabilidad que ofrece la inversión realizada, en otras palabras provee el beneficio o pérdida en porcentaje que tendrá la inversión del proyecto. El criterio de evaluación de este parámetro se realiza con la comparación de la tasa de oportunidad de la compañía (TIO); este parámetro hace referencia a la rentabilidad mínima que la compañía o los inversionistas están dispuestos a obtener, esta depende de la tasa del mercado financiero, tasa esperada de inflación, tasa esperada por el inversionista y la tasa esperada por el empresario. Si los resultados de la TIR son mayores a la TIO, el proyecto de inversión es rentable y será aceptado, si por lo contrario el valor de la TIR es menor que la TIO el proyecto debe ser rechazado, ya que este no alcanza la rentabilidad mínima solicitada a la inversión.

**6.5.1 Resultados Patrón de Inyección 1.** Con base a los flujos de caja estimados para el proyecto en este patrón (Ver **Figura 103** y **Figura 104**), se determinó la tasa interna de retorno con la formula presentada en la **Ecuación 5**.

**Ecuación 5.** Tasa interna de retorno

$$I_0 = \sum_{n=1}^n \frac{R_n}{(1 + TIR)^n}$$

**Fuente:** FERNÁNDEZ, Saúl. Los proyectos de inversión. Costa Rica: Editorial tecnológica de Costa Rica, 2007. p. 132

El resultado para este patrón fue de 189%, mostrando que los beneficios de la implementación del proyecto son muy altos, ya que la recuperación monetaria de la inversión se evidencia en el tercer año de evaluación. No obstante, es importante aclarar que la evaluación financiera se está realizando con base a los incrementales obtenidos con los resultados de la simulación analítica; de acuerdo con esto existe el riesgo de no obtener los barriles estimados, además al realizar la proyección del proyecto a 20 años porque para esta se considera que el mecanismo de producción por inyección de agua no será eficiente, se está también evaluando la tecnología de conformance que tiene una vida útil mucho menor.

**6.5.2 Resultados Patrón de inyección 2.** De acuerdo con el procedimiento descrito anteriormente pero en este caso para el patrón de inyección 2, el resultado de la tasa interna de retorno es de 53%, en otras palabras implementar la tecnología de

conformance químico en este patrón también representa beneficios significativos; sin embargo, este escenario proyecta un menor beneficio financiero en comparación con los beneficios alcanzados en el patrón 1.

Los resultados obtenidos muestran una mejor respuesta al implementar la tecnología en el patrón de inyección 1, junto con el análisis experimental realizado se elaboró un esquema con los parámetros identificados en el estudio, este se muestra en el Anexo G.



## 7. CONCLUSIONES

- Conforme a la evaluación de la variación de la permeabilidad por el método de Dysktra –Parson, las arenas de interés de los pozos inyectoras A y F, son catalogadas extremadamente heterogéneas y muy heterogéneas, con valores de 0,7524 y 0,7135 respectivamente; en cuanto el coeficiente de Lorenz tiene resultados de 0,5037 y 0,6853.
- El resultado del monitoreo de la inyección en los pozos A y F mediante el gráfico de Hall muestra un comportamiento estable en la inyección de estos, además las presiones de inyección obedecieron a la presión máxima de inyección establecida.
- Teniendo en cuenta los registros de inyección disponibles para en el pozo F, los paquetes de arena por los que se desplaza el agua inyectada son las capas Cantagallo 1A (CG1A), Cantagallo 2 (CG2) y una proporción más pequeña de Cantagallo 2A (CG2A); mientras que en el pozo A el agua inyectada se desplaza por las capas Cantagallo 2 (CG2) y Cantagallo 2A (CG2A).
- El resultado de los gráficos de diagnóstico realizados evidenció que los pozos productores D, H, I y G no presentan problemas asociados a la inyección de agua, mientras que el pozo productor C presenta un fenómeno de comunicación, resultado de trabajo de limpieza en el pozo.
- Mediante los gráficos de diagnóstico de Chan y la correlación de eventos en cada uno de los pozos de estudio se identificaron como pozos con canalización de agua los pozos productores B y E, con relaciones agua petróleo 13,07 y 10,93, y porcentaje de agua y sedimentos (BSW) de 70% y 60,99% respectivamente; por el estudio de sus propiedades petrofísicas y registros de inyección en los dos pozos se determina la capa Cantagallo 2 (CG) presenta un canal preferencial de agua.
- El índice de vaciamiento (VRR, *Voidage Replacement Ratio*) en los dos patrones de inyección de estudio es de aproximadamente 10% menor al valor ideal, representando una posible sub-inyección; no obstante, el análisis de presiones realizado no evidencia falta de presión.
- De acuerdo con la revisión bibliográfica, se seleccionó la inyección de bulk gel como estrategia de conformance, debido a que este método es considerado el más idóneo para tratamientos en arenas altamente heterogéneas, actuando mediante la disminución de la permeabilidad en la capa identificada como canalizada.
- La evaluación experimental realizada al sistema de gel con en el agua de inyección de la PIA isla VI del Campo Yariguí – Cantagallo, evidencia un rango operacional seguro que provee una reducción de permeabilidad adecuada.
- De acuerdo con las pruebas de geles realizadas a 2.000ppm, 4.000ppm, 6.000ppm y 8.000ppm, con relaciones polímero entrecruzador 20:1, 40:1 y 80:1,

- a partir de concentraciones de 4.000ppm con las tres relaciones polímero – entrecruzador se presenta la formación de geles rígidos estables.
- De acuerdo con las pruebas realizadas, no se recomienda utilizar el polímero a concentraciones de 6.000ppm con relaciones polímero- entrecruzador 20:1, ni en concentraciones de 8.000ppm con relaciones polímero- entrecruzador 20:1 y 40:1, pues en estas condiciones se presenta el fenómeno de sinéresis.
  - El simulador analítico ASIA es una herramienta útil para analizar el comportamiento del sistema inyección – producción, no obstante es importante aclarar que en este no se tiene información geológica pertinente para el estudio detallado del sistema.
  - En las simulaciones realizadas no se observan irrupciones fuertes de los frentes de agua en los pozos productores, este valor se correlaciona con la baja magnitud en la relación agua petróleo de la mayoría de los pozos estudiados.
  - El índice de conectividad hidráulica entre los pozos productores e inyectores determinados mediante la simulación analítica, evidencia que existe una mejor comunicación en el patrón de inyección 1.
  - La predicción del conformance químico mediante el simulador analítico ASIA, representa resultados optimistas con la simulación del caso en el que la arena identificada como canalizada se divide en dos, y solo una porción deja de recibir porcentaje de inyección; de esta forma se representa una disminución en la capacidad de flujo.
  - Los valores obtenidos al cabo de 5 años de predicción en patrón de inyección 1 bajo el mecanismo de inyección de agua fue de 4'468.363,12 barriles de petróleo producidos acumulados y 13'083.423,12 barriles de agua producidos acumulados, mientras que con la implementación de la tecnología de conformance químico se obtiene una producción acumulada de petróleo de 4'596.457,60 y 12'932.113, 62 barriles de agua; es decir que el incremental de producción de petróleo efecto de la tecnología es de 128.094,48 barriles y una disminución de 151.309, 50 barriles de agua acumulados; representando un 2,87% adicional en la producción acumulada de petróleo y una disminución de 1,15% en la producción acumulada de agua.
  - En la simulación para el patrón de inyección 2 evaluada a cinco años, se presentó: para el escenario de inyección de agua, una producción de petróleo acumulada de 3'688.578,35 barriles y 9'197.934,94 barriles de agua acumulados, mientras que con la implementación de la tecnología de conformance químico se presentó una producción de 3'740.342,09 barriles de petróleo acumulados y 9'139.144,06 barriles de agua acumulados; por lo tanto el incremental de la producción petróleo como resultado de la implementación de la tecnología es de 51.763,74 barriles acumulados y una reducción de 58.790,88 barriles de agua acumulados, representando un 1,38% incremental de petróleo acumulado y una disminución del 0,64% de agua acumulada.

- Los resultados obtenidos de conectividad hidráulica y de predicción de la producción aplicando la tecnología de conformance químico reproducen mayores incrementales en el patrón de inyección 1.
- La eficiencia del proceso de inyección de agua es menor en el patrón de inyección 1, que en el patrón de inyección 2, por tal la razón la predicción de la tecnología de conformance genera mayores incrementales en el patrón de inyección 1.
- Con el estudio realizado, se propone realizar en primera instancia la inyección de geles como tecnología de conformance en la capa Cantagallo 2 (CG2) del pozo inyector A, para esta operación se requieren 23.576 barriles de gel; y como segunda opción la implementación de la tecnología en la capa Cantagallo 2 (CG2) del pozo inyector F en el que se requieren 5.017,8 barriles de gel.
- Desde el punto de vista financiero, la mejor opción para la implementación de la tecnología de conformance químico es en el patrón de inyección 1 porque representa un mayor aumento en ingresos, con un valor presente neto de 1'779.191 USD, frente a la implementación en el patrón 2 con un valor presente neto de 756.109,89 USD; además la rentabilidad del proyecto es 136% mayor en el patrón de inyección 1.

## 8. RECOMENDACIONES

- Realizar una actualización del modelo estático del yacimiento, con el objetivo de tener mayor entendimiento de factores geológicos que contribuyan con la formación de canales preferenciales de flujo, que generan canales de agua, con el fin de complementar el trabajo analítico realizado.
- Realizar y analizar pruebas con trazadores químicos en los pozos de los patrones de inyección 1 y 2, de esta forma conformar si existe un verdadero canal de agua para implementar la tecnología de conformance químico.
- Implementar en el simulador analítico ASIA (Advanced System Injection Analysis) la opción de creación de graficas dinámicas con variables seleccionadas por el usuario (Por ejemplo, Hall Plot, Chan Plot).
- Desarrollar en el simulador analítico ASIA la alternativa de mostrar los comportamientos de producción a nivel de patrón, grupo o pozo.
- Realizar estudio con geles híbridos para evaluar el comportamiento de la eficiencia de barrido con cambios de permeabilidad.
- Evaluar la inyección de agua en pulsos dentro del yacimiento, modificando los parámetros de inyección para determinar que configuración es la más adecuada para aumentar el factor de recobro.

## BIBLIOGRAFÍA

Ahmed Tarek. Fundamentals of Rock Properties. En: Anonymous Reservoir Engineering Handbook. 3rd Edition ed. Elsevier, 2006a. 189-288 p.

Ahmed Tarek. Principles of Waterflooding. En: Anonymous Reservoir Engineering Handbook. 3rd Edition ed. Elsevier, 2006b. 909-1096 p.

ALDHAHERI, Munqith N., et al. A Roadmap to Successfully Select a Proper Gel Treatment Technology. Society of Petroleum Engineers, 2016. ISBN 9781-613994825.

ALEJO, Monica Liliana and ARDILA, María Elvira. Factibilidad de inyección de bulk gel para optimizar el recobro en el Campo Guando. Universidad de América, 2009.

AZARI, Mehdi and SOLIMAN, Mohamed. Review of Reservoir Engineering Aspects of Conformance Control Technology. Society of Petroleum Engineers, 1996. ISBN 9781-555634346.

BUITRAGO, Solange and ANGARITA, Natalia. Desarrollo de un modelo predictivo para la inyección de químicos surfactantes-polímeros convencional. Universidad de América, 2016.

CASTRO, Ruben Hernan, et al. Colloidal Dispersion Gels (CDG) in Dina Cretaceous Field: From Pilot Design to Field Implementation and Performance. Society of Petroleum Engineers, 2013. ISBN 9781-613992586.

CASTRO-GARCÍA, Rubén-Hernán, et al. COLLOIDAL DISPERSION GELS (CDG) TO IMPROVE VOLUMETRIC SWEEP EFFICIENCY IN WATERFLOODING PROCESSES. En: CT&F - CIENCIA, TECNOLOGÍA Y FUTURO. vol. 5, no. 3, p. 61-77

CHAN, K. S. Water Control Diagnostic Plots. Society of Petroleum Engineers, 1995. ISBN 9781-555634414.

CHANG, Harry L., et al. Successful Field Pilot of In-Depth Colloidal Dispersion Gel (CDG) Technology in Daqing Oil Field. Society of Petroleum Engineers, 2004. ISBN 9781-555639884.

CHOU, S. I., et al. Development of Optimal Water Control Strategies. Society of Petroleum Engineers, 1994. ISBN 9781-555634636.

COLMENARES, Kelly Margarita, et al. Informe de actividades para desarrollo del proyecto de expansión inyección de agua mejorada. Campo Yariguí-Cantagallo.

Vicepresidencia ejecutiva de exploración y producción, gerencia estratégica de desarrollo de Yacimientos.&nbsp; Bogotá D.C: 2015. 65

CONAWAY, Charles F. Petroleum Industry : A Non-Technical Guide. Tulsa: PennWell, 2002. 80 p.

CRAIG, F. F., J.; GEFFEN, T. M. and MORSE, R. A. Oil Recovery Performance Of Pattern Gas Or Water Injection Operations From Model Tests. Society of Petroleum Engineers, 1955.

FERRER DE PARÍS, Magdalena. Inyección de agua y gas en campos petrolíferos. Maracaibo: Astro-Dala, 2001.

GARCÍA, Mario, et al. Informe Ejecutivo. Evaluación del potencial hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas.&nbsp; Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones Universidad Industrial de Santander, 2009.

Halliburton. WATER MANAGEMENT MANUAL Identification and treatment of water-control problems for improved reservoir recovery efficiency. 2002.

HAN, Ming, et al. State-of-the-Art of In-Depth Fluid Diversion Technology: Enhancing Reservoir Oil Recovery by Gel Treatments. Society of Petroleum Engineers, 2014. ISBN 9781-613993866.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá D.C. 2008

\_\_\_\_\_ Referencias bibliográficas. Contenido, Forma y Estructura. NTC 5613. Segunda actualización. Bogotá D.C. 2008

\_\_\_\_\_ Referencias Documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C. 1998.

Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico. Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales. 2nd ed. Venezuela: CIED, 1997. ISBN 980-284-842-2

JARIPATKE, Omkar A. and DALRYMPLE, Eldon Dwyann. Water-Control Management Technologies: A Review of Successful Chemical Technologies in the Last Two Decades. Society of Petroleum Engineers, 2010. ISBN 9781-555632762.

JIMENEZ, Ana, et al. Informe técnico para solicitud de aprobación de Pilotos de inyección de agua mejorada e inyección de agua alternada con gas (WAG). Bogotá D.C: 2013.

LEÓN, Juan Manuel, et al. Informe Técnico de Cierre del Piloto de Inyección de CDG en el Campo Tello. Bogotá D.C: 2016.

LIU, Yuzhang; BAI, Baojun and SHULER, Patrick J. Application and Development of Chemical-Based Conformance Control Treatments in China Oilfields. Society of Petroleum Engineers, 2006. ISBN 9781-555631574.

MAYA, G., et al. Successful Polymer Gels Application in a Highly Channeled Peripheral Injection Well: Tello Field Pilot. Society of Petroleum Engineers, 2014. ISBN 9781-613992906.

MAYA, G., et al. Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field. Society of Petroleum Engineers, 2015. ISBN 9781-613994221.

MAYOWA, Sunmonu Rasak, et al. Use of Water Injection Surveillance as an Effective Reservoir Management Tool. Society of Petroleum Engineers, 2015. ISBN 9781-613994344.

MONROY, Brandol and PERÉZ, José. EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS PATRONES DE INYECCIÓN DE AGUA MEDIANTE SIMULACIÓN ANALÍTICA EN CINCO POZOS DEL BLOQUE V CENTRO DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO MEDIANTE EL SOFTWARE SAHARA. Universidad de América, 2017.

MOYANO, Sebastián and PALACIO, Eduardo Andrés. ESTUDIO DE VIABILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DE INYECCIÓN CÍCLICA DE SURFACTANTES COMPLEMENTADA CON INYECCIÓN CONTINUA DE POLÍMEROS EN PATRONES DE 5 Y 7 PUNTOS EN UN CAMPO DE CRUDO MEDIANO DE ECOPETROL MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA. Universidad de América, 2015.

PEREZ, Diana Marcela, et al. Improving Sweep Efficiency In A Mature Waterflood; Balcon Field, Colombia. Society of Petroleum Engineers, 2012. ISBN 9781-613991985.

PEREZ, Laura Elena, et al. Integrated Reservoir Management Enhances the Recovery in a Mature Field. Society of Petroleum Engineers, 2007. ISBN 9781-555631857.

PLAZA, Daniel Arturo. Implementación del procedimiento de monitoreo para el sistema de inyección de agua del Campo Yariguí-Cantagallo. Universidad de América, 2011.

ROBERT, Syndansk and ROMERO-ZERON, Laura. What is Conformance? the Big Picture. En: Anonymous Reservoir Conformance Improvement. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2011. 3-8 p.

SYDANSK, R. D. and SOUTHWELL, G. P. More Than 12 Years of Experience with a Successful Conformance-Control Polymer Gel Technology.

SYDANSK, Robert D. and ROMERO -ZERÓN, Laura. Conformance Problems. En: Anonymous Reservoir Conformance Improvement. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2011. 21-43 p. ISBN 978-1-55563-302-8

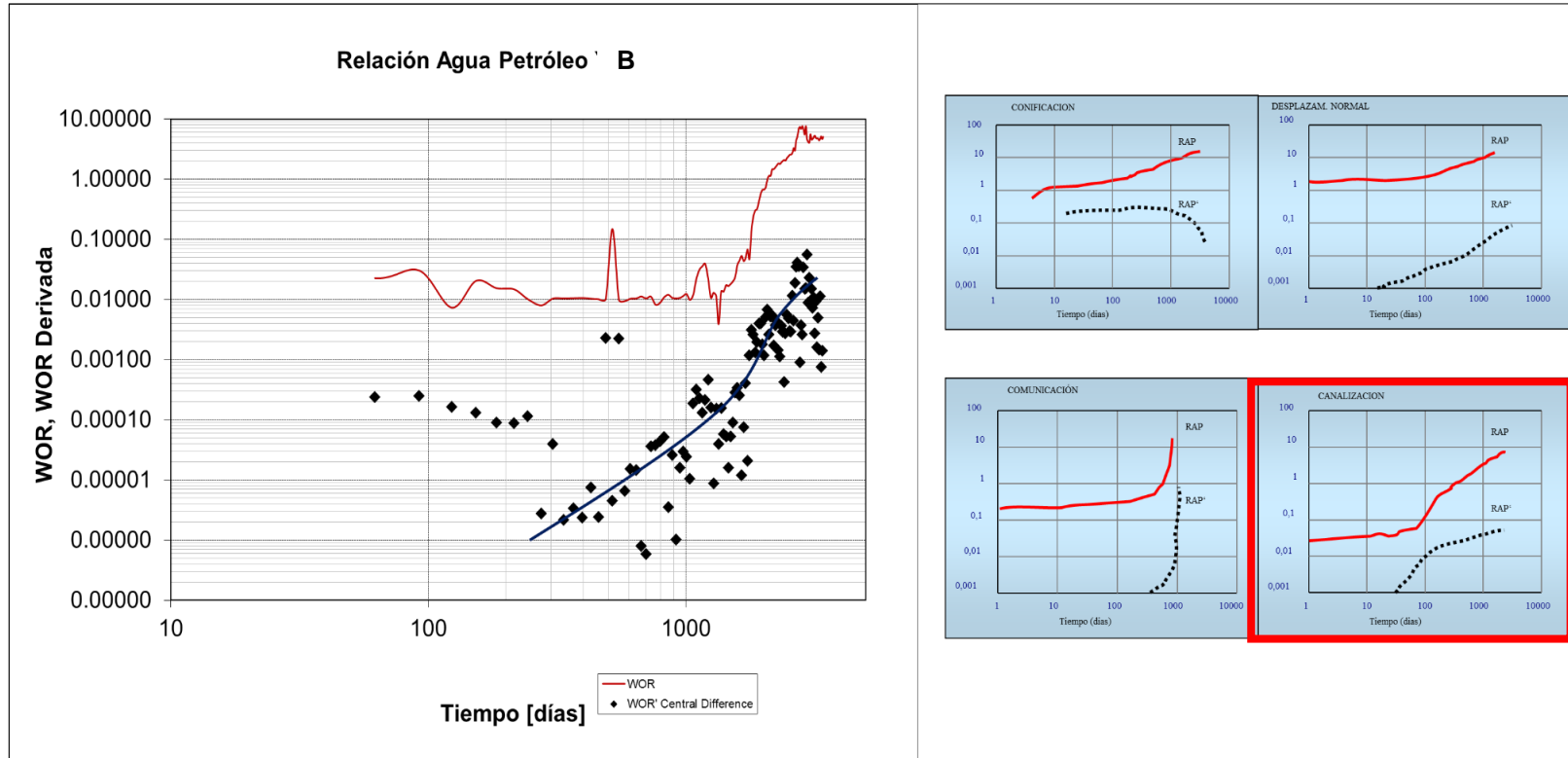
WOUTERLOOD, Carlos; LACIGNO, Esteban and CHUCK, Norman. Metodología y Resultados de Proyectos de Inyección de Geles para Incrementar la Recuperación en un Reservoirio Heterogéneo y Multicapa de la Cuenca Neuquina de Argentina. 2002.



## **ANEXOS**

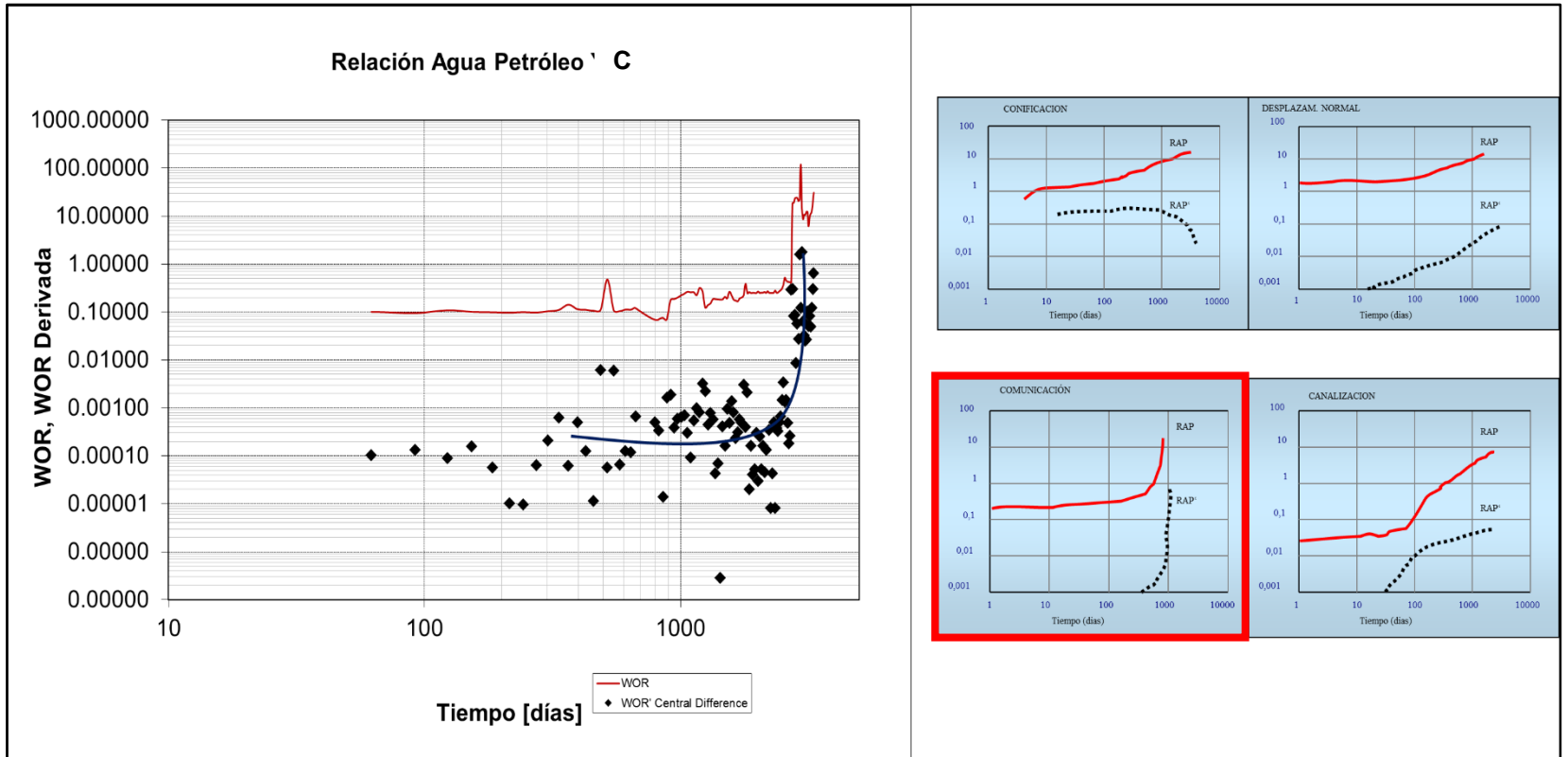
**ANEXO A**  
**“GRÁFICOS DE DIAGNÓSTICO DE CHAN”**

POZO B



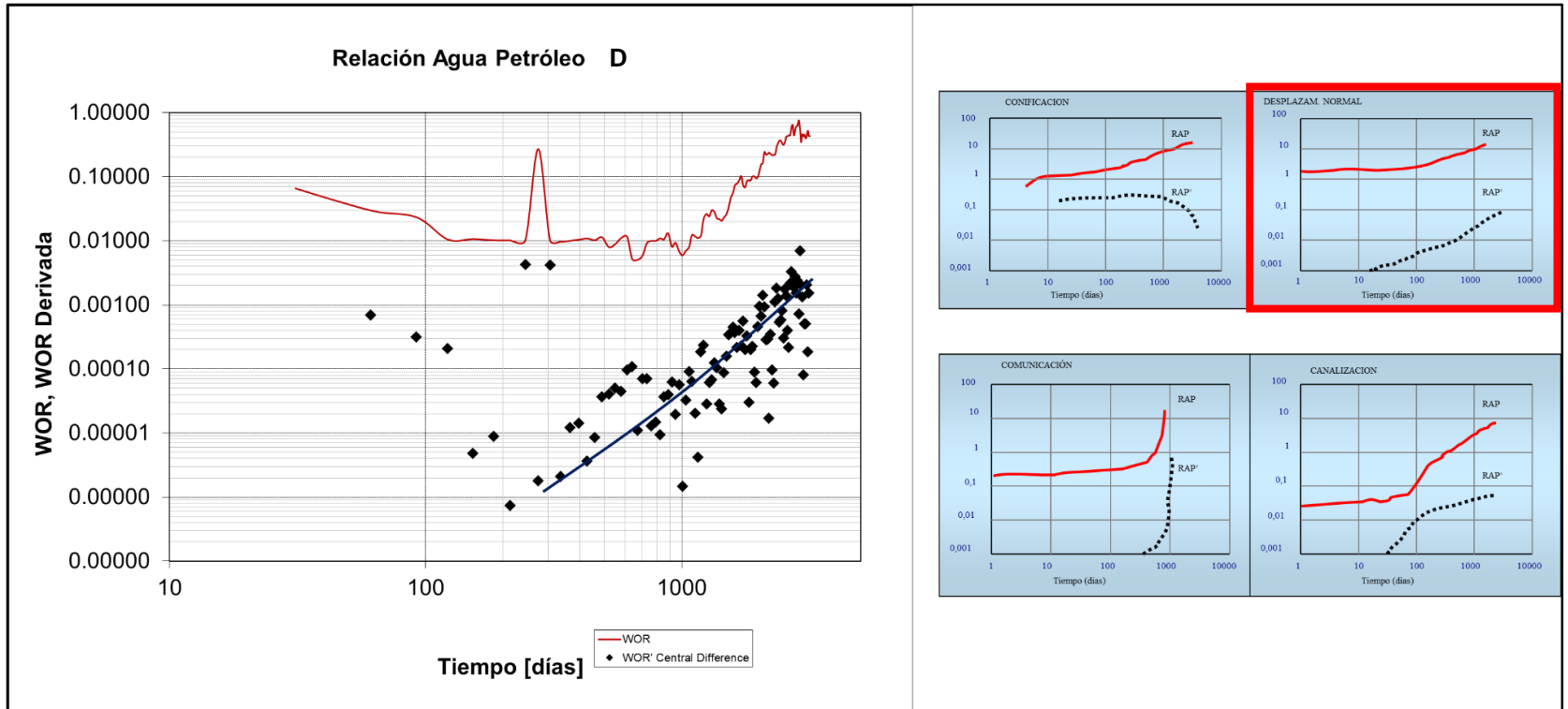
Fuente: Base de datos ECOPETROL S.A., Realizado por el autor.

POZO C



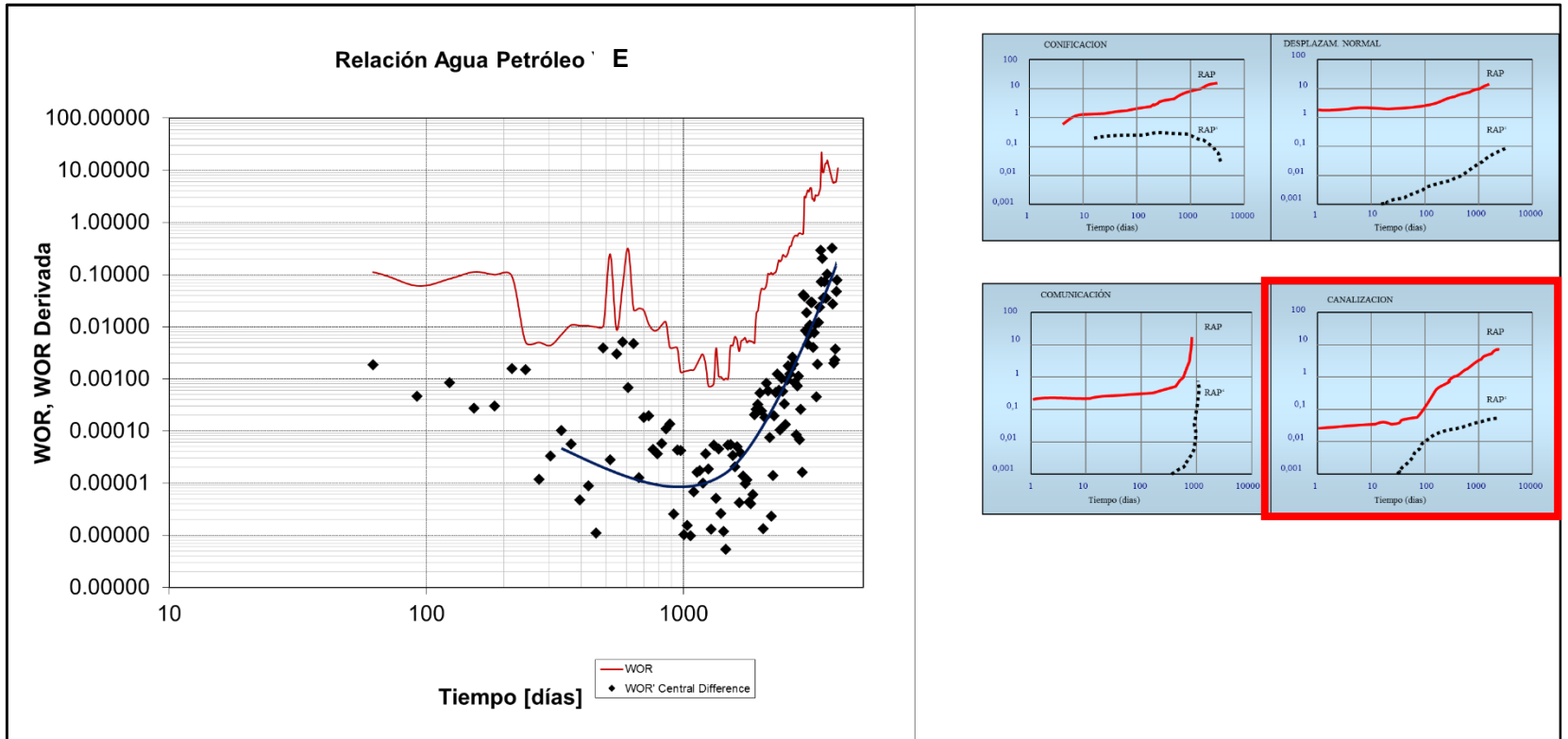
Fuente: Base de datos ECOPETROL S.A., Realizado por el autor.

POZO D



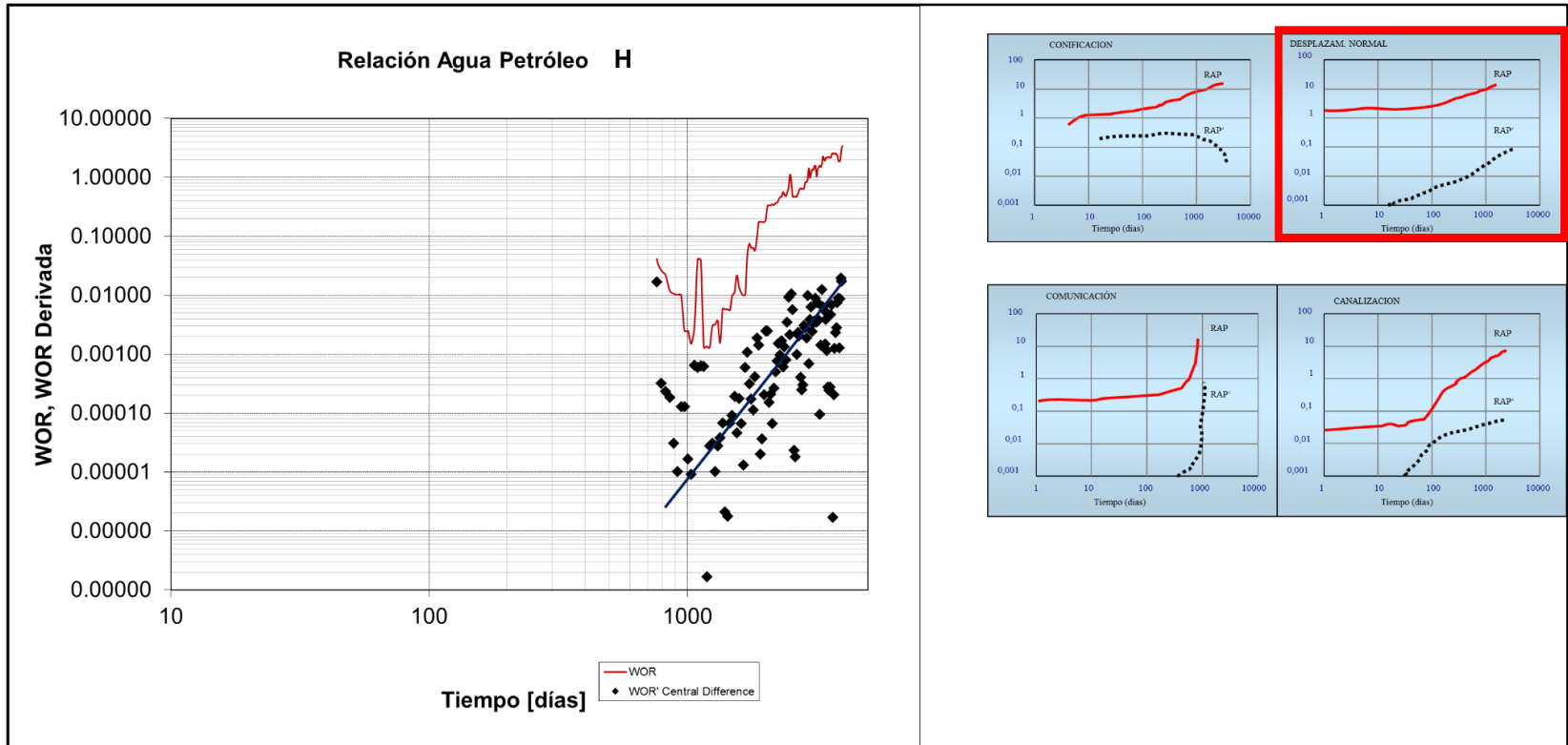
Fuente: Base de datos ECOPETROL S.A., Realizado por el autor.

POZO E



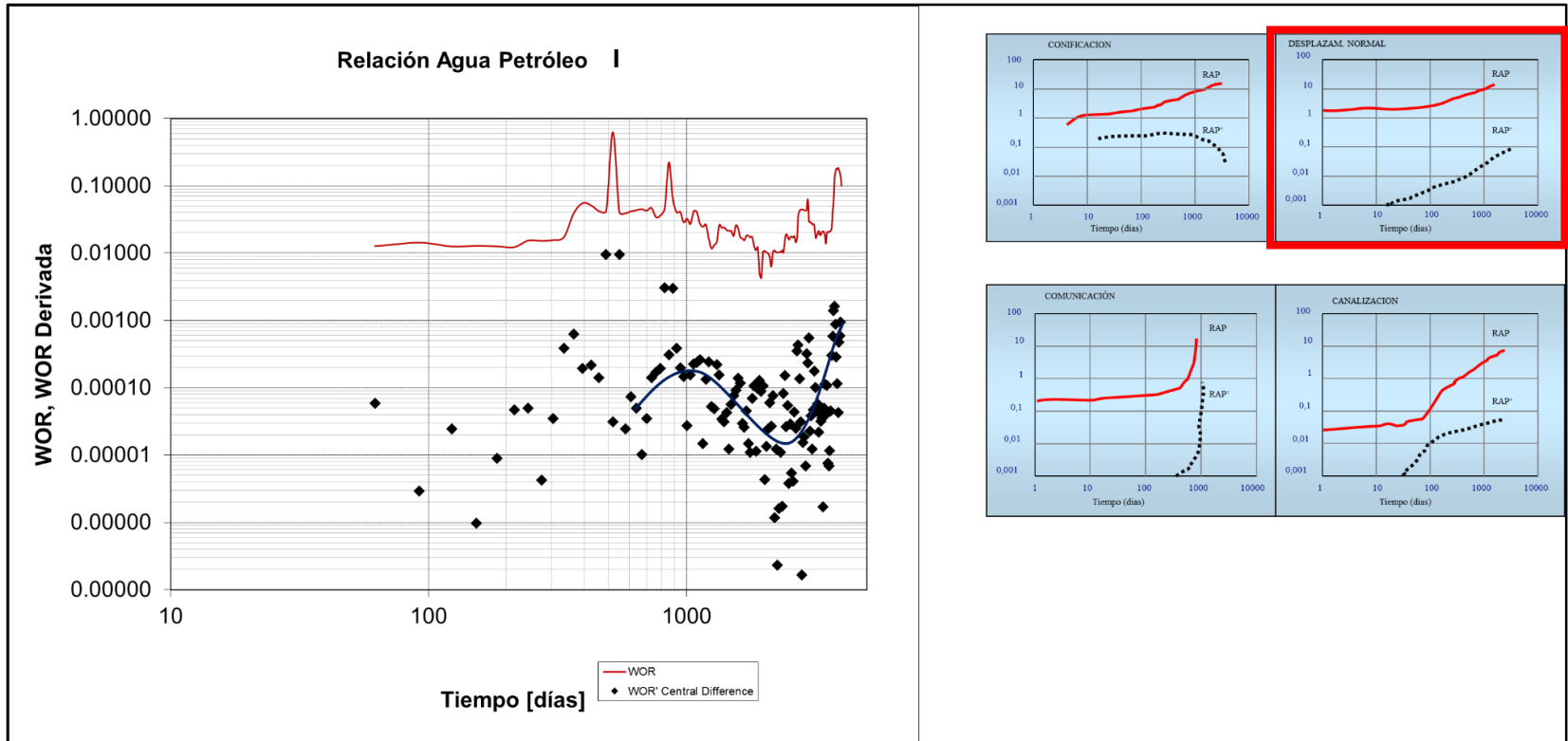
Fuente: Base de datos ECOPETROL S.A., Realizado por el autor.

## POZO H



Fuente: Base de datos ECOPETROL S.A., Realizado por el autor.

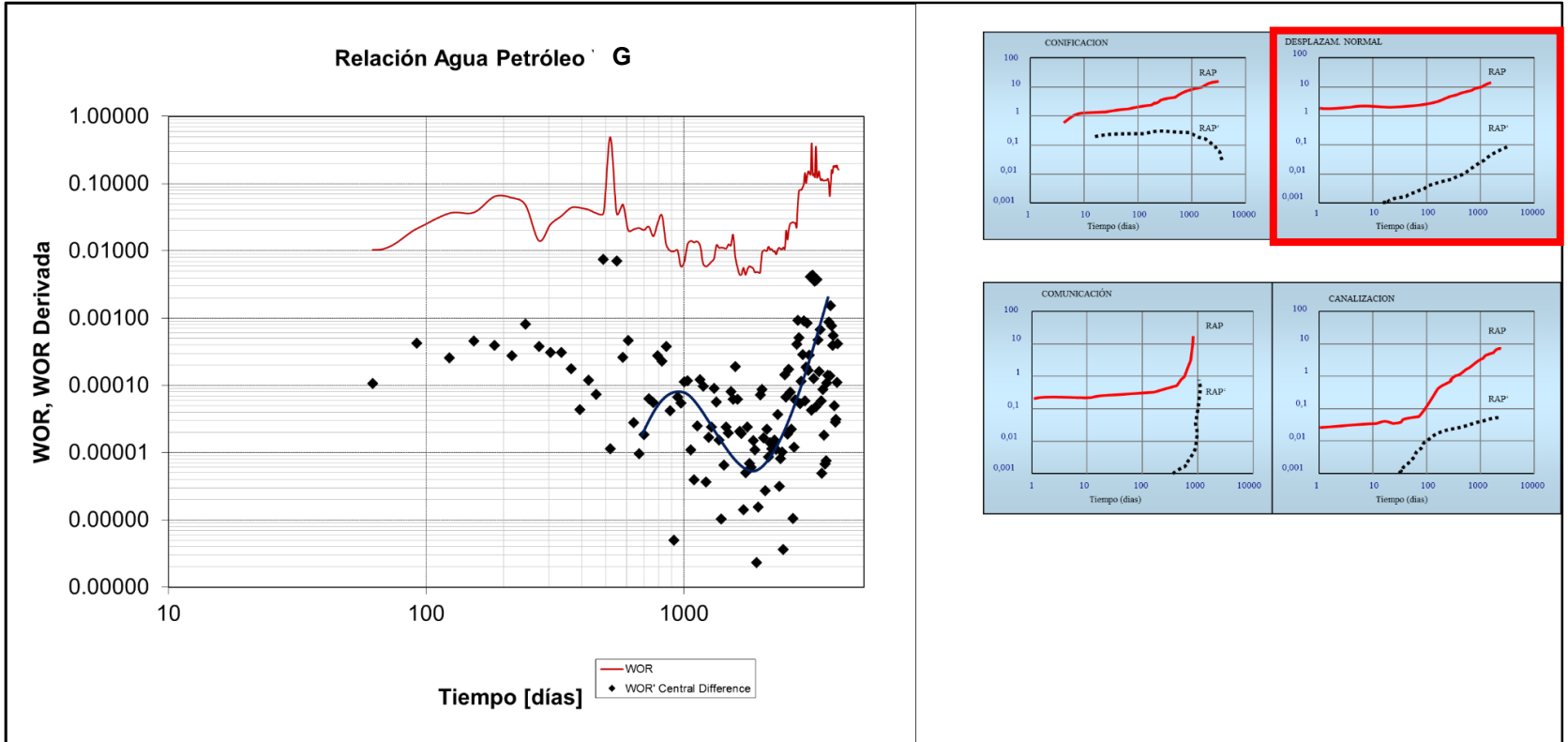
# POZO I



Fuente: Base de datos ECOPETROL S.A., Realizado por el autor.



POZO G

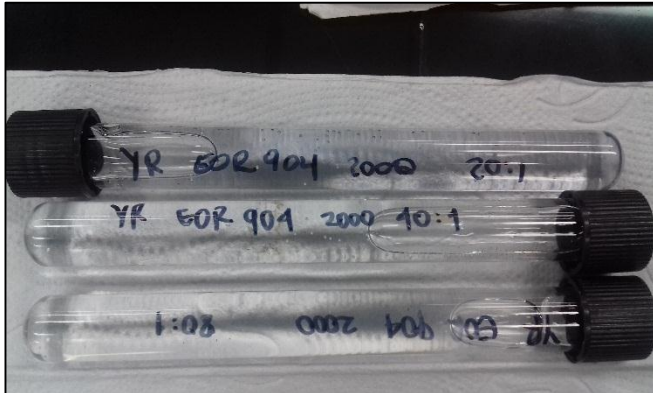
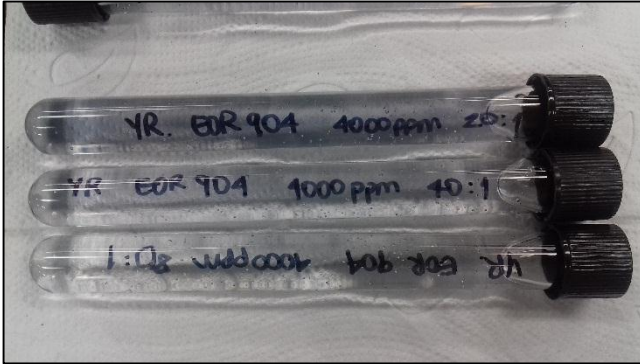
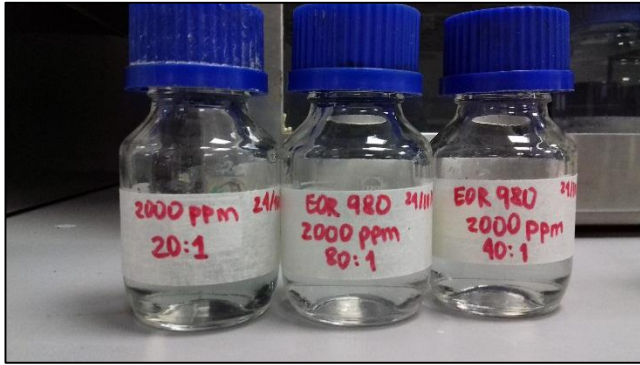


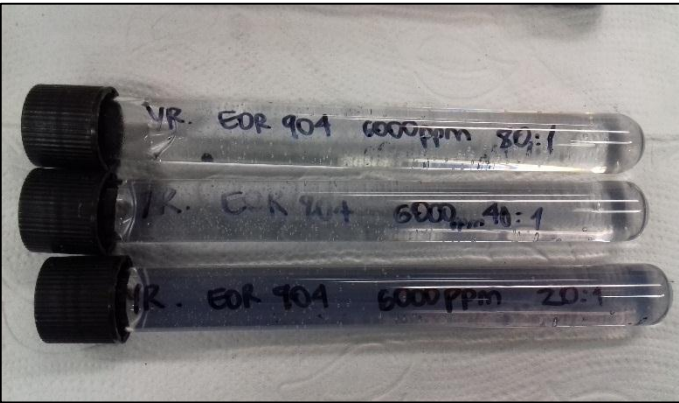
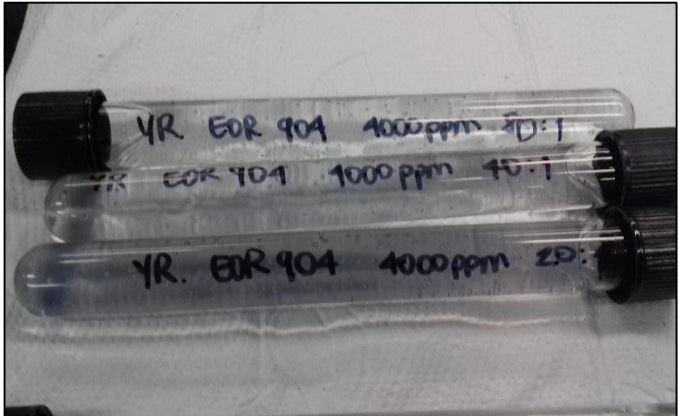
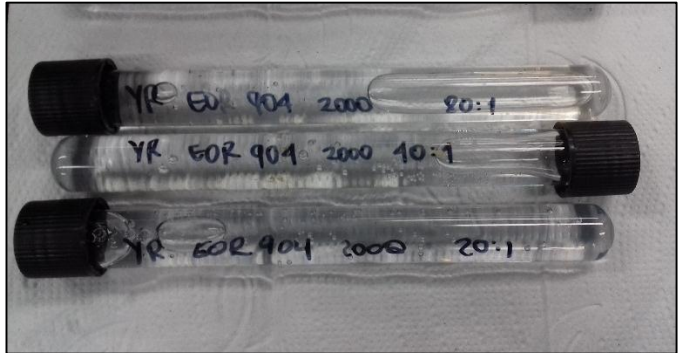
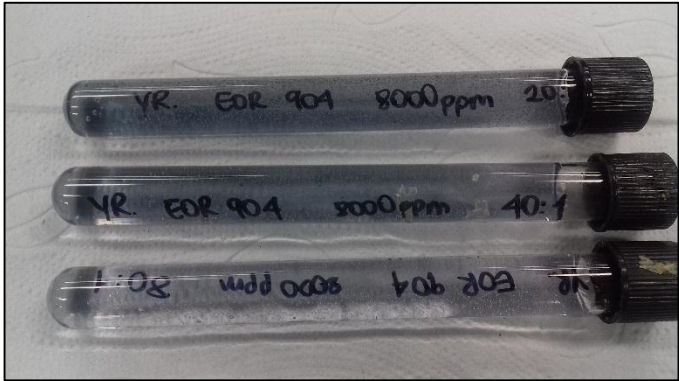
Fuente: Base de datos ECOPETROL S.A., Realizado por el autor.

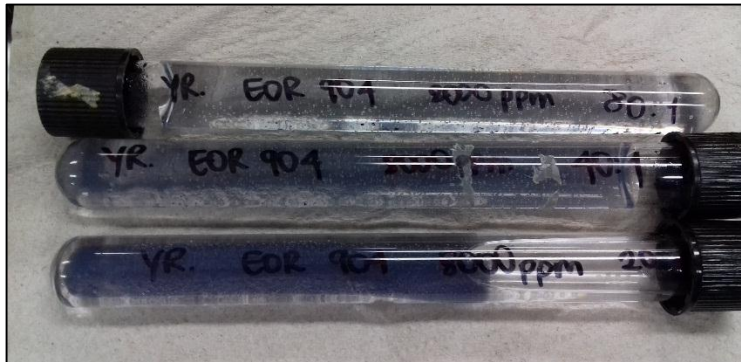
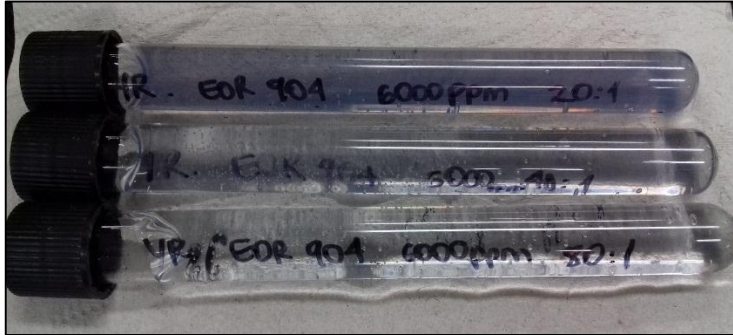
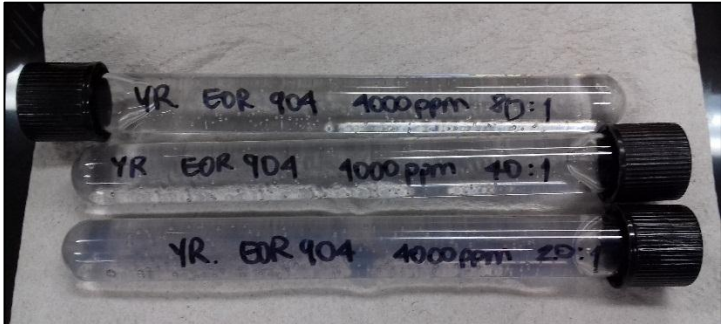
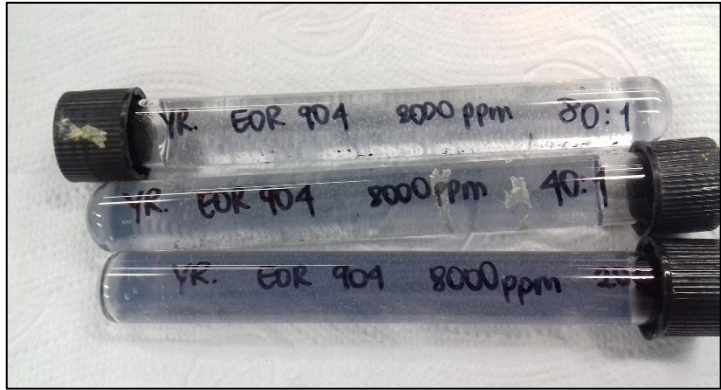
**ANEXO B**  
**“RESULTADOS TEST DE BOTELLA”**

Test	Concentración polímero ppm	Concentración entrecruzador (Cr) ppm	Concentración secuestrante (KSCN) O <sub>2</sub> ppm	EVALUACIÓN DEL GEL CON EL TIEMPO					
				2 Horas	24 Horas	48 Horas	1 Semana	2 Semana	1 mes
YR	2000	100 (20:1)	200	g 3	g 3	g 3	g 3	g 3	g 4
YR	2000	50 (40:1)	200	g 2	g 3	g 3	g 3	g 4	g 5
YR	2000	25 (80:1)	200	n 1	g 2	g 3	g 3	g 4	g 5
YR	4000	200 (20:1)	400	g 8	g 8	g 9	e 10	e 10	e 10
YR	4000	100 (40:1)	400	g 8	g 8	g 8	g 9	g 9	g 9
YR	4000	50 (80:1)	400	g 7	g 7	g 8	g 8	g 8	g 8
YR	6000	300 (20:1)	600	g 9	e 10	e 10	e 10	S	S
YR	6000	150 (40:1)	600	g 9	g 9	g 9	e 10	e 10	e 10
YR	6000	75 (80:1)	600	g 8	g 9	g 9	g 9	e 10	e 9
YR	8000	400 (20:1)	800	e 10	e 10	S	S	S	S
YR	8000	200 (40:1)	800	e 10	e 10	e 10	e 10	S	S
YR	8000	100 (80:1)	800	e 10	e 10	e 10	e 10	e 10	e 10

**ANEXO C**  
**“IMÁGENES PRUEBAS DE LABORATORIO”**







**ANEXO D**  
**“MÉTODO DE PREDICCIÓN CRAIG GEFFEN & MORSE (CGM)”**



Dentro de los métodos de predicción del comportamiento de la inyección de agua, se encuentra el propuesto por Craig, Geffen & Morse (CGM). Este método asume estado estable, en el que se tiene una presión constante y uniforme, que junto con los mecanismos de desplazamiento, los efectos de eficiencia de barrido areal variable e inyectividad variable para los patrones de inyección de cinco puntos. Los cálculos para predecir el comportamiento futuro del yacimiento se desarrollan en cuatro etapas:

- Etapa 1. Esta abarca desde el inicio de la inyección hasta la interferencia de los pozos inyectoras, momento en el que los bancos radiales de llenado de gas interfieren, ya que el agua ocupa el espacio que antes ocupaba el gas.
- Etapa 2. Una vez se presenta la interferencia de los bancos de llenado de gas se da inicio a la etapa, y finaliza cuando el volumen poroso está totalmente lleno de gas.
- Etapa 3. Esta etapa se cumple cuando el volumen poroso está totalmente lleno de gas y el frente de agua irrumpe en el pozo productor, es decir el agua comienza a desplazar el petróleo y aún no hay producción del agua inyectada.
- Etapa 4. La línea que traza el final de esta etapa, está dado desde la irrupción del frente de agua en los pozos productores hasta el límite económico definido por la empresa.

En el yacimiento debe existir una saturación de gas para que se lleven a cabo las primeras etapas de este método de predicción, en el caso en que el yacimiento no tenga saturación de gas considera que el desplazamiento será para un fluido incomprensible y en el momento en que se comienza la inyección, se inicia la producción por recobro secundario.

Dentro de las asunciones que se realizan en el software ASIA, no se considera presencia de gas en yacimiento, ya que mientras se produce la etapa de llenado de gas, la producción sería nula, en consecuencia no se podría desarrollar el ajuste histórico mediante la metodología implementada para tal fin.

## PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO ANTES DE LA INYECCIÓN

Cuando el acumulado de agua inyectada es mayor o igual al agua acumulada necesaria para que exista una irrupción, se presenta en los pozos productores la irrupción de agua; está la cantidad de agua acumulada por medio de la siguiente ecuación:

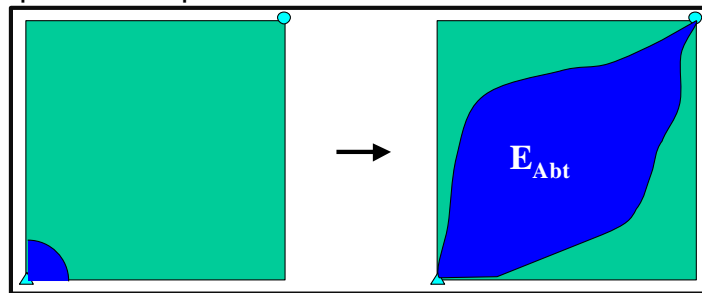
Ecuación 1. Agua acumulada

$$W_{ibt} = \frac{V_p E_{Abt} (S_{wpbt} - S_{wirri})}{B_w (1 - f_{wiri})}$$

Fuente: ECOPETROL, Manual Técnico y de usuario software ASIA versión 2009

En la Figura 1, se observa desde que inicia la inyección hasta que el frente de avance del agua llega al pozo productor; en el software ASIA la predicción por medio del método de Craig Geffen & Morse arranca en la etapa número tres del método original, en esta tiene en cuenta desde el comienzo de la inyección hasta el momento en que el frente de avance llega al pozo productor barriendo una fracción del área del patrón.

Figura 1. Etapa 3 del método original CMG es la primera etapa en el software ASIA.



Fuente: ECOPETROL, Manual Técnico y de usuario software ASIA versión 2009

Durante esta etapa sólo se tendrá producción de petróleo y agua provenientes de la zona no invadida, en consecuencia estos fluidos estarán en las proporciones determinadas por el flujo fraccional inicial y en el volumen total de yacimiento igual al volumen de agua inyectada por el patrón. Teniendo en cuenta lo anterior, las ecuaciones 2 y 3, muestran cómo se calcula la producción acumulada de petróleo y agua.

Ecuación 2. Petróleo producido acumulado

$$N_p = \frac{W_i B_w (1 - f_{wini})}{B_o}$$

Ecuación 3. Agua producida acumulada

$$W_p = W_i f_{wini}$$

Donde:

N<sub>p</sub>: Petróleo producido acumulado en el patrón, STB

W<sub>i</sub>: Agua inyectada acumulada en el patrón, STB

B<sub>o</sub>: Factor volumétrico de formación del petróleo, bbl/STB

W<sub>p</sub>: Agua producida acumulada en el patrón, SBT

F<sub>wini</sub>: Flujo fraccional de agua inicial

Como se observa en la Figura 1, se presenta un incremento de la eficiencia areal hasta aproximarse a E<sub>abt</sub>, de la siguiente manera:

Ecuación 4. Eficiencia areal

$$E_A = \frac{W_i}{V_p (S_{wpbt} - S_{wini}) B_w}$$

Donde:

E<sub>a</sub>: Eficiencia areal

W<sub>i</sub>: Agua inyectada acumulada en el patrón, STB

V<sub>p</sub>: Volumen poroso del patrón, bbl

S<sub>wpbt</sub>: Saturación de agua promedio detrás del frente a tiempo de irrupción

S<sub>wini</sub>: Saturación de agua inicial

B<sub>w</sub>: Factor volumétrico de formación del agua, bbl/STB

Sí la saturación de agua irreducible es menor a la saturación inicial de agua, la producción de agua durante esta etapa proviene de agua libre en el patrón, más no del agua inyectada.

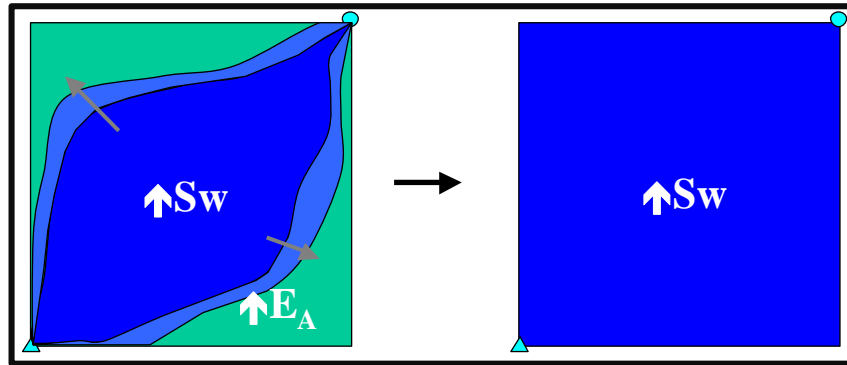
## PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DESPUÉS DE LA IRRUPCIÓN

La saturación de agua presenta un aumento después del momento de la irrupción de agua en los pozos productores, igualmente se genera una nueva zona de barrido en consecuencia al aumento de la eficiencia de barrido areal.

En la Figura 2 se observa la etapa después de la irrupción de agua en los pozos productores. Una forma de modelar el incremento en la saturación de agua es mediante la ecuación de avance frontal después de la irrupción, por otro lado para

modelar el incremento en la eficiencia areal los autores del software sugieren una correlación obtenida a partir de datos experimentales. Una vez la eficiencia areal alcance 1.0, se cubrirá toda el área del patrón y en adelante el petróleo producido resulta únicamente del efecto en la zona totalmente invadida y así la tasa de recuperación de petróleo es baja y la relación agua petróleo alta.

Figura 2. Etapa posterior a la irrupción de agua en los pozos productores



Fuente: ECOPETROL, Manual Técnico y de usuario del software ASIA versión 2009

Para calcular el acumulado de petróleo y agua producido se utilizan las siguientes ecuaciones:

Ecuación 5. Petróleo producido acumulado después de la ruptura

$$N_p = \frac{V_p E_A (S_{wp} - S_{wini})}{B_o}$$

Ecuación 6. Agua producida acumulada después de la ruptura

$$W_p = \frac{W_i B_w - N_p B_o}{B_w}$$

Con base al estudio realizado por los autores, se encontró una relación lineal entre el incremento de la eficiencia de barrido areal y el logaritmo del cociente entre el agua inyectada total y el agua inyectada tiempo de irrupción, de acuerdo con esto el cálculo de la eficiencia areal se hace de la siguiente manera:

### Ecuación 7. Eficiencia areal

$$E_A = E_{Abr} + 0.27491 \ln \left( \frac{W_i}{W_{ibt}} \right)$$

Cuando el resultado de esta eficiencia mayor que 1, la eficiencia areal que asume el simulador es de 1 desde ese momento en adelante.

Teniendo en cuenta la ecuación anterior, donde la saturación de agua promedio después de la irrupción se utiliza para el área que se está incrementando, los cálculos utilizados para determinar esta saturación son las ecuaciones Ecuación 8: Después de la etapa de irrupción, se tendrá una saturación de agua a la distancia L, es decir al pozo productor, cuya relación con la cantidad de volúmenes porosos inyectados fue demostrada por Welge así:

$$Q_i = \left( \frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_{w2}}^{-1}$$

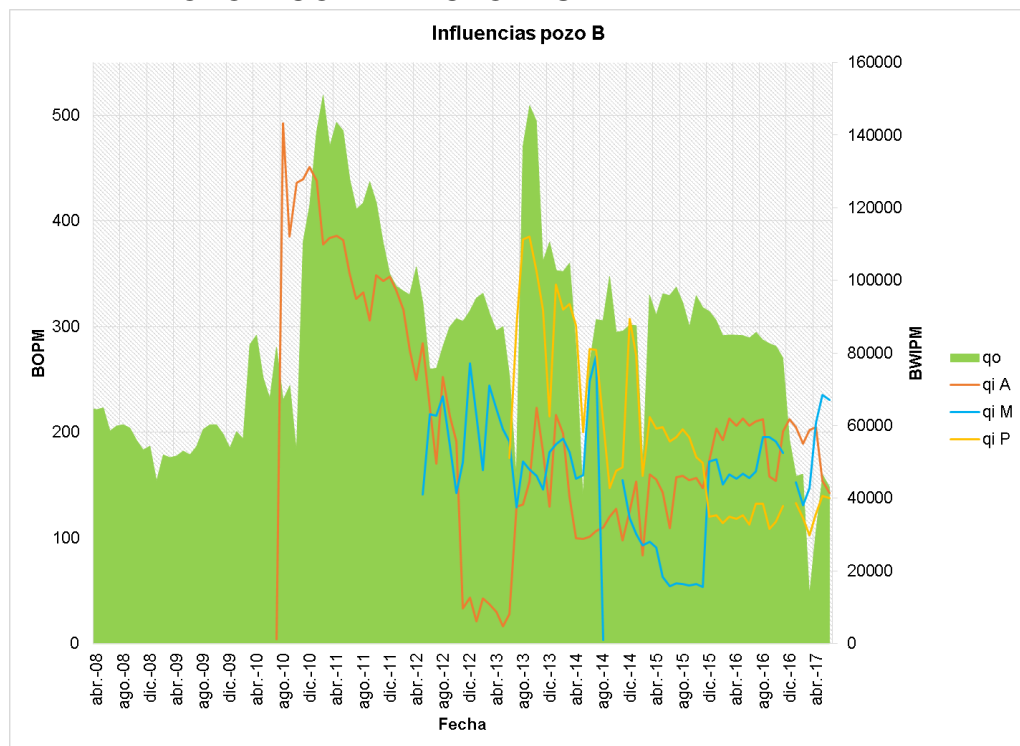
Una vez se conoce  $Q_i$ , se determina la derivada y con base a la derivada se entra a la curva de flujo fraccional y se halla la saturación de agua en el pozo productor; con esta saturación se procede a determinar la saturación promedio de agua en la zona de la siguiente forma:

### Ecuación 9. Saturación de agua

$$S_{wp} = S_{w2} + \frac{1 - f_{w2}}{\left( \frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_{w1}}}$$

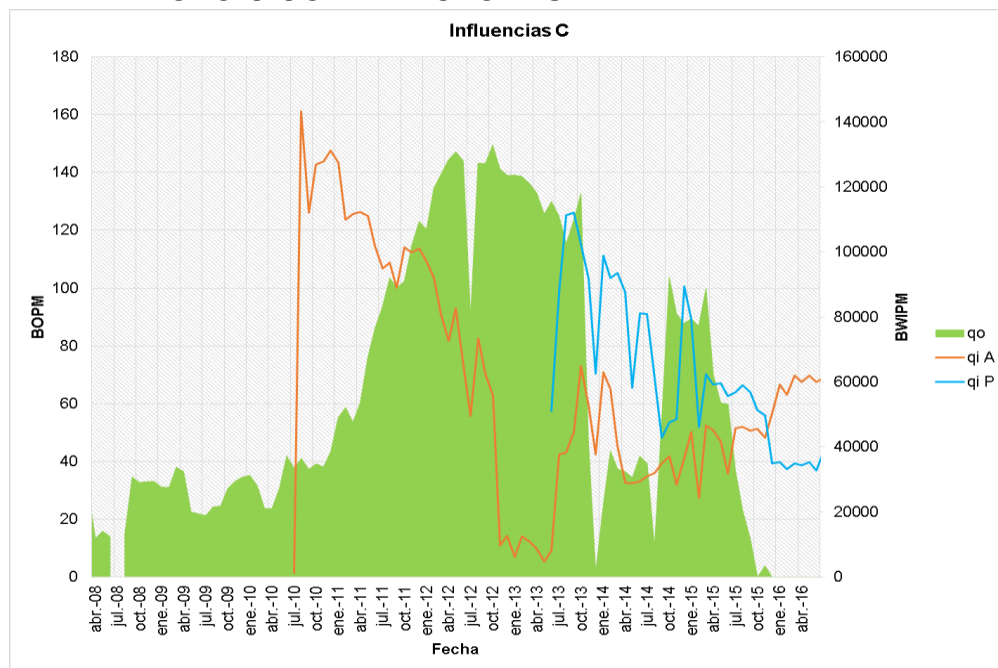
**ANEXO E**  
**“CURVAS DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN POR POZO”**

### POZO B CON INYECTORES DE PRIMERA LÍNEA



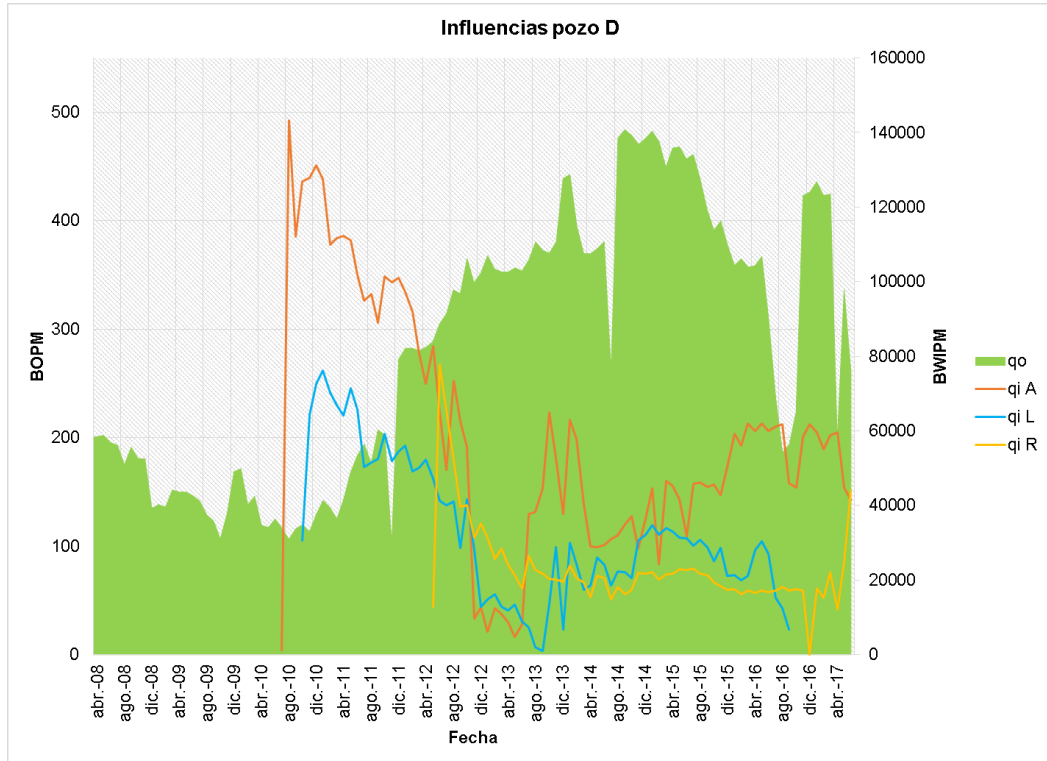
Fuente: Base de datos ECOPETROL S.A., Realizado por el autor.

### POZO C CON INYECTORES DE PRIMERA LÍNEA



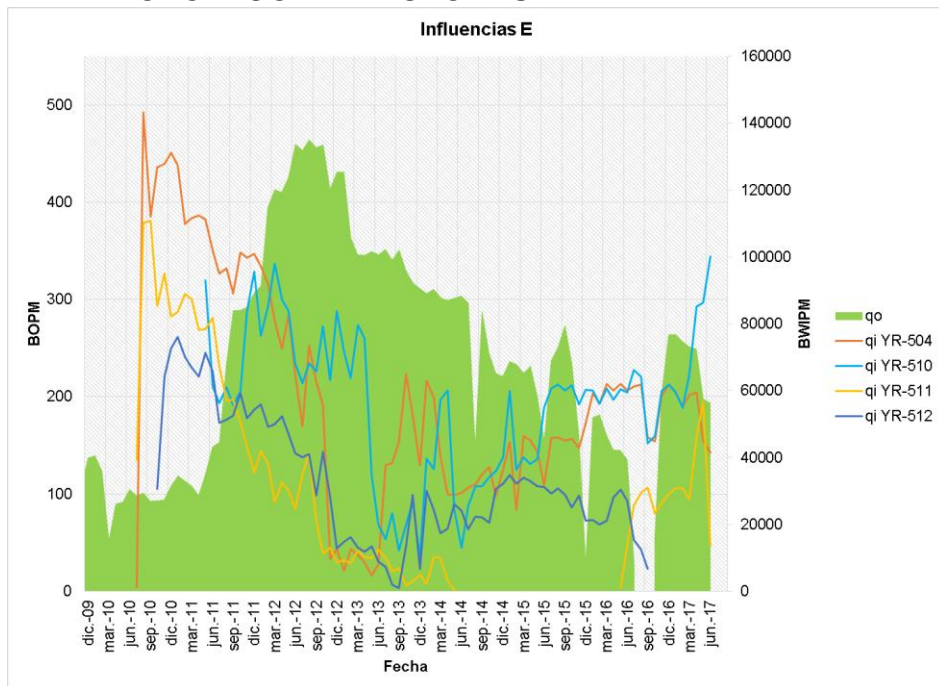
Fuente: Base de datos ECOPETROL S.A., Realizado por el autor.

### POZO D CON INYECTORES DE PRIMERA LÍNEA



Fuente: Base de datos ECOPETROL S.A., Realizado por el autor.

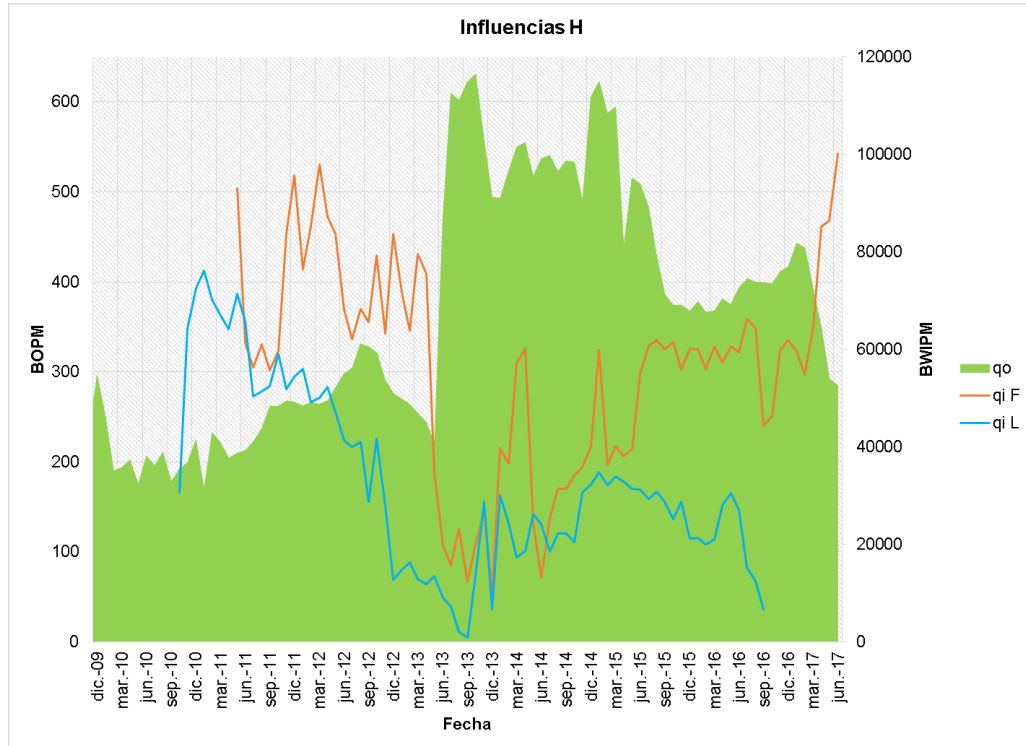
### POZO E CON INYECTORES DE PRIMERA LÍNEA



Fuente: Base de datos ECOPETROL S.A., Realizado por el autor.

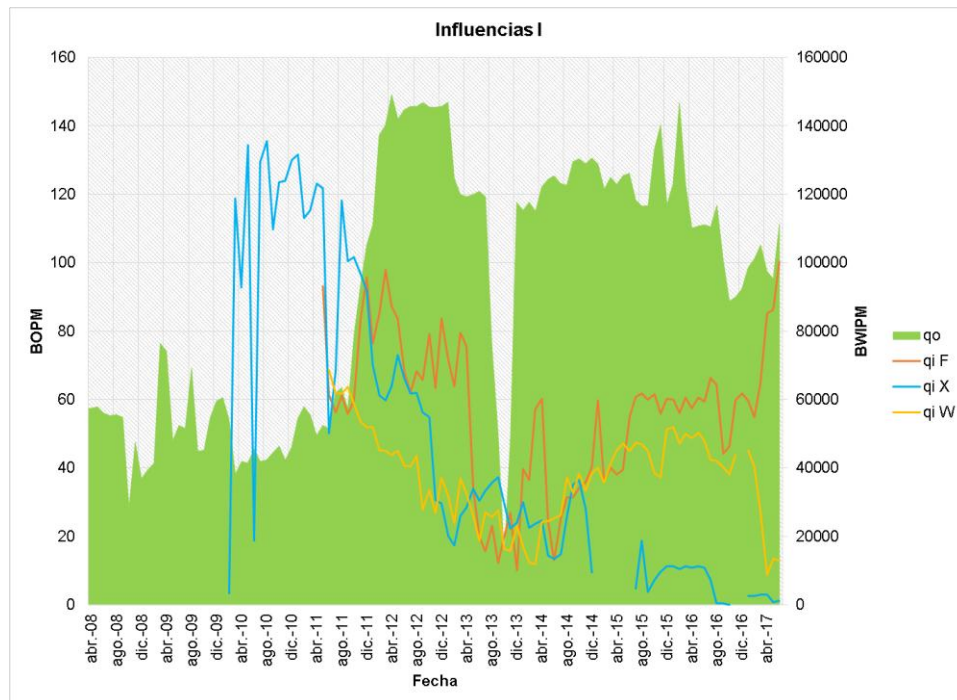


### POZO H CON INYECTORES DE PRIMERA LÍNEA



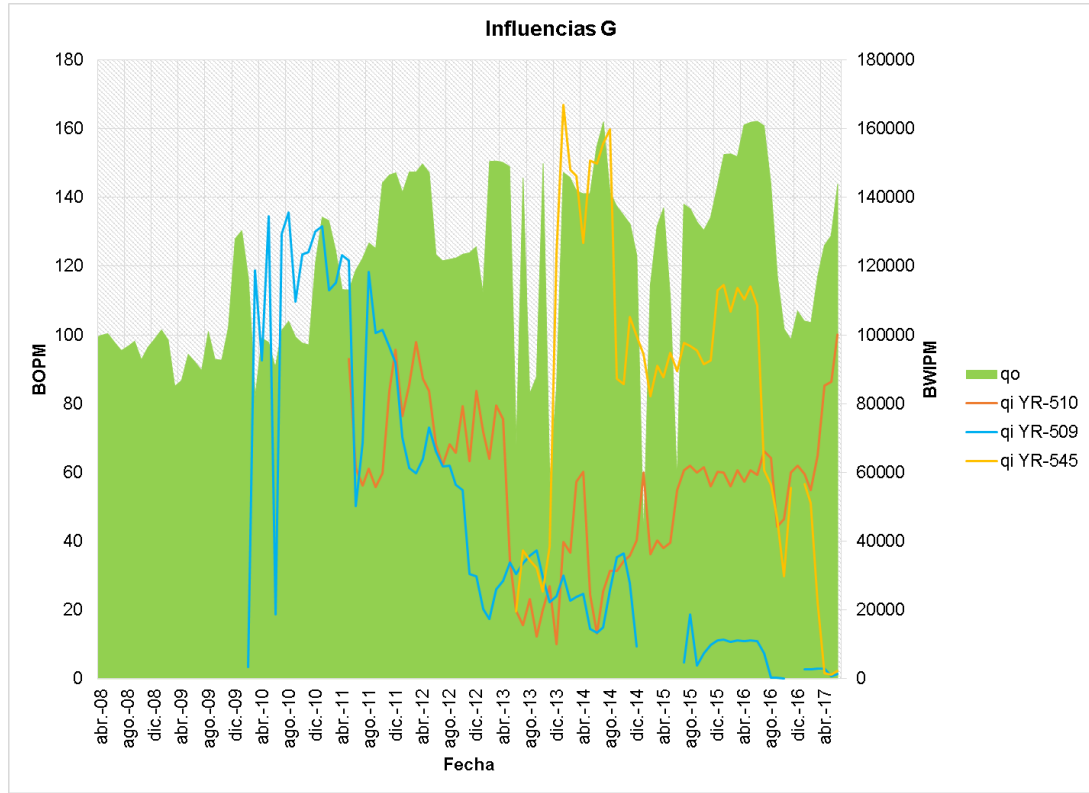
Fuente: Base de datos ECOPETROL S.A., Realizado por el autor.

### POZO I CON INYECTORES DE PRIMERA LÍNEA



Fuente: Base de datos ECOPETROL S.A., Realizado por el autor.

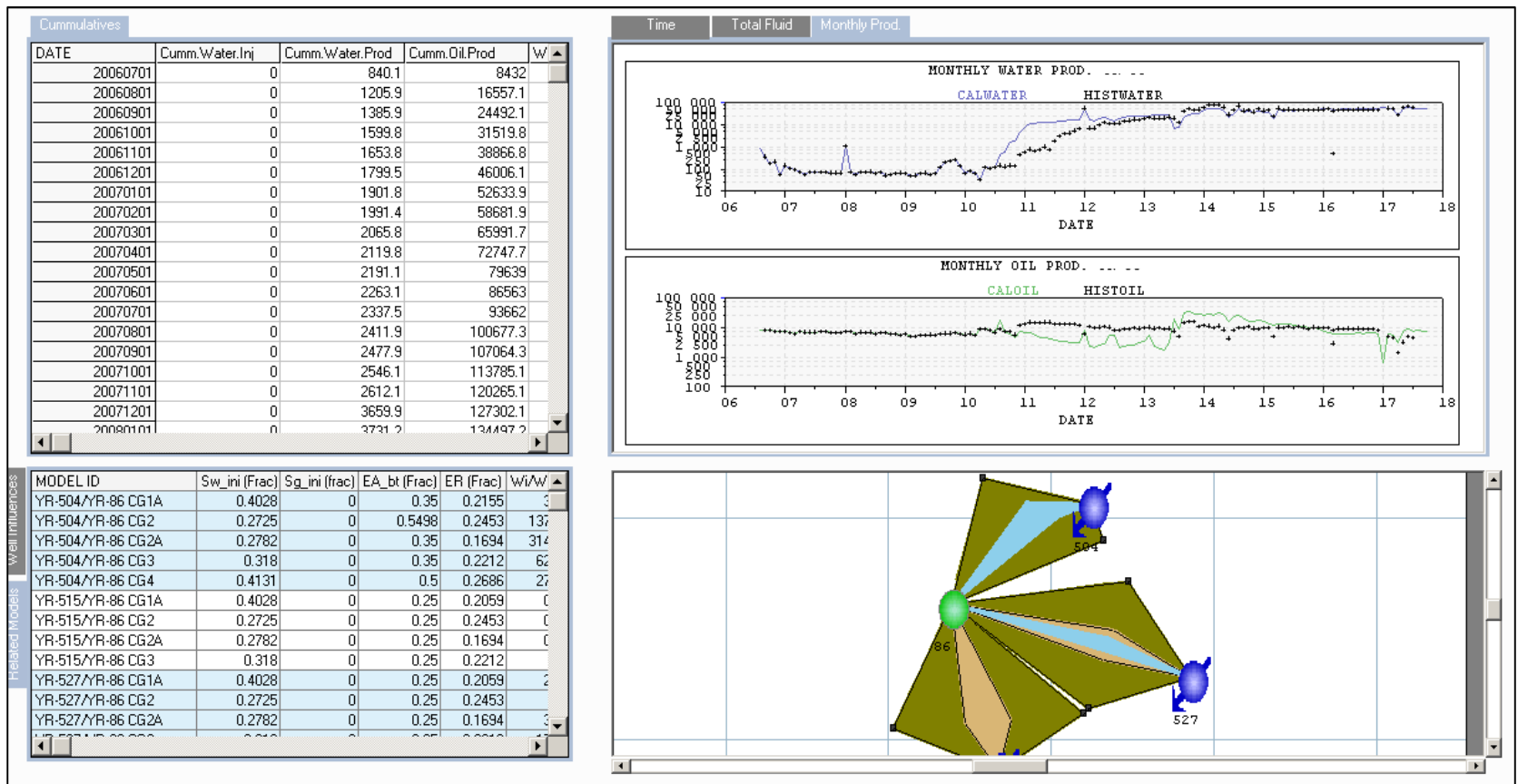
## POZO G CON INYECTORES DE PRIMERA LÍNEA



Fuente: Base de datos ECOPETROL S.A., Realizado por el autor.

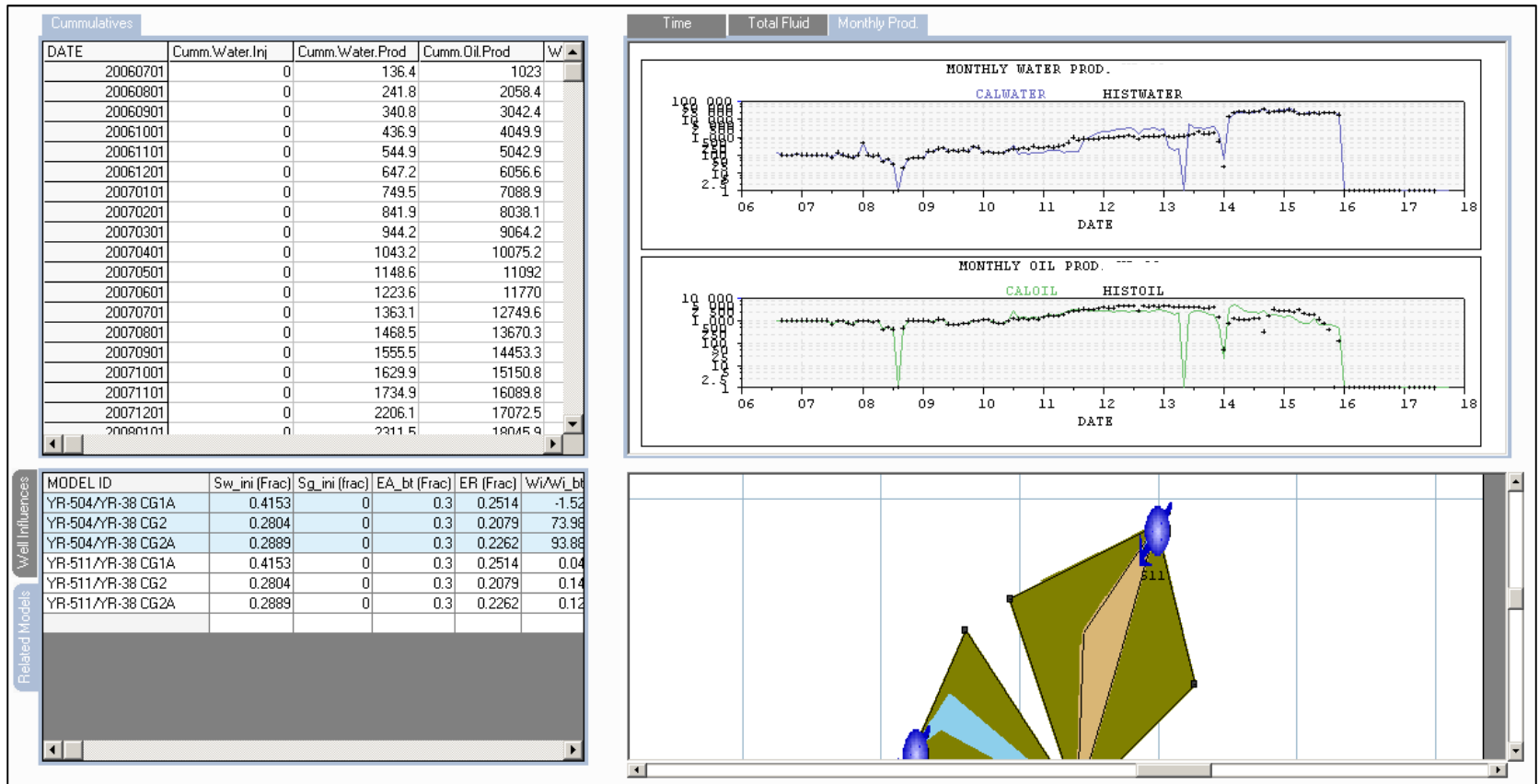
**ANEXO F**  
**“AJUSTE HISTÓRICO POR POZO”**

## POZO B



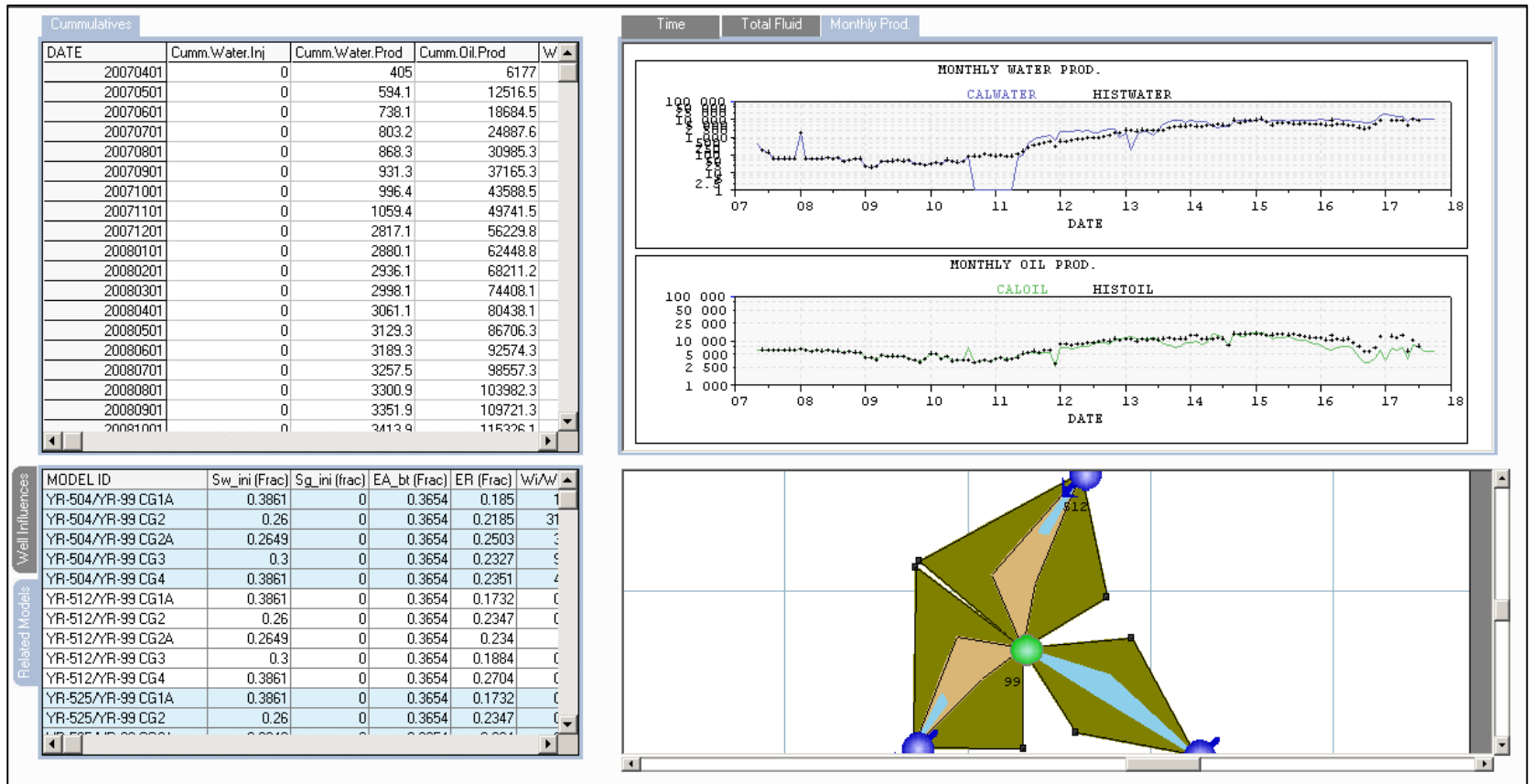
Fuente: Bogotá, Simulador software ASIA, versión 2009.

## POZO C



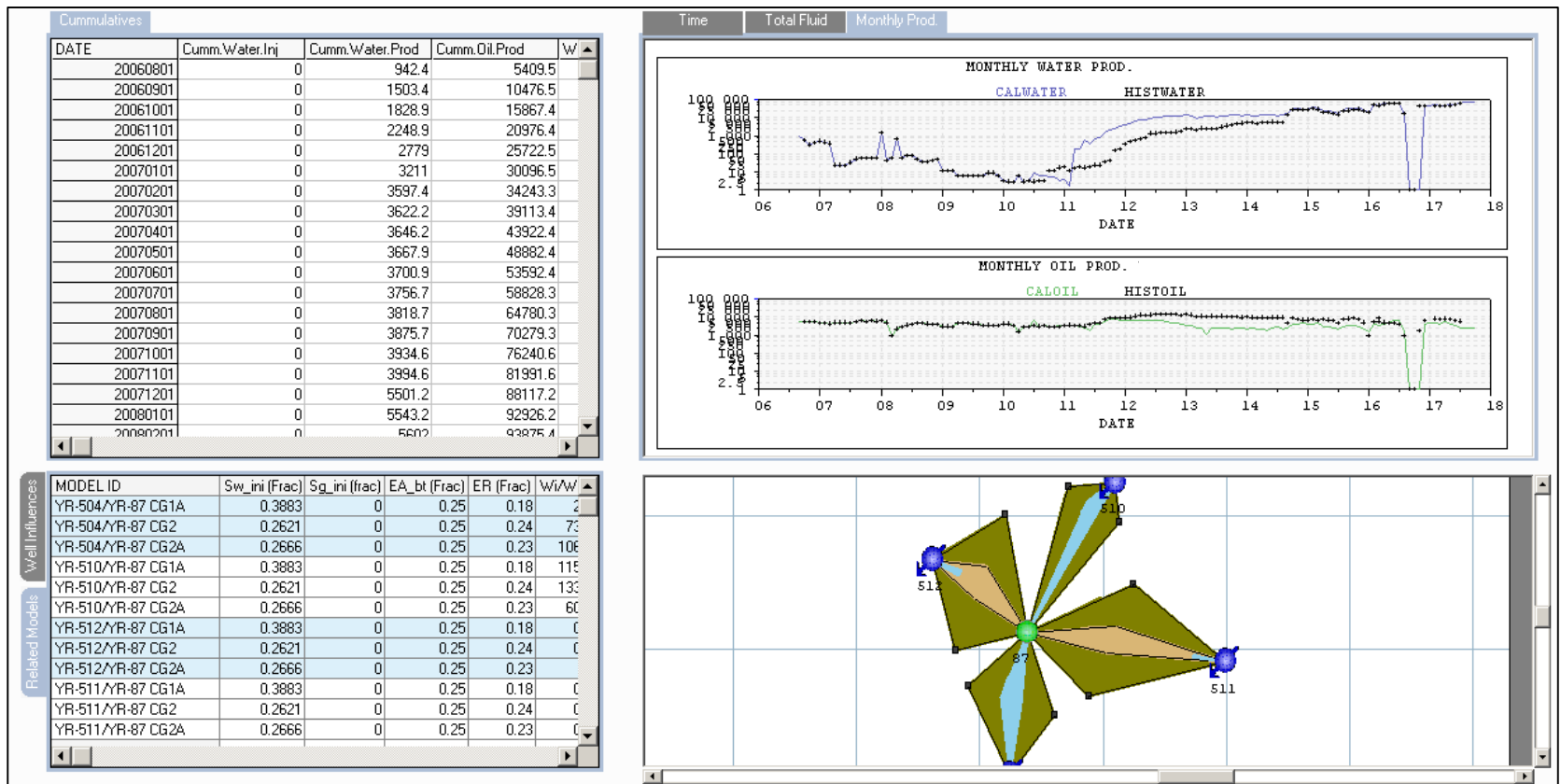
Fuente: Bogotá, Simulador software ASIA, versión 2009.

## POZO D



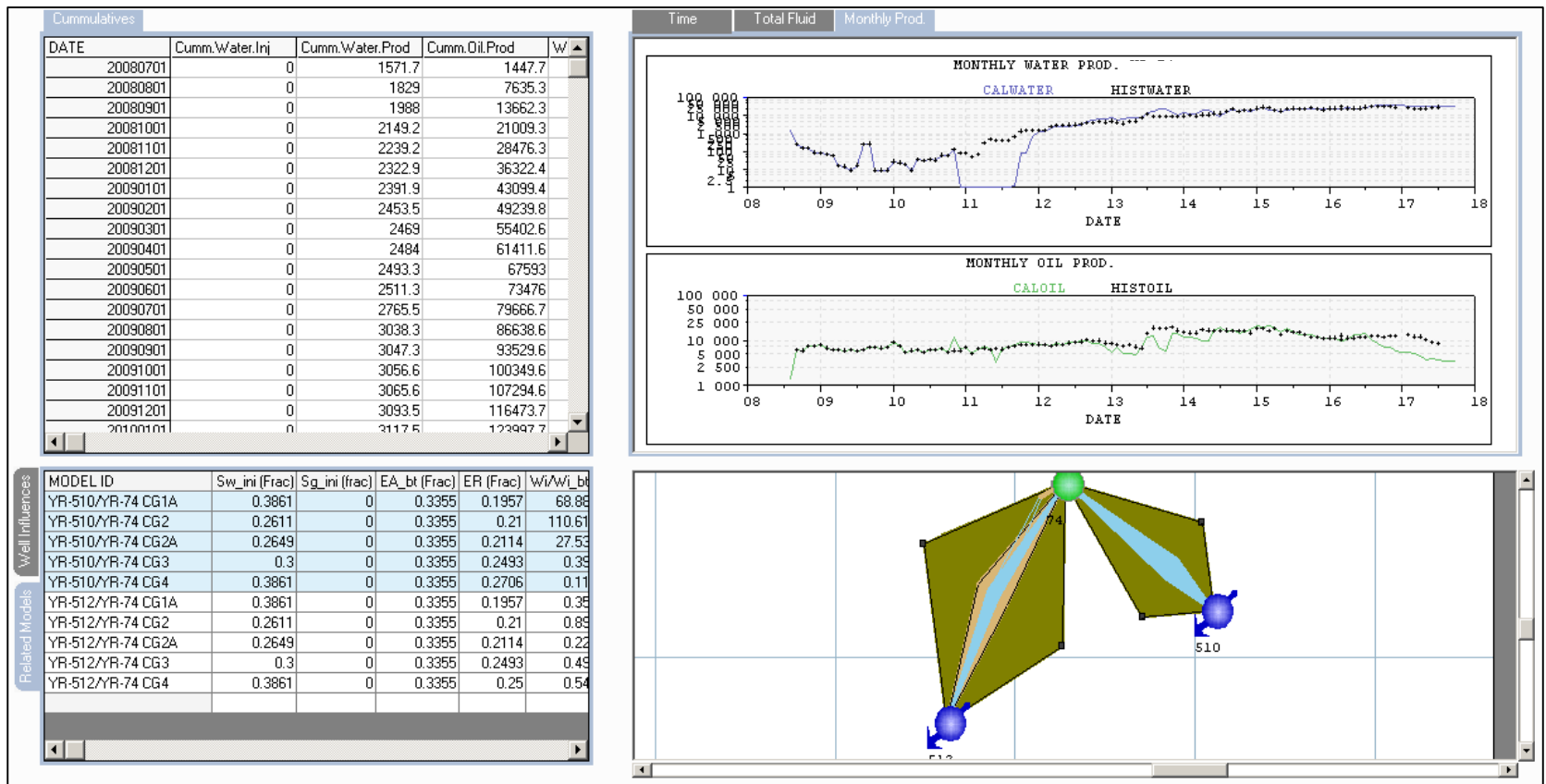
Fuente: Bogotá, Simulador software ASIA, versión 2009.

## POZO E



Fuente: Bogotá, Simulador software ASIA, versión 2009.

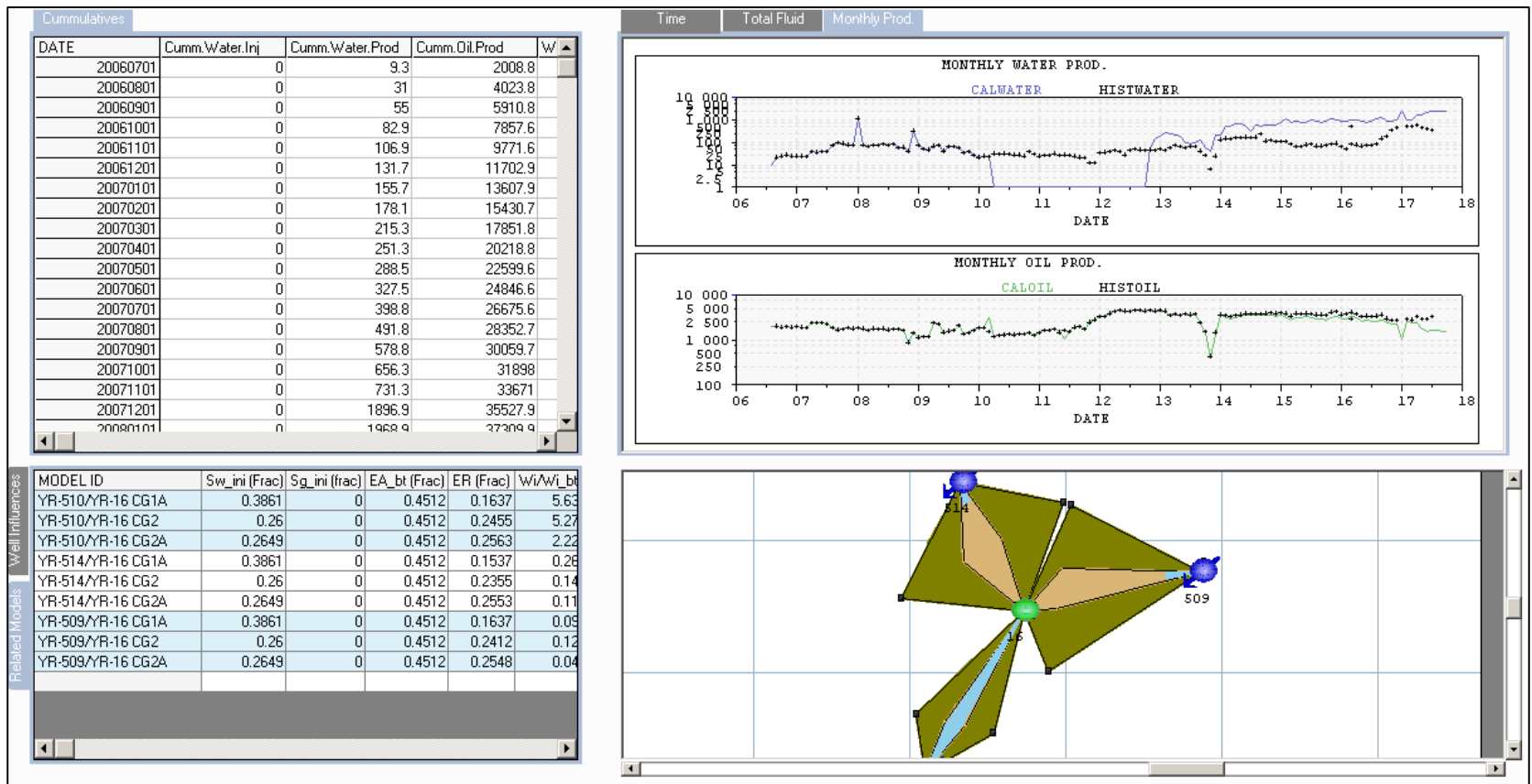
## POZO H



Fuente: Bogotá, Simulador software ASIA, versión 2009.

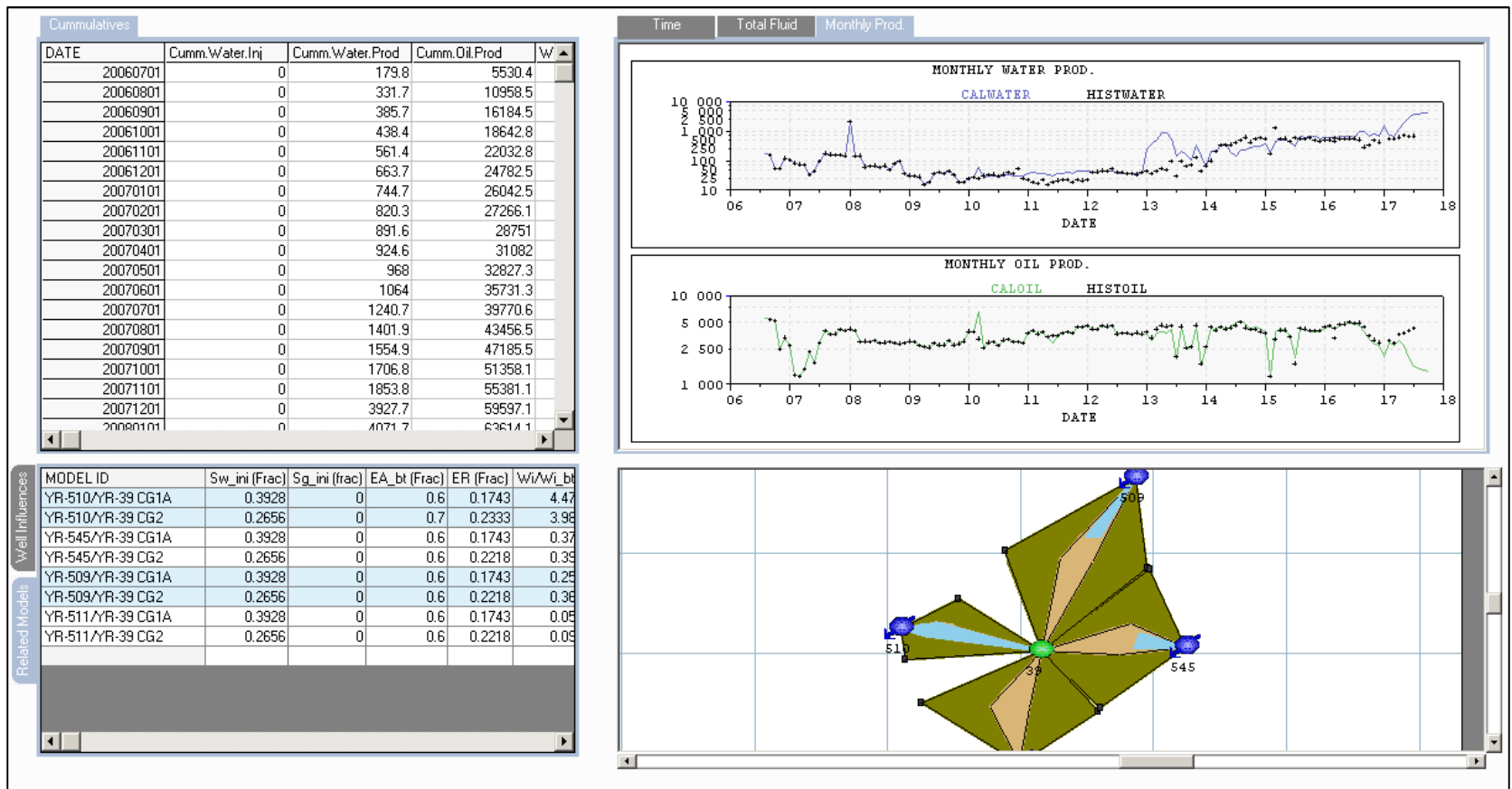


# POZO I



Fuente: Bogotá, Simulador software ASIA, versión 2009.

## POZO G



Fuente: Bogotá, Simulador software ASIA, versión 2009.

**ANEXO G**  
**“SECUENCIA OPERACIONAL”**

<b>PROGRAMA DE INTRVENCIÓN</b>		Pozo:	YR-504	Fecha	Diciembre de 2018																																
<b>MOTIVO DE INTERVENCIÓN</b>		Conformance Químico																																			
<b>PROYECTO- Inyección de geles sellantes, Campo Yarigui - Cantagallo - ECOPETROL</b>																																					
Tiempo de inyección	Presión máxima de inyección	Caudal	Volumen del canal	% Canal a taponar	Volumen del canal a taponar	Concentración promedio	Supervisores																														
12 días	3200 psi	1900 bbl/DC	117880,7	20%	23576	3800	Mauricio G-Jorge Ramos																														
Contactos:		Diana Rocío Ramos																																			
<b>ESQUEMA</b>				<b>PROGRAMA ESTIMADO</b>																																	
<p>El diagrama muestra un pozo con una escala de profundidad en [ftMD] que va de 8000 a 9000. Se indican varias etapas de inyección de geles sellantes (CG) con sus respectivos taponamientos (CG1, CG1A, CG2, CG2A, CG3, CG4, CG5). La etapa CG6 está ubicada en la parte superior del pozo.</p>				<table border="1"> <thead> <tr> <th># Etapa</th> <th>Volumen (bbl)</th> <th>Concentración polímero</th> <th>Relación polímero: entrecruzador</th> <th>Volumen del tratamiento</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>3200</td> <td>3000</td> <td>20:1</td> <td>14%</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>6600</td> <td>3000</td> <td>40:1</td> <td>28%</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>6300</td> <td>4000</td> <td>40:1</td> <td>27%</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>4500</td> <td>4000</td> <td>40:1</td> <td>19%</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>2500</td> <td>6000</td> <td>40:1</td> <td>12%</td> </tr> </tbody> </table>				# Etapa	Volumen (bbl)	Concentración polímero	Relación polímero: entrecruzador	Volumen del tratamiento	1	3200	3000	20:1	14%	2	6600	3000	40:1	28%	3	6300	4000	40:1	27%	4	4500	4000	40:1	19%	5	2500	6000	40:1	12%
# Etapa	Volumen (bbl)	Concentración polímero	Relación polímero: entrecruzador	Volumen del tratamiento																																	
1	3200	3000	20:1	14%																																	
2	6600	3000	40:1	28%																																	
3	6300	4000	40:1	27%																																	
4	4500	4000	40:1	19%																																	
5	2500	6000	40:1	12%																																	
<p>Nota Importante: El presente diseño se realizó con base al estudio técnico realizado en el proyecto de grado; sin embargo, es probable que el diseño presentado deba variar significativamente de acuerdo con estudio de la compañía. Este corresponde a un ejemplo teórico resultado de la investigación realizada, más no a un esquema obligatorio para realizar la implementación del piloto.</p>																																					