

DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA DE MONITOREO Y CONTROL DE LA
CALIDAD DE AGUA EN LA INYECCIÓN DE GELES DE DISPERSIÓN
COLOIDAL EN UN CAMPO UBICADO EN LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR
DEL MAGDALENA.

IVAN CAMILO CASTILLO VARGAS
LAURA CARLOTA MENDOZA ARIAS

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERIAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA QUÍMICA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020

DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA DE MONITOREO Y CONTROL DE LA
CALIDAD DE AGUA EN LA INYECCIÓN DE GELES DE DISPERSIÓN
COLOIDAL EN UN CAMPO UBICADO EN LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR
DEL MAGDALENA.

IVAN CAMILO CASTILLO VARGAS
LAURA CARLOTA MENDOZA ARIAS

Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO QUÍMICO E INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
Rubén Darío Ceballos Guerra
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERIAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA QUÍMICA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020

Nota de aceptación
Ingeniería de Petróleos

Nota de aceptación
Ingeniería Química

Ing. Fernando Londoño
Jurado

Ing. Leonardo Herrera

Bogotá D.C., Febrero del 2020

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCIA-PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUÍS JAIME GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados (E)

Dra. ALEXANDRA MEJIA GUZMAN

Secretaria general

Dra. ALEXANDRA MEJIA GUZMAN

Decano Facultad de Ingenierías

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería Química

Ing. LEONARDO DE JESÚS HERRERA GUTIÉRREZ

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores, el cuerpo docente y la empresa colombiana de petróleos ECOPETROL S.A no son responsables por los criterios de ideas expuestas en el presente documento.

Estos corresponden únicamente a los autores.

AGRADECIMIENTOS

Extendemos en primer lugar un agradecimiento a Dios que nos permitió culminar satisfactoriamente la etapa universitaria con la realización de este proyecto.

A nuestros padres que estuvieron siempre pendientes y dispuestos a colaborarnos en cualquier punto del desarrollo de nuestras carreras.

Le agradecemos al ingeniero Rubén Ceballos y a la Ingeniera Gloria García de Ecopetrol S.A, por su colaboración, compromiso y esmero que permitieron la concepción y el desarrollo de este proyecto.

A la Universidad de América por facilitarnos el uso de sus recursos e instalaciones para el desarrollo del proyecto de grado, en especial medida agradecemos al Ingeniero y Profesor Felipe Corre Mahecha por su dedicación y colaboración durante el desarrollo de la parte experimental.

Mil gracias,

Ing. Laura Mendoza & Ing. Iván Castillo

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	27
INTRODUCCIÓN	28
1. MARCO TEÓRICO	32
1.1 MARCO GEOLÓGICO	32
1.1.1 Geología del petróleo.	32
1.1.2 Columna estratigráfica	33
1.1.3 Geología estructural.	34
1.1.4 Características del yacimiento.	35
1.2 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA (PIA)	35
1.2.1 Generalidades de la planta de inyección de agua (PIA).	35
1.2.2 Descripción de la facilidad de producción.	36
1.2.3 Descripción de la planta de inyección de agua	37
1.2.4 Descripción de Equipos.	40
1.3 RECOBRO QUÍMICO MEJORADO	42
1.3.1 Mecanismos de recobro mejorado (EOR).	42
1.3.2 Heterogeneidad del yacimiento.	43
1.3.3 <i>Conformance</i> .	44
1.3.4 Recobro Mejorado (EOR).	44
1.3.5 Recobro químico mejorado (CEOR).	45
1.3.6 Geles de dispersión coloidal.	46
2. METODOLOGÍA Y DATOS.	59
2.1 REPRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN	59
2.1.1 Gráficos de radar.	59
2.1.1 Gráficos de dispersión.	60
2.1.2 Gráficos de Schoeller.	61
2.1.3 Gráficos de Piper.	63
2.1.4 Gráficos de Durov.	65
2.2 DESARROLLO EXPERIMENTAL	67
2.2.1 Preparación del agua de producción sintética.	67
2.2.1.5 Medición de Turbidez.	69
2.2.1.6 Sólidos totales disueltos.	69
2.2.2 Preparación de los geles de dispersión coloidal	69
2.3 BENCHMARKING	70
3. RESULTADOS	72
3.1 DIAGNÓSTICO ACTUAL E HISTÓRICO DE LA PIA	72
3.1.1 Sólidos Totales Suspendidos (TSS).	72
3.1.2 Grasas y aceites (O/W).	74
3.1.3 Hierro total y oxígeno disuelto.	77
3.1.4 Dureza total y dureza cálcica.	80
3.1.5 Comportamiento del pH	83

3.2 HISTÓRICO DE PARÁMETROS FISICOQUÍMICOS DE LOS CAMPOS QUE ENTRAN A LA PIA	84
3.3 HISTÓRICO HIDROGEOQUÍMICO DEL AGUA DE FORMACIÓN Y PRODUCCIÓN	87
3.3.1 Gráfico de Piper.	87
3.3.2 Gráfico de Durov.	88
3.4 BENCHMARKING	92
3.4.1 Compañías que han implementado CDG exitosamente.	92
3.4.2 Prácticas recomendadas de monitoreo de la calidad de agua para operaciones de recobro químico (CEOR).	94
3.4.3 Parámetros de monitoreo propuestos para una efectiva inyección de geles de dispersión coloidal.	95
3.5 RESULTADOS EXPERIMENTALES	96
3.5.1 Efecto de la variación de cationes.	96
3.5.2 Efecto de la variación aniones.	100
3.5.3 Efecto de la variación del pH.	102
3.5.4 Efecto de la variación de turbidez.	103
3.5.5 Efecto de la variación de la conductividad y sólidos disueltos.	104
3.5.6 Efecto de la variación de la dureza Total.	104
3.5.7 Efecto de la variación de la dureza Cálcica y Magnésica.	105
4. DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.	107
4.1 DISCUSIÓN RESULTADOS OBTENIDOS EN EL DIAGNÓSTICO DE LA PIA.	107
4.1.1 Discusión de contenido de Sólidos Totales Suspendidos	107
4.1.2 Discusión de contenido de grasas y aceites	107
4.1.3 Discusión de presencia de Hierro y Oxígeno disuelto.	111
4.1.4 Discusión de valores de Dureza Total y Dureza Cálcica	111
4.1.4 Discusión de la variación del pH	112
4.2 DISCUSIÓN DEL ANÁLISIS HIDROGEOQUÍMICO	112
4.2.1 Caracterización del agua de formación según el gráfico de Piper.	112
4.2.2 Caracterización del agua de formación según el gráfico de Durov.	114
4.3 DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS PRUEBAS DE LABORATORIO	115
4.3.1 Efecto de los cationes en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.	115
4.3.2 Efecto de los aniones en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.	116
4.3.3 Efecto del pH en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.	116
4.3.4 Efecto de la turbidez en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.	117
4.3.5 Efecto de la conductividad y sólidos totales disueltos en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.	117
4.3.6 Efecto de la dureza total, dureza cálcica y dureza magnésica en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.	118

4.4	METODOLOGÍA DE MONITOREO Y CONTROL DE LA CALIDAD DEL AGUA DE PRODUCCIÓN PARA LA INYECCIÓN DE CDG	118
4.4.1	Puntos De Control.	118
4.4.2	Frecuencias De Medición.	119
4.4.3	Parámetros De Control	119
5.	CONCLUSIONES	133
6.	RECOMENDACIONES	135

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.	33
Figura 2. Mapa geológico simplificado de la subcuenta de Neiva	34
Figura 3. Ubicación de la Batería PIA.	36
Figura 4. Diagrama de proceso de la facilidad de producción.	37
Figura 5. Diagrama de proceso de la planta de inyección de agua.	38
Figura 6. Variaciones de la permeabilidad en un yacimiento del mar del norte.	44
Figura 7. Clasificación de las técnicas de recuperación de petróleo.	45
Figura 8. Estructura molecular del PAM y HPAM.	47
Figura 9. Representación del efecto de la salinidad en la conformación del HPAM	48
Figura 10. a) Molécula HPAM, b) Reacción intramolecular y c) Reacción intermolecular.	52
Figura 11. Efecto de la temperatura en la degradación del HPAM (31%)	55
Figura 12. Efecto de la presencia de cationes en la reducción de viscosidad.	58
Figura 13. Representación de cationes/aniones y parámetros de calidad de agua en gráficos de radar.	60
Figura 14. Representación de los principales cationes en el agua de producción en gráficos de dispersión.	61
Figura 15. Representación de las concentraciones relativas de aniones y cationes con el gráfico de Schoeller.	63
Figura 16. Principales especies químicas presentes en aguas subterráneas.	63
Figura 17. Procedimiento propuesto para graficar el Diagrama de Durov en Spotfire ® a partir de la información suministrada.	64
Figura 18. Diagrama Histórico de Piper generado para el campo A.	65
Figura 19. Procedimiento para la construcción del diagrama de Durov con la metodología propuesta.	66
Figura 20. Puntos de medición del agua de producción de la PIA	119

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 2. Porcentaje de participación de cada fuente en el total.	40
Gráfica 3. Comportamiento histórico de TSS a la salida del FWKO de la PIA.	72
Gráfica 4. Comportamiento histórico de TSS en la línea de inyección de la PIA.	73
Gráfica 5. Comportamiento histórico de la eficiencia de remoción de TSS en la PIA.	74
Gráfica 6. Comportamiento histórico de o/w a la salida del FWKO de la PIA.	75
Gráfica 7. Comportamiento histórico de o/w en la línea de inyección de la PIA.	76
Gráfica 8. Comportamiento histórico de la eficiencia de remoción de o/w en la PIA.	77
Gráfica 9. Comportamiento secuencial del contenido de hierro en los distintos equipos de la PIA.	78
Gráfica 10. Comportamiento secuencial del contenido de oxígeno disuelto en los distintos equipos de la PIA.	79
Gráfica 11. Comportamiento secuencial de la dureza total en los distintos equipos de la PIA.	81
Gráfica 12. Comportamiento secuencial de la dureza cálcica en los distintos equipos de la PIA.	82
Gráfica 13. Comportamiento secuencial del pH en los distintos equipos de la PIA.	83
Gráfica 14. Diagrama de Piper de los Campos que entran a la PIA.	89
Gráfica 15. Diagrama de Durov de los Campos que entran a la PIA.	90
Gráfica 16. Efecto de la presencia de estroncio en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.	97
Gráfica 17. Efecto de la presencia de bario en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.	98
Gráfica 18. Efecto de la presencia de calcio en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.	98
Gráfica 19. Efecto de la presencia de magnesio en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.	99
Gráfica 20. Efecto de la presencia de potasio en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.	100
Gráfica 21. Efecto de la presencia de sulfatos en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.	100

Gráfica 22. Efecto de la presencia de carbonatos en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.	101
Gráfica 23. Efecto de la presencia de cloruros en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.	102
Gráfica 24. Efecto del pH en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.	102
Gráfica 25. Efecto de la turbidez en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.	103
Gráfica 26. Efecto de la conductividad y TDS en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.	104
Gráfica 27. Efecto de la Dureza Total en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.	105
Gráfica 28. Efecto de la Dureza Cálcica en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.	106
Gráfica 29. Efecto de la Dureza Magnésica en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.	106
Gráfica 30. Comportamiento secuencial de la concentración de sólidos totales sedimentables en los equipos.	109
Gráfica 31. Comportamiento secuencial de la concentración de grasas y aceites en los equipos.	110

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 2. Caudales de agua de producción que entran a la PIA.	39
Tabla 3. Factores de conversión de ppm a meq/l para las principales especies químicas monitoreadas.	62
Tabla 4. Composición de la salmuera sintética.	67
Tabla 5. Composiciones alcanzadas en el laboratorio para las salmueras preparadas.	68
Tabla 6. Concentraciones de compuestos de la salmuera sintética.	70
Tabla 7. Eficiencia del proceso en remoción de sólidos totales	74
Tabla 8. Eficiencia del proceso en remoción de grasas y aceites	76
Tabla 9. Promedio histórico de parámetros de calidad de agua de producción por campo.	85
Tabla 10. Promedio histórico de cationes del agua de producción por campo	86
Tabla 11. Promedio histórico de aniones del agua de producción por campo	87
Tabla 12. Clasificación de las aguas de formación y/o producción de los campos que entran a la PIA según el método gráfico.	91
Tabla 13. Comparación de los proyectos de CDG del mundo con el Campo A.	93
Tabla 14. Parámetros mandatorios a ser monitoreados.	96
Tabla 15. Retención de viscosidad a 0.2 y 8 s ⁻¹ vs cantidad de Fe ²⁺ y oxígeno disuelto O ₂ .	111

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 2. Tipos de geles formados a partir del HPAM.	50
Cuadro 3. Resultados del benchmarking	94
Cuadro 4. Resultados del Benchmarking sobre el control de la calidad del agua de producción	95
Cuadro 5. Criterios para la asignación de frecuencias de medición	119
Cuadro 6. Metodología de monitoreo y control propuesta.	120

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 2. Relación de movilidad.	46
Ecuación 3. Determinación de dureza total.	68
Ecuación 4. Determinación de dureza cálcica.	69
Ecuación 5. Determinación de reducción de viscosidad	70
Ecuación 6. Correlación para el cálculo del ión Calcio	132
Ecuación 7. Correlación para el cálculo del ión Magnesio	132
Ecuación 8. Correlación para el cálculo del ión Estroncio	132
Ecuación 9. Correlación para el cálculo del ión Potasio	132

LISTA DE DIAGRAMAS

	pág.
Diagrama 1. Muestreo	122
Diagrama 2. Medición pH	123
Diagrama 3. Medición de oxígeno disuelto.	124
Diagrama 4. Medición Dureza Total	125
Diagrama 5. Medición Dureza Cálcica y cálculo de Dureza Magnésica	126
Diagrama 6. Medición de sulfatos	127
Diagrama 7. Medición Bario	128
Diagrama 8. Medición Carbonatos y bicarbonatos	129
Diagrama 9. Medición de cloruros	130
Diagrama 10. Medición de Hierro	131

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Ejemplo del procedimiento diagrama Piper	145
Anexo B. Gráficos de Piper y Durov	149
Anexo C. Datos estadísticos por campo que entran a la PIA	169
Anexo D. Procedimiento experimental	198
Anexo E. Diagramas Piper y Durov por formación	199

LISTA DE ABREVIATURAS

°C: grados Celsius.
°F: grados Fahrenheit.
API: Instituto Americano del Petróleo.
BFPD: barriles de fluido por día.
BOPD: Barriles de petróleo por día.
BSW: Sedimentos y agua.
BWPD: barriles de agua por día.
CDG: gel de dispersión coloidal.
CEOR: recobro químico mejorado.
cP: centipoises.
EDTA: ácido etilendiaminotetraacético.
EOR: recobro mejorado de petróleo.
FWKO: Free water knock out.
g: gramos.
GDH: Gerencia de operaciones de desarrollo de producción Huila Tolima.
HC: Hidrocarburos.
HPAM: Poliacrilamida parcialmente hidrolizada.
H₂S: Sulfuro de hidrogeno.
l: litro.
M: Molaridad.
m³: metros cúbicos.
MBIs: millones de barriles.
MBPE: millones de barriles de petróleo equivalente.
meq: mili equivalente gramo.
mg: miligramos.
N: Normalidad.
NET: Negro de ericromo T.
OOIP: original oil in place.
PAM: poliacrilamida.
PC/BI: pies cúbicos por barril.
PEO: oxido polietileno.
PIA: planta de inyección de agua.
ppm: partes por millón.
pptb: libras por cada mil barriles.
psi: libras por pulgada cuadrada.
PVA: polivinilo alcohol.
px: Pixeles.
TOC: Carbono orgánico total.
TSS: Solidos totales suspendidos.
VSM: Valle Superior del Magdalena.
WO: workover.
WS: Well services.

GLOSARIO

AGUA CONNATA: es el agua atrapada en los poros de una roca durante la formación de la misma. La composición del agua connata puede cambiar a través del tiempo y de los cambios que la misma roca experimente¹.

AGUA DE INYECCIÓN: agua inyectada al yacimiento con el fin de mantener la presión del mismo o desplazar los fluidos almacenados en el reservorio².

AGUA DE PRODUCCIÓN: es el término utilizado para describir el agua proveniente del yacimiento mediante la producción de un pozo de petróleo o gas. Las características del agua de producción según el yacimiento y los procesos a los que esta ha sido sometida.³

AGUA LIBRE: en producción de hidrocarburos, el agua libre es aquella que se separa fácilmente por el efecto de la gravedad. El agua que no es separada como agua libre queda como fase dispersa formando una emulsión con el petróleo remanente⁴.

ANIÓN: ion cargado negativamente.

ARENISCAS: roca sedimentaria de textura detrítica, compuesta por granos de tamaño mediano de 0.0625mm a 2mm; principalmente está compuesta por partículas de cuarzo, feldespatos y otros minerales⁵.

BUZAMIENTO: es la magnitud de la inclinación de un plano con respecto a una proyección horizontal⁶.

CALIZAS: roca sedimentaria de textura densa afanítica, con tamaño de grano mayor a 2mm y compuesto en su mayoría por carbonato de calcio de origen

¹ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Connate Water. [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/connate_water.aspx

² SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Injection water. [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/i/injection_water.aspx

³ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Produced Water. [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/produced_water.aspx

⁴ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Free Water. [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/free_water.aspx

⁵ CASTILLO VARGAS, Iván Camilo. Evaluación técnico-financiera de la sarta de varilla hueca implementada para el sistema de levantamiento de bombeo de cavidades progresivas en el pozo-a del campo Yaguará (Trabajo de grado). Bogotá: Fundación Universidad de América, 2018.

⁶ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Dip [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/dip.aspx>

biogénico; los hidrocarburos que se almacenan en este tipo de roca se denominan yacimientos naturalmente fracturados⁷.

CAMPO PETROLERO: es el área delimitada en superficie que abarca en el subsuelo uno o más yacimientos petrolíferos⁸.

CATIÓN: ion cargado positivamente.

COEFICIENTE DYSTRA PARSONS: es una medida de la heterogeneidad del yacimiento en cuanto a la variación de la permeabilidad, el cual se calcula como uno menos la relación entre la probabilidad del 84.1% de tener un mayor valor de permeabilidad y el valor medio de permeabilidad⁹.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: es la representación gráfica de la sucesión vertical de las rocas depositadas en un área determinada, la cual incluye en ocasiones edades relativas, mineralogía y contenidos fósiles.

CONDUCTIVIDAD: es la capacidad de una sustancia para permitir el flujo de electricidad. En análisis de aguas, es una propiedad utilizada para estimar la cantidad de sólidos totales disueltos presentes en una muestra. Se reporta generalmente en mS/cm.

CORTE DE AGUA: es la relación entre el volumen de agua producida y el volumen total de fluidos producidos del yacimiento, expresado en porcentaje. El valor del corte de agua puede ser considerable en yacimientos con empuje de acuífero activo o inyección de agua¹⁰.

CUENCA SEDIMENTARIA: es un área deprimida en la corteza terrestre formada por actividad de las placas tectónicas en donde los sedimentos logran depositarse y acumularse¹¹.

DIAGRAMA TERNARIO: representación gráfica de las concentraciones de un sistema con tres componentes. Debido a que la suma del porcentaje de cada

⁷ CASTILLO VARGAS, Iván Camilo. Op. Cit.

⁸COLOMBIA. Ministerio de Minas y Energía. Decreto 1895. (15, septiembre, 1973). Por el cual se dictan las normas sobre exploración y explotación de petróleo y gas. En: Presidencia de la república de Colombia. Bogotá D.C. 1973. 1 p.

⁹ PETROWIKI. [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://petrowiki.org/Vertical_displacement_in_a_waterflood

¹⁰ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Water cut [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/w/water_cut.aspx

¹¹SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Sedimentary basin [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/sedimentary_basin.aspx

componente es normalizada, cualquier composición puede ser representada en un espacio triangular¹².

DIVERGENCIA: efecto mediante el cual se logra asegurar una distribución uniforme del fluido inyectado al yacimiento¹³.

DUREZA CALCICA: es la medida de la concentración del ion divalente Ca^{+2} presente en el agua, expresada en su equivalencia en miligramos de carbonato de calcio sobre litros de solución. Se determina mediante titulación con solución buffer e indicador NET⁵.

DUREZA MAGNESICA: es la medida de la concentración del ion divalente Mg^{+2} presente en el agua, expresada en su equivalencia en miligramos de carbonato de calcio sobre litros de solución⁵. Se determina como la resta entre la dureza total y la dureza cálcica.

DUREZA TOTAL: es la medida de los iones divalentes disueltos en el agua, principalmente Ca^{+2} y Mg^{+2} , expresada en su equivalencia en miligramos de carbonato de calcio sobre litros de solución. La equivalencia de la dureza total es 2.5 ppm de Ca^{+2} es igual a 1 ppm de CaCO_3 , por su parte 4.12ppm de Mg^{+2} equivale a 1 ppm de CaCO_3 ¹⁴. Se determina mediante titulación con solución EDTA e indicador murexida.

EFICIENCIA DE BARRIDO: es la medida de la eficiencia de un proceso de recuperación mejorada que depende del volumen del yacimiento que ha sido contactado por el fluido inyectado.

ESTRATIGRAFÍA: es el estudio de la historia, composición, edad y distribución de los distintos estratos terrestres, cuya interpretación ayuda a comprender la historia geológica del planeta tierra¹⁵.

FACILIDAD DE PRODUCCIÓN: instalación en superficie que posee una serie de equipos que recolectan, separan, tratan, almacenan y bombean fluidos producidos de uno o varios yacimientos.

¹² SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Ternary diagram [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/t/ternary_diagram.aspx

¹³ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Diversion [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/diversion.aspx>

¹⁴ BOYD C., E. Total Hardness. En: Quality. Springer, Cham. [En línea]. [Consultado 9, noviembre, 2019] Disponible en: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-17446-4_9

¹⁵SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Stratigraphy [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/stratigraphy.aspx>

FACTOR DE RECOBRO: es la relación entre el volumen de hidrocarburos producidos y el volumen de hidrocarburos almacenado inicialmente en el yacimiento, expresado en porcentaje¹⁶.

FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO: fluido libre de sólidos utilizado en operaciones de servicio o acondicionamiento de pozos. Este fluido es bombeado al pozo con el fin de facilitar las operaciones previas a la puesta de producción del mismo, generalmente con el fin de controlar la presión del pozo sin ocasionar ningún daño al yacimiento¹⁷.

FORMACIÓN: se considera la unidad fundamental de la litoestratigrafía. Cuerpo de roca que es lo suficientemente distinto a las rocas adyacentes y continuas que permite ser geológicamente correlacionado geológicamente.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: compuestos y procesos geológicos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos en el subsuelo, entre los cuales se encuentran: roca madre, migración, roca almacén, roca sello y trampa¹⁸.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: compuestos geológicos que componen la estructura de almacenamiento de los yacimientos petrolíferos.

HETEROGENEIDAD: es la propiedad de un yacimiento que hace referencia a la variación de las propiedades de las rocas a nivel vertical o areal en el yacimiento. Las propiedades que pueden variar su valor según la ubicación en el yacimiento son: porosidad, permeabilidad vertical, permeabilidad horizontal, saturación, mineralogía, contenido de materia orgánica y fracturas¹⁹.

HIDROCARBUROS: compuesto orgánico compuesto principalmente por hidrogeno y carbono²⁰.

¹⁶ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Recovery Factor [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/recovery_factor.aspx

¹⁷ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Completion fluid [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/completion_fluid.aspx

¹⁸ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Petroleum system [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/petroleum_system.aspx

¹⁹ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Heterogeneity [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/h/heterogeneity.aspx>

²⁰ WIKIPEDIA. Hydrocarbon [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://en.wikipedia.org/wiki/Hydrocarbon>

HIDROGEOQUIMICA: ciencia que se encarga del estudio de la química de aguas subterráneas y superficiales, enfocándose en la relación entre las características químicas y calidad del agua con la geología regional²¹.

LUTITAS: roca sedimentaria prácticamente impermeable de grano fino formada por partículas de grano fino menor a 0.0625mm. Las lutitas pueden albergar gran cantidad de materia orgánica lo que las hace rocas generadoras potenciales y en donde actualmente se producen los yacimientos de roca generadora, shale gas y shale oil.

MIGRACIÓN: es el proceso por el cual los hidrocarburos generados en la roca madre son expulsados y migran a una roca almacén donde son almacenados gracias a la presencia de una roca sello y una trampa²².

MOJABILIDAD: es la preferencia de una roca de estar en contacto con un fluido, conocido como fase mojante, en presencia de otra u otras. Generalmente las rocas de los yacimientos se encuentran mojadas al agua permitiendo que el petróleo fluya de manera preferencial²³.

MOVILIDAD: se define como el producto entre la permeabilidad efectiva de una fase y su respectiva viscosidad²⁴.

PERMEABILIDAD: es la propiedad de una roca de permitir el paso de un fluido a través de sus poros interconectados, generalmente medida en darcys o milidarcys. La permeabilidad puede ser absoluta, efectiva o relativa²⁵.

PETROLEO: es una compleja mezcla de hidrocarburos líquidos y otros compuestos, como el azufre, oxígeno, nitrógeno y metales, de origen natural que puede ser encontrado en yacimientos en el subsuelo²⁶.

pH: es la medida del potencial del ion hidrogeno presente en una solución, el cual se calcula como el logaritmo en base 10 de la concentración de hidrogeno medida

²¹ WIKTIONATY. Hydrogeochemistry [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://en.wiktionary.org/wiki/hydrogeochemistry>

²² SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Migration [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/m/migration.aspx>

²³ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Wettability [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/w/wettability.aspx>

²⁴ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Mobility [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/m/mobility.aspx>

²⁵ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Permeability [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/permeability.aspx>

²⁶ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Petroleum [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/petroleum.aspx>

en mol sobre litro. La escala de pH varia de 0 a 14, donde los valores menores a siete son considerados ácidos y superiores a este como básicos²⁷.

PLANTA DE INYECCIÓN: facilidad especializada en el tratamiento del agua de producción o captación de campos petroleros, con el fin de dejarla en óptimas condiciones para ser inyectada a los yacimientos como mecanismo de recuperación mejorada.

POROSIDAD: es la relación entre el volumen poroso y el volumen total de una roca, representada en porcentaje. La porosidad absoluta considera todos los poros de la roca, mientras que la porosidad efectiva considera únicamente los poros que se encuentran interconectados²⁸.

POZO: estructura perforada desde superficie cuyo objetivo es una formación de interés en el subsuelo. Los pozos productores tienen como objetivo producir hidrocarburos desde el yacimiento a superficie, mientras que un pozo inyector tiene como objetivo inyectar fluidos desde la superficie al yacimiento.

RECOBRO PRIMARIO: se considera al mecanismo de producción primario en el yacimiento en donde la energía natural del reservorio, en forma de: gas en solución, empuje por acuífero activo, expansión de la roca y los fluidos, empuje por gravedad o empuje de capa de gas original, expulsa los fluidos del yacimiento directamente a los pozos productores y a la superficie por medio del diferencial de presión²⁹.

RECOBRO SECUNDARIO: es la segunda etapa de la producción de hidrocarburos donde un fluido externo como agua o gas es inyectado al yacimiento a través de pozos inyectores que están conectados directamente con el yacimiento y los pozos productores. Este tipo de recuperación se realiza con el fin de mantener la presión del yacimiento y empujar los hidrocarburos remanentes a los pozos productores y a superficie³⁰.

RECOBRO TERCIARIO: es la tercera etapa de producción de hidrocarburos donde se utilizan técnicas que modifican las propiedades del yacimiento o de los fluidos. Entre estas técnicas se pueden resaltar el recobro térmico (TEOR), el recobro químico (CEOR), inyección de gases inmiscibles e inyección de microorganismos

²⁷ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: PH [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/ph.aspx>

²⁸ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Porosity [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/porosity.aspx>

²⁹ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Primary recovery [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/primary_recovery.aspx

³⁰ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Secondary recovery [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/secondary_recovery.aspx

(MEOR). Este término ha sido reemplazado en la actualidad por recobro mejorado, el cual involucra el recobro secundario y el terciario³¹.

RELACIÓN DE MOVILIDAD: se define como la relación entre la movilidad de la fase desplazante y la movilidad de la fase desplazada³². En este proyecto la fase desplazante hace referencia al agua y la fase desplazada hace referencia al petróleo.

RESERVAS: es el volumen de hidrocarburos a condiciones de superficie que es técnicamente posible de producir y económicamente rentable.

ROCA GENERADORA: comúnmente conocida como roca madre, es una roca rica en materia orgánica que bajo las condiciones de presión, temperatura y tiempos suficientes permite la generación de hidrocarburos³³.

ROCA SELLO: cuerpo rocoso impermeable que forma una barrera o capa sobre o alrededor de la roca almacén que impide que los fluidos migren a otras formaciones³⁴.

SALINIDAD: se refiere a la cantidad de sal disuelta en un cuerpo de agua, medida en gramos de sal sobre kilogramos de agua. Esta propiedad es usada comúnmente para clasificar cuerpos de agua en agua dulce (<0.05%), agua fresca (0.05%-3%), agua salada (3%-5%) y salmuera (5%-28%)³⁵.

SALMUERA: es agua que contiene sales en solución, como cloruro de sodio, cloruro de calcio, cloruro de magnesio, entre otras. Se suele denominar al agua de producción de los campos petroleros como salmuera, debido al gran contenido de sales disueltas de distintos tipos que posee.

SATURACIÓN RESIDUAL: es la fracción del volumen poroso ocupada por el petróleo al final de un proceso de desplazamiento que usa un fluido desplazante³⁶.

³¹ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Tertiary recovery [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/t/tertiary_recovery.aspx

³² SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Mobility ratio [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/m/mobility_ratio.aspx

³³ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Source rock [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/source_rock.aspx

³⁴ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Seal [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/seal.aspx>

³⁵ WIKIPEDIA. Salinity [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://en.wikipedia.org/wiki/Salinity>

³⁶ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Residual oil saturation [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/residual_oil_saturation.aspx

SATURACIÓN: es la relación del volumen del fluido, bien sea agua, gas o petróleo, y el volumen poroso de la roca.

TEA: equipo destinado a la disposición de gases, principalmente metano, a la atmosfera mediante la combustión del mismo. Este equipo es utilizado cuando la cantidad de gas producido en un campo petrolero no es lo suficientemente rentable para ser aprovechado.

TRAMPA: conjunto de rocas cuya forma y configuración permite contener hidrocarburos y evitar su migración a otras formaciones. Las trampas pueden ser estructurales, en donde las formaciones están falladas o plegadas, o estratigráficas donde los tipos de roca cambian y así mismo sus propiedades³⁷.

TURBIDEZ: es la medida de la perdida de transparencia o color de una muestra de agua debido a la presencia de sólidos u otros constituyentes. Se mide con un turbidímetro el cual hace incidir un haz de luz a la muestra de agua y mide cuanto se distorsiona, con respecto a una muestra totalmente transparente. Se reporta en NTU, o unidad nefelometrica de turbidez³⁸.

UNIDAD DE FLUJO: volumen de roca que comparte las mismas características de flujo como porosidad, permeabilidad horizontal y permeabilidad vertical³⁹.

VISCOSIDAD: es una propiedad intrínseca de los fluidos que indica la resistencia de los mismos a fluir. Se define como la relación entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte, medida en centipoises cP⁴⁰.

YACIMIENTO: cuerpo rocoso que posee la suficiente permeabilidad y porosidad para almacenar y transportar hidrocarburos. Las rocas sedimentarias como las areniscas o las calizas, son las que conforman comúnmente los yacimientos de hidrocarburos⁴¹.

³⁷ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Trap [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/t/trap.aspx>

³⁸ LENNTECH. Water Treatment. [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.lennotech.es/turbidez.htm>

³⁹ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Flow unit [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/flow_unit.aspx

⁴⁰ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Viscosity [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/v/viscosity.aspx>

⁴¹ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Reservoir [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/reservoir.aspx>

RESUMEN

En el desarrollo de la metodología de monitoreo y control de la calidad del agua de producción empleada en la inyección de geles de dispersión coloidal (CDG), se analizaron las caracterizaciones históricas del agua de producción del Campo A desde el año 2009 hasta la actualidad por medio del programa desarrollado titulado "*Intelligent Water Management for CEOR Operations*". Con este programa se logró obtener las tendencias, los valores máximos y mínimos en los parámetros de salinidad, hierro, pH, dureza, oxígeno disuelto, entre otros, junto con el análisis hidrogeoquímico del agua, diagnosticando el estado actual del agua de producción y los porcentajes de reducción de las propiedades en el tratamiento aplicado en la Planta de Inyección (PIA). Por medio de un benchmarking de los procesos de monitoreo y control realizados por ECOPETROL, YPF y CNPC se seleccionaron las frecuencias de medición para los parámetros del agua y los puntos de control. Mediante el desarrollo experimental se evaluaron los límites máximos de los parámetros mencionados del agua de producción, tomando como variable de respuesta el porcentaje de reducción de la viscosidad de la solución de CDG; siendo el catión magnesio el que mayor porcentaje de reducción presentó y se establecieron los siguientes límites operacionales: 1480 ppm de dureza total, 1020 ppm de dureza cálcica, 36 ppm para sulfatos, 990 ppm para carbonatos, 54 ppm para Bario, 9800 ppm de cloruros, 500 ppm para calcio, 100 ppm de magnesio, 32 ppm para estroncio, 110 ppm de potasio, pH menor a 8, oxígeno disuelto 32 ppb y 225 ppb en contenido de hierro. De esta forma, se establece la metodología de monitoreo y control para lograr la formación de la solución e CDG en el Campo A.

Palabras Claves: Agua de producción, Gel de dispersión Coloidal, Calidad del agua, monitoreo de agua.

INTRODUCCIÓN

El campo A, descubierto en 1969, ubicado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena alcanzó una tasa máxima de 6500 BOPD en 1980 por recobro primario y en el año de 1988 una producción de petróleo de 9850 BOPD por inyección de agua periférica. Sin embargo, presentó un aumento significativo en el corte de agua acompañado con una disminución de la producción de petróleo, debido principalmente a la heterogeneidad del yacimiento y a una relación de movilidad desfavorable. Debido a esto Ecopetrol empezó a buscar estrategias de desarrollo que permitiera optimizar la recuperación de petróleo. Los geles reticulados o conocidos como geles de dispersión coloidal (CDG) fueron seleccionados después de realizar un estudio detallado del yacimiento, implementado así, el primer piloto en Colombia de dicha técnica en el 2011, obteniendo resultados favorables donde se destaca el aumento de la producción en 250%, el incremento del factor de recobro en 8% y disminución en el corte de agua en 10%, el cual ha pasado a la fase de expansión a escala de campo.

Para esta fase, el agua empleada para la inyección de CDG proviene de la Planta de Inyección de Agua (PIA), en la cual converge agua producida de diversos campos adjuntos, por lo que es crucial realizar un correcto acondicionamiento y monitoreo del agua a inyectar, con el fin de cumplir con los parámetros requeridos para evitar la degradación del polímero y conseguir el aumento de viscosidad esperado, debido a que ello puede generar alteraciones en las propiedades del polímero.

Con este proyecto se busca, mediante un plan de monitoreo y control, establecer las medidas y parámetros de calidad de agua que se deben tener en cuenta en el desarrollo del proyecto de CDG en el Campo, y de esta manera, garantizar un resultado satisfactorio en la aplicación de esta técnica. Lo cual conllevará al aumento del factor de recobro, al aumento de la producción de petróleo y así mismo incorporar reservas de hidrocarburos.

El proyecto tiene por objetivo general desarrollar una metodología de monitoreo y control de la calidad de agua en la inyección de geles de dispersión coloidal (CDG) en un campo ubicado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM). El cual se logrará por medio de los siguientes objetivos específicos: describir las generalidades del Campo A, describir las consideraciones de la técnica de recobro mejorado por inyección de CDG, evaluar el estado actual e histórico del agua utilizada para la inyección de CDG en el campo, realizar un "Benchmarking" de las mejores prácticas para monitoreo y control de calidad del agua usada en la inyección de CDG, evaluar experimentalmente los límites de los parámetros que debe cumplir el agua de inyección, para ser usada en la inyección de CDG y diseñar un programa de monitoreo y control de los parámetros de agua de inyección con base a los resultados encontrados.

El Campo A está localizado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, en la subcuenca de Neiva a 15 km al norte de Neiva y 295 km de la ciudad de Bogotá. Este campo junto con otros 21 son operados por la Gerencia de Operaciones y Desarrollo de Producción Huila-Tolima (GDH) de la empresa Ecopetrol S.A.

En 1969 se perforó el primer pozo del Campo (Pozo A-1), el cual tuvo una producción inicial de 154 BFPD y 6% de BSW. En 1973 se habían perforado hasta el momento 3 pozos y en 1974 inició el desarrollo del campo. Para el año de 1980 se habían completado un total de 18 pozos alcanzando una producción de 6500 BOPD. Durante el periodo comprendido entre 1984 y finales de 1985 se realizaron trabajos de recañoneo, limpieza, estimulaciones y perforación de pozos que dio como resultado el aumento de la producción hasta 7100 BOPD.

El mecanismo de producción original del yacimiento es gas en solución y acuífero débil, lo que conllevó, a que la presión inicial disminuyera alrededor de un 60%. Por tal motivo, en diciembre de 1985 se implementó el programa de inyección periférica de agua mediante el Pozo A-21, con el fin de dar soporte a la presión del yacimiento y como mecanismo de recobro de secundario. Para el segundo semestre de 1986 se habían perforado un total de ocho pozos inyectores.

Entre junio de 1987 y junio de 1988 se obtuvo la mayor tasa de producción del Campo con valores mayores a 9000 BOPD. El corte de agua antes de la inyección era del 30% y aumentó hasta 96% después de iniciada la inyección. La relación Gas/Aceite se ha mantenido constante durante toda la historia del campo entre 200 y 300 PC/BI.

En el año de 1994 Ecopetrol recibió las operaciones del campo, el cual a lo largo de los primeros 28 años estuvo bajo las operaciones de Tennessee-Intercol, Petrocol-Colbras, Tenneco-Hocol y Hocol-Shell.

El 9 de junio de 2011 inicio el piloto de recobro mejorado con inyección de CDG en el Campo A. Según Castro y Maya⁴² se realizó una inyección de 1500 BPWD a una concentración de 400 ppm de polímero y relación polímero/entrecruzador de 40:1 en el Pozo A-3. Lo anterior generó un aumento de la producción de petróleo de 250% y la disminución de los cortes de producción de agua en los pozos de primera línea del 10%, obteniendo en el primer año un aumento del 1% en el factor de recobro. Basado en los resultados obtenidos en el piloto, se inició la fase de expansión de este que contemplo la aplicación de dicha tecnología en tres pozos adicionales.

⁴² MAYA, Gustavo y CASTRO GARCÍA, Rubén Hernán. Diseño, ejecución y monitoreo y expansión de un proceso EOR mediante la inyección de geles de dispersión coloidal. En: Petrotecnia, 2013.

Según Ecopetrol⁴³, para el 2014 de los 37 pozos perforados en el campo, 22 se encuentran activos de los cuales 11 pozos son inyectores de agua. Al cierre del 2018 la producción fue de 602 BOPD con el 96.5% del corte de agua y una producción acumulada de 51 MBIs de petróleo.

El desarrollo del presente proyecto de grado tiene como introducción la contextualización de las generalidades del campo A ubicado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, junto con las generalidades de la inyección de Geles de dispersión coloidal. En la metodología se detalla la elaboración del programa de monitoreo y control del agua de producción empleada en la inyección de CDG, denominado *Intelligent water management for CEOR operations*, para el cual se utilizó el software *Spotfire®*; adicional se describe el desarrollo experimental para la evaluación de los límites máximos de los parámetros del agua de producción. Como resultados se obtiene el diagnóstico de las caracterizaciones históricas del agua de producción de los campos que ingresan a la PIA, el benchmarking de las mejores prácticas de monitoreo y control del agua de producción para la inyección de CDG y los resultados de las pruebas de laboratorio. En el análisis y discusión de resultados se estableció el estado actual del agua de producción/formación, haciendo énfasis en los parámetros que tienen mayor afectación en la degradación del CDG, además se realiza el análisis de los resultados obtenidos en la evaluación experimental de los límites de los parámetros del agua de producción. Finalmente, se establecen las conclusiones del proyecto junto con sus respectivas recomendaciones.

⁴³ ECOPETROL. Plan de Desarrollo Conceptual Campo Dina Cretáceo, 2015. p.1-17.

SINOPSIS

El cumplimiento de los objetivos de este proyecto se evidencia de la siguiente forma: el objetivo uno, describir las generalidades del Campo A, se desarrolló en la introducción del proyecto; el objetivo dos, describir las generalidades de la técnica de recobro mejorado por inyección de CDG, se encuentra en el marco teórico; el objetivo tres, diagnosticar el estado actual e histórico del agua utilizada para la inyección de CDG en el Campo ubicado en la Cuenca VSM, se cumplió en la sección de resultados y análisis de resultados; el cuarto objetivo, realizar un “Benchmarking” de las mejores prácticas para monitoreo y control de calidad del agua usada en la inyección de CDG, se desarrolló en la sección de resultados; el objetivo cinco, evaluar experimentalmente los límites de los parámetros que debe cumplir el agua de inyección del Campo, se ejecutó en la sección de resultados y análisis de resultados y, el sexto objetivo, diseñar un programa de monitoreo y control de los parámetros de agua de inyección con base a los resultados encontrados, se realizó en la sección de metodología.

1. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presenta la descripción geológica del campo A y de la cuenca del Valle Superior del Magdalena. Las generalidades de la inyección de los geles de dispersión coloidal (CDG) son descritas en esta sección junto con las características más importantes de la planta de inyección de agua del campo A.

1.1 MARCO GEOLÓGICO

En la siguiente sección se describe la geología del petróleo, la estratigrafía, la geología estructural y las características del yacimiento del campo A.

1.1.1 Geología del petróleo. El sistema petrolero del cual proviene el hidrocarburo producido por el campo A, es descrito a continuación, entre los cuales se mencionan las principales características de los cinco componentes del sistema.

1.1.1.1 Roca Generadora. Las principales rocas generadoras de la cuenca del Valle Superior del Magdalena se encuentran en las formaciones Tetuán, Bambuca y La Luna, en las deposiciones de lutitas y calizas, las cuales tienen un contenido de materia orgánica desde muy bueno a excepcional (TOC: de 2 a 12%). A lo largo de estas formaciones predomina el Kerógeno tipo II y se estima un potencial de generación entre 20 a 80 mg HC/ g roca⁴⁴.

1.1.1.2 Migración. El principal transportador de hidrocarburos son las areniscas de la Formación Caballos y en menor escala las areniscas de la Formación Monserrate⁴⁵.

1.1.1.3 Roca reservorio. La principal formación productora del campo A es la Formación Monserrate, la cual se compone por arenas del Cretáceo Superior depositadas en un ambiente marino, hace aproximadamente 68 millones de años. Esta formación se encuentra subdividida en cuatro unidades de flujo A, B1, B2 y B3, cuya contribución general del campo es del 94%.

1.1.1.4 Roca sello. En la Cuenca Valle Superior del Magdalena el sello superior y lateral se encuentra en la Formación Bambucá con la presencia de arcillolitas plásticas. Otros importantes sellos se encuentran en la Formación Guadual y Honda.⁴⁶

1.1.1.5 Trampa. Dentro de las trampas que se encuentran en la Cuenca del VSM están los pliegues asociados a flexión de falla, anticlinales fallados, sub

⁴⁴ MOJICA, Jairo. Cuenas Catatumbo, Cesar-Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y superior del Magdalena. [Diapositiva], Bogotá D.C.: ANH, 2009. 53 p.

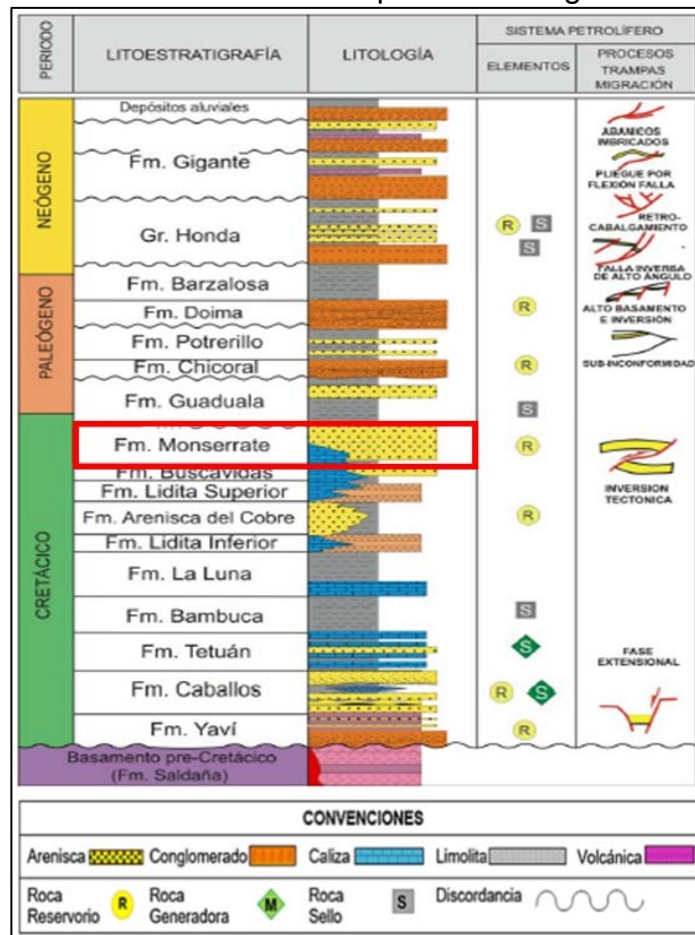
⁴⁵ LOPEZ, Aleida, CORTES, Mario y CUELLAR, Durley. Cuenas Sedimentarias de Colombia. Bogotá D.C.: Instituto CET Petrol. 2012.

⁴⁶ LOPEZ, Aleida, CORTES, Mario y CUELLAR, Durley. Op. Cit. p. 8-9

cabalgamientos, abanicos imbricados, retro-cabalgamiento y anticlinales asociados a transcurrancia⁴⁷.

1.1.2 Columna estratigráfica. El inicio de la cuenca VSM se da en el Jurásico-Triásico y es originada por los procesos de apertura de la cuenca y del levantamiento de las cordilleras Central y Oriental, lo que permitió la depositación de sedimentos desde el Mesozoico hasta el Terciario. Estos depósitos han sido afectados por fallas y pliegues que dan forma a la cuenca⁴⁸. En la **Figura 1**, se muestra la columna estratigráfica generalizada de la cuenca VSM.

Figura 1. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.



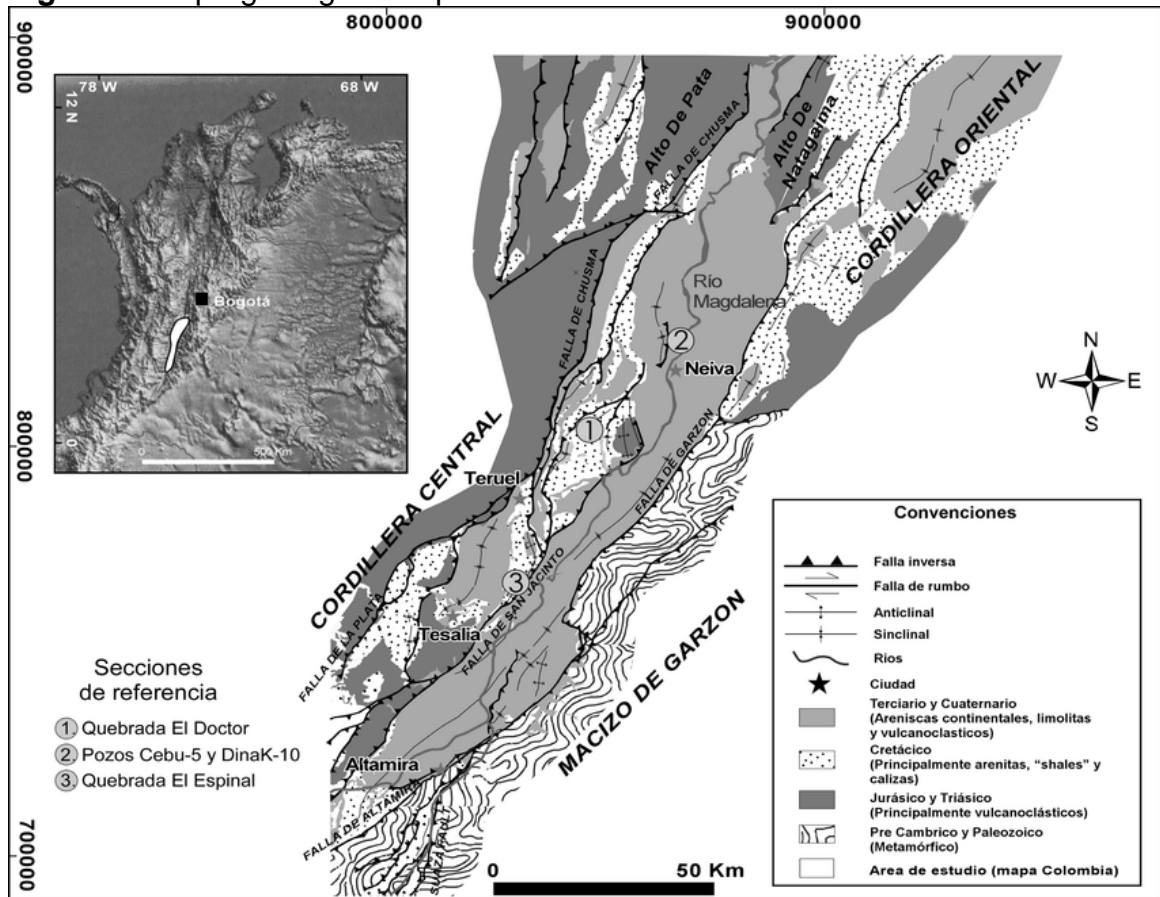
Fuente: MOJICA, Jairo. Cuenas Catatumbo, Cesar-Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y superior del Magdalena. [Diapositiva], Bogotá D.C.: ANH, 2009. 47 p

⁴⁷ LOPEZ, Aleida, CORTES, Mario y CUELLAR, Durley. Op. Cit. p. 8-9

⁴⁸ LOZANO, Edinson. Y ZAMORA, Nadezhda. Tectónica Geociencias Básicas Anexo O Copilación de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. Bogotá D.C.: ANH, 2014. 6 p.

1.1.3 Geología estructural. En el área del campo A se reportan rocas cuya edad van desde el Precretáceo hasta el Reciente. La secuencia Cretácea está compuesta por las Formaciones Caballos, Villeta, Monserrate y Guaduala, y la secuencia Terciaria por el grupo Gualanday, Formaciones Barzalosa, Honda y Gigante. La sucesión estratigráfica que contiene los reservorios del campo A incluye la Formación Monserrate (K4) con espesor entre 400 y 600 ft y una delgada serie de arenitas a la base de la Formación Guaduala cuyo espesor está entre 0 y 50 pies.⁴⁹. En la **Figura 2** se presenta el mapa de localización de la subcuenca de Neiva en la cual se encuentra ubicado el Campo.

Figura 2. Mapa geológico simplificado de la subcuenca de Neiva



Fuente: VELOZA, Gabriel Eduardo, *et al.* Dislocación de Facies en el Tópe de la Secuencia Cretácica de la Subcuenca de Neiva, Valle Superior del Magdalena y sus Implicaciones en el Modelo Estratigráfico Secuencial Colombiano. En: Boletín de Geología. Enero-junio, 2008, vol. 30 no.1, p. 31. (Modificado de Cediell & Caceres, 1989)

⁴⁹ ECOPEPETROL. Plan de Desarrollo Conceptual Campo Dina Cretáceo, Op. Cit. p. 1.

1.1.4 Características del yacimiento. El campo A es considerado un yacimiento heterogéneo con un coeficiente de Dykstra Parson del 0.7. Las areniscas que componen este yacimiento son de grano fino a medio, algunas con lodolitas intercaladas o parches de cemento calcáreo. El rango de permeabilidades del yacimiento se encuentra entre 50 y 200 mD y la porosidad entre 14% y 18%. La profundidad del yacimiento oscila entre 5000 y 7000 pies, con una presión inicial de 2800 psia referida al datum de -4700 pies bajo el nivel del mar. El espesor neto es de 250 pies con una temperatura promedio de 150 °F, que produce a su vez crudo con gravedad API de 21°, viscosidad de 11 cP y salinidad del agua de formación de 7000 ppm. El campo posee un área productiva de 790 acres y un volumen de aceite original de 167 MBIs.

La estructura del yacimiento de la Formación Monserrate, corresponde a un anticlinal elongado, asimétrico, de rumbo principal Norte-Sur, limitado en su flanco oriental por fallas inversas, cuyo eje tiene una dirección principal NNW-SSE. La falla principal (Tenay) posee vergencia oriental y corresponde a un sistema de fallas que se extiende de sur a norte y que constituye el límite oriental del campo, el cual forma parte del frente de deformación causado por el sistema de fallas de Chusma al occidente del Bloque Neiva, a una profundidad de 5000 a 7000 pies.

El flanco occidental, se encuentra limitado por una falla de *Backthrust* de la falla principal, la cual no constituye un límite del yacimiento. La falla principal de cabalgamiento, con vergencia Este, a la cual se encuentran asociadas una serie de fallas satelitales de igual vergencia, que afectan el costado oriental del anticlinal.

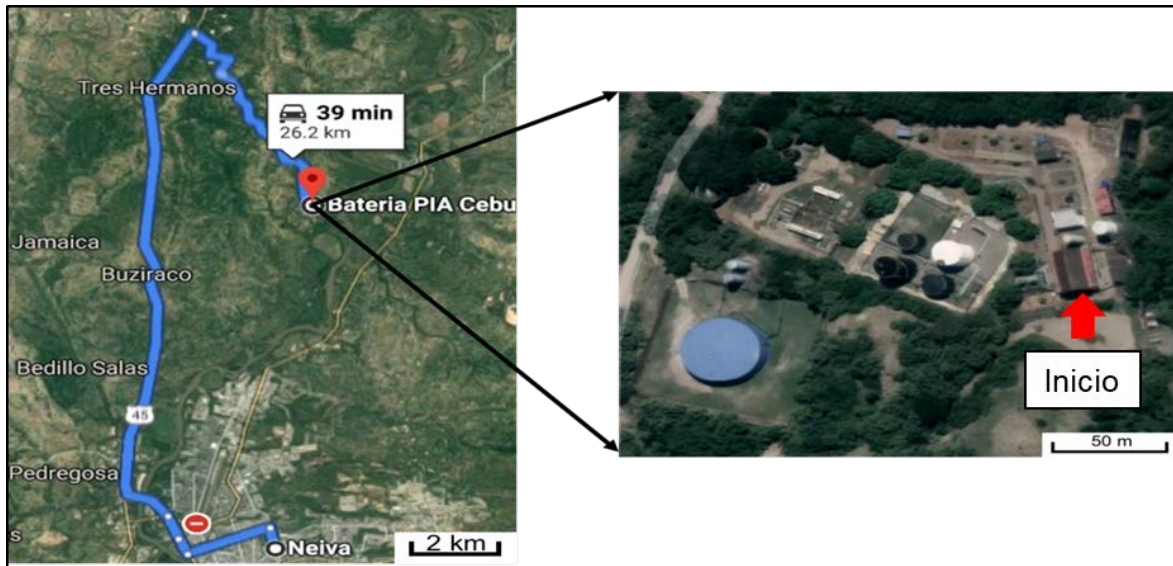
La estructura en su flanco Este, asociada a la falla principal, presenta altos buzamientos entre 40 y 60 grados hacia el oriente, mientras hacia el occidente los buzamientos son más bajos, entre 15 y 25 grados. Esta constituye la estructura más amplia de esta parte del Campo y por lo tanto mucho más estrecha en su flanco oriental.

1.2 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA (PIA)

En la siguiente sección se presenta una detallada descripción del proceso de la facilidad de producción y planta de inyección de agua PIA. Se incluye adicionalmente una descripción de los equipos utilizados en el proceso de tratamiento de agua, así como de los caudales manejados en la facilidad.

1.2.1 Generalidades de la planta de inyección de agua (PIA). La facilidad o batería de producción e inyección PIA se encuentra localizada en el departamento del Huila a 26 kilómetros de la ciudad de Neiva, ver **Figura 3**. Esta es la única planta de inyección de agua disponible para los procesos de recobro mejorado que se llevan a cabo en los campos de la Coordinación de Producción. Debido a esto, el agua utilizada para preparar la solución polimérica proviene de esta facilidad, para lo cual se debe realizar una descripción de los procesos que ocurren dentro de esta ya que afectarán la calidad del agua de inyección.

Figura 3. Ubicación de la Batería PIA.



Fuente: Google. (s.f.). [Mapa Neiva, Colombia en Google maps]. Recuperado el 3 de Agosto, 2019, de: <https://www.google.com.co/maps/@4.6315748,-74.0699088,11.79z?hl=en>

La batería está dividida en dos secciones, la primera corresponde a la facilidad de producción para los fluidos provenientes de cuatro campos cercanos y la segunda corresponde a la planta de inyección de agua.

1.2.2 Descripción de la facilidad de producción. Como se mencionó anteriormente, la facilidad de producción es la encargada de recibir y separar la mezcla de fluidos (*agua, petróleo y gas*) provenientes de los pozos productores de cuatro campos, ver **Figura 4**.

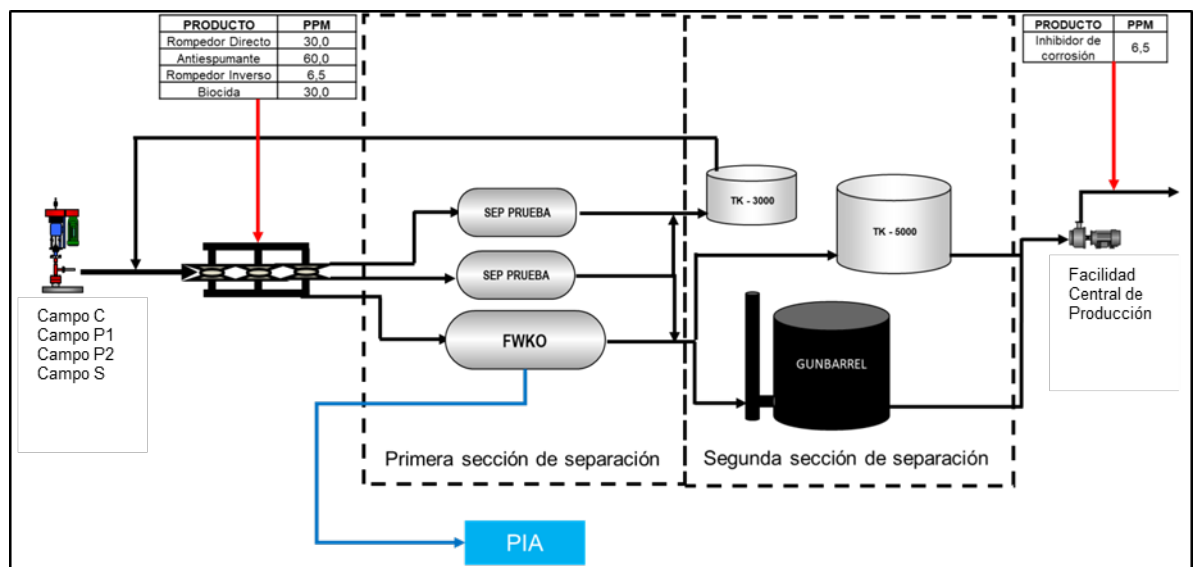
Estos fluidos son transportados mediante tuberías en superficie las cuales convergen en un colector. Debido a que el dicho colector es un punto de mezcla, en este se tiene un punto de inyección de química de producción donde se añade a la mezcla que ingresa rompedor de emulsión, antiespumante y biocidas. Una vez recolectados los fluidos, estos son enviados a la primera sección de separación, que consta de un separador general trifásico y dos separadores de prueba. Los separadores de prueba son usados para evaluar la producción de cada pozo individual, mientras que el separador general o FWKO (*Free Water Knock Out*) es usado para separar la mezcla de los cuatro campos en gas, aceite y agua.

Los fluidos provenientes de los separadores de prueba son almacenados en un tanque de 3000 barriles para luego ser retornados al proceso, una vez finalice la prueba.

El agua libre que se logra separar en el FWKO es enviada directamente a la planta de inyección de agua para su tratamiento. Por otro lado, tanto el aceite como el gas

siguen su proceso dentro de la facilidad de producción pasando a la segunda sección de separación. El gas compuesto principalmente de hidrocarburos livianos (*metano, etano y propano*) pasa a un equipo de separación donde se le retira el agua presente para su quema en la tea. A su vez, el aceite sigue siendo una emulsión de petróleo-agua y es enviado a un *Gun Barrel*, donde mediante la acción de la gravedad se logra separar el agua del petróleo. Por la parte superior de este tanque, rebosa el crudo sin el agua y es enviado a la Facilidad Central de Producción de la zona para su posterior transferencia al oleoducto, en este punto se inyecta un inhibidor de corrosión para proteger la tubería de transporte.

Figura 4. Diagrama de proceso de la facilidad de producción.



Fuente: Ecopetrol, Esquemas de tratamiento de Campos.

1.2.3 Descripción de la planta de inyección de agua. La planta de inyección de agua PIA, recibe agua de producción de dos fuentes distintas, **Figura 5**. La primera es el agua de cuatro campos del sector sur del distrito, la cual se separa directamente en el FWKO de la batería. La segunda fuente es el agua proveniente de seis campos del sector norte del distrito. El agua de producción de estos campos es separada en la Facilidad Central de Producción (CPF) y transportada posteriormente a la PIA. Adicionalmente, a la PIA ingresan fluidos de completamiento de las operaciones de servicio y reacondicionamiento (*WOWS*) de los pozos de la zona.

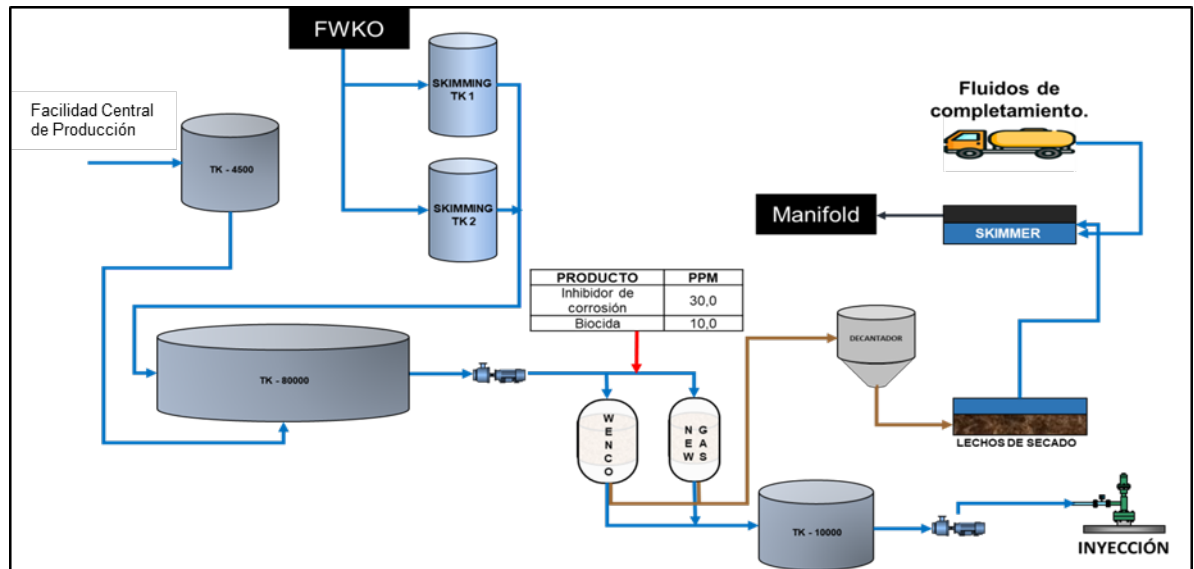
El agua de producción proveniente de la CPF ingresa directamente a un tanque de almacenamiento (TK-4500), mientras que el agua del FWKO entra a dos skimming tanks (TK-1, TK-2), los cuales son tanques desnatadores que retiran las trazas de aceite que pudieron haber quedado remanentes del FKWO. Estas dos fuentes de agua son recolectadas en un tanque con capacidad de 80.000 barriles (TK-80000) donde los sólidos presentes empiezan a sedimentar. El agua es bombeada de este

tanque a dos filtros distintos (WENCO y New Gas), donde un porcentaje de sólidos quedan retenidos en la cascarilla de nuez que se encuentra en el interior como material filtrante. Antes de ingresar a los filtros, se añade inhibidor de corrosión y biocida al agua de producción.

Una vez la cantidad de sólidos presentes en el agua es reducida, esta puede ser almacenada en el TK-10000 para su posterior distribución a los distintos pozos inyectoros, entre los cuales se encuentra el proyecto de inyección de CDG en el campo A.

Por otro lado, se debe considerar los fluidos de completamiento que ingresan a la facilidad. Esta cantidad es variable debido a que depende directamente de las operaciones de servicio y reacondicionamiento, como de la cantidad que utilicen según el tipo de operación. Una vez finalizada la operación en pozo, un camión cisterna es encargado de transportar los fluidos de completamiento y descargarlos en el *skimmer* o caja API. En este recipiente se separa por acción de la gravedad el aceite y otros componentes de la salmuera de completamiento. El aceite retirado es enviado al colector de la facilidad de producción para pasar por todo el proceso explicado anteriormente.

Figura 5. Diagrama de proceso de la planta de inyección de agua.



Fuente: Ecopetrol, Esquemas de tratamiento de Campos.

Es necesario realizar un mantenimiento a los filtros para retirar los sólidos retenidos cuando hay una caída de presión mayor a 40 psi. Este mantenimiento consiste en un lavado con agua a alta presión, donde los sólidos son arrastrados y enviados a un tanque decantador para su separación. Los sólidos decantados son trasladados a un lecho de secado donde se les retira la humedad para su posterior disposición

de acuerdo a la normatividad ambiental. La humedad y grasas retiradas de estos sólidos son enviadas al *skimmer* o caja API donde se mezcla con los fluidos de completamiento.

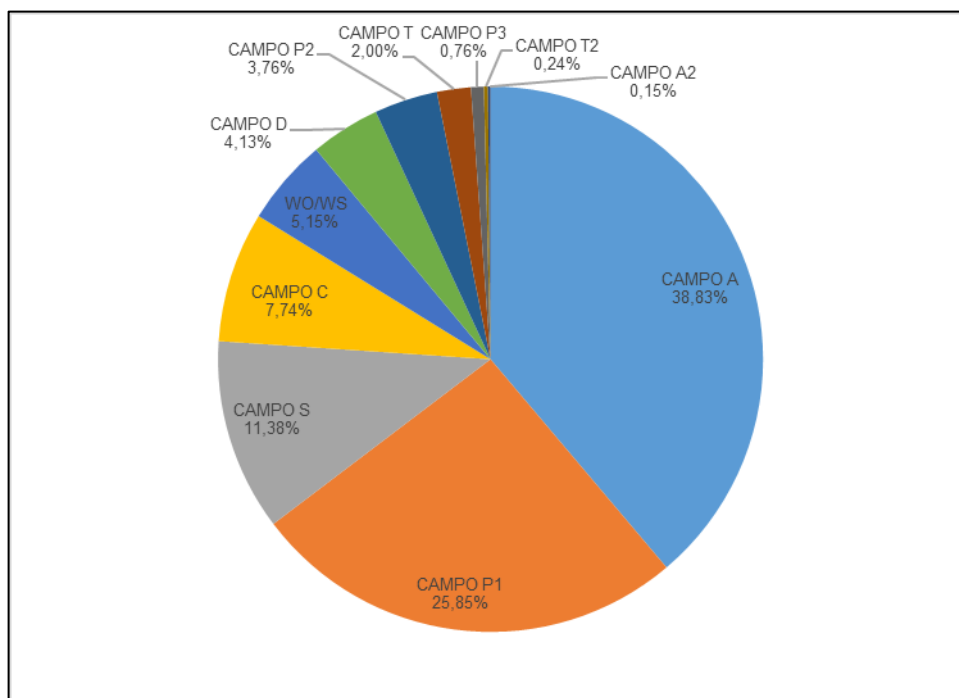
Para el mes de febrero la planta de inyección de agua PIA manejó en promedio 60.170 barriles de agua por día. En la **Tabla 1**, se muestran los caudales que aportan cada fuente y en la **Gráfica 1** el porcentaje de participación de cada una de ellas.

Tabla 1. Caudales de agua de producción que entran a la PIA.

FUENTE	BWPD
CAMPO A	23362
CAMPO P1	15556
CAMPO S	6847
CAMPO C	4658
WOWS	3100
CAMPO D	2484
CAMPO P2	2265
CAMPO T	1206
CAMPO P3	457
CAMPO T2	145
CAMPO A2	91
Total	60170

Fuente: Ecopetrol, Informe mensual de producción e inyección.

Gráfica 1. Porcentaje de participación de cada fuente en el total.



Fuente: Ecopetrol, Informe mensual de producción e inyección.

De la **Gráfica 1** se puede apreciar que la mayor participación en el caudal total de agua de producción que entra a la planta de inyección de agua son de campos que producen de la Formación Monserrate (Campo A, Campo C, Campo P1 y Campo P2), representando el 76% del total.

1.2.4 Descripción de Equipos. A continuación, se presenta la descripción de los equipos que se encuentran actualmente en las facilidades de producción y en la Planta de Inyección de Agua PIA.

1.2.4.1 Manifold de producción. Este equipo es una unidad que consta de una configuración de tuberías y válvulas con el objeto de recolectar, centralizar, monitorear y conducir al separador los fluidos de producción provenientes de los Campos C, P1, P2 y S. En este equipo se realiza la primera adición de químicos, entre los cuales se encuentran: rompedor directo e inverso, el cual es un surfactante de origen sintético que tiene la función de romper las emulsiones formadas entre el crudo y el agua; el antioespumante, que tiene la función de disminuir la formación de espuma generada durante el proceso de mezcla dificultando el manejo y bombeo del fluido; y biocidas, que es una sustancia química que ayuda a contrarrestar y/o neutralizar los efectos de los microorganismos presentes en los fluidos de producción.

1.2.4.2 Separador horizontal trifásico. Este recipiente separa mediante procesos físicos los fluidos provenientes de los pozos productores, bajo los principios de

gravedad, coalescencia y momentum. De dicho separador trifásico se obtienen tres líneas de salida las cuales son: una corriente de gas, una corriente de agua libre y una corriente rica en petróleo, las cuales son dirigidas cada una a su respectivo tratamiento en la facilidad.

1.2.4.3 Separador de agua libre (*Free Water Knockout- FWKO*-). Es un recipiente horizontal que mediante el principio de gravedad separa el agua libre presente en los fluidos provenientes directamente del pozo. Este equipo se instala antes del tratamiento de crudo y agua con el fin de retirar la mayor cantidad de agua posible que pueda causar problemas de corrosión, formación de hidratos o emulsiones compactadas.

1.2.4.4 Gun Barrel o Tanque de lavado. Es una unidad de deshidratación de crudo que en su interior consta de un nivel medio de agua conocido como colchón de agua y sobre este un nivel de petróleo. El funcionamiento consiste en ingresar la emulsión al área de desgasificación (bota de gas), donde se libera el gas remanente, y la parte líquida desciende por el tubo degasificador e ingresa a la zona de agua donde se retiran las moléculas de agua presentes en la emulsión por efecto coalescente. Por su parte el petróleo remanente, por efecto de la diferencia de densidad con el agua, asciende hasta la zona superior donde es retirado el crudo.

1.2.4.5 Tanque de almacenamiento. Es un recipiente cilíndrico en el cual se realiza el almacenamiento del crudo tratado para ser fiscalizado, analizado y bombeado por oleoducto hacia el destino final cuando se encuentra dentro de los parámetros de comercialización (BSW<2% y Salinidad < 20pptb). El Campo A cuenta con dos tanques de almacenamiento con capacidad de 3000 y 5000 barriles.

1.2.4.6 Bomba de Transferencia. Son bombas centrifugas las cuales cumplen la función de bombear los fluidos dentro de las facilidades de producción y la planta de inyección, adicional cumplen la función de bombear el crudo al oleoducto.

1.2.4.7 Tanque de recepción. Es un tanque de almacenamiento con capacidad de 4500 barriles en el cual se recolecta el agua de producción proveniente de los Campos A, A2, C, D, P1, P2, P3, S, T1 y T2.

1.2.4.8 Tanque Skimming. Es un equipo de tratamiento primario para agua de producción que opera con el principio gravitacional y de coalescencia para separar las trazas de aceite presentes en el agua, formándose una fina capa de aceite en la superficie del agua que es retirada por rebose. El Campo A cuenta con dos unidades, *Skimming* TK1 y *Skimming* TK2, los cuales tratan el agua proveniente del FWKO y una tercera unidad que trata el agua retirada en los lechos de secado.

1.2.4.9 Tanque TK 80000. Es un recipiente cilíndrico con capacidad de 80000 barriles, en el cual se reúne el caudal de agua proveniente del tanque de recepción de la PIA y el efluente de los tanques *Skimming*. En este tanque se realiza una

separación inicial por diferencia de densidades de las trazas de aceite y de los sólidos sedimentables presentes en el agua de producción.

1.2.4.10 Filtro WENCO. Este equipo consta de un sistema de filtros los cuales sirven para atrapar las trazas de crudo que se encuentran en la línea de agua de producción desde los *skimming* a los tanques de almacenamiento de agua de producción, con el fin de cumplir el límite de aceite permisible para poder inyectar agua (<3 ppm de grasas y aceites).

1.2.4.11 Filtro New Gas. Es un equipo ampliamente utilizado en plantas de tratamiento de agua de producción para disminuir la carga de aceites y sólidos suspendidos.

1.2.4.12 Tanque de Almacenamiento de agua. Tanque cilíndrico con capacidad nominal de 10000 barriles que almacena el agua tratada proveniente de los filtros WENCO y New Gas para ser bombeada a los pozos inyectoros.

1.2.4.13 Decantador. Es un recipiente cónico en el cual se realiza la separación de las trazas de agua, petróleo y sedimentos que se encuentran en el remanente de los filtros WENCO y New Water por diferencia de densidades.

1.2.4.14 Lecho de Secado. Esta unidad tiene la función de retirar de las borras el contenido de agua y aceite remanente y estos fluidos son enviados a un *skimmer* con el fin de realizar un tratamiento previo a iniciar nuevamente el tratamiento desde el colector de producción.

1.3 RECOBRO QUÍMICO MEJORADO

En esta sección se describe el proceso por el que pasan los yacimientos de petróleo en su etapa de producción, desde la recuperación primaria hasta la recuperación terciaria. En esta última se hace énfasis en el recobro químico y especialmente en la inyección de geles de dispersión coloidal.

1.3.1 Mecanismos de recobro mejorado (EOR). La mayoría de los yacimientos de petróleo inician su vida productiva con el mecanismo de empuje natural característico de dicho reservorio. Este puede ser empuje por capa de gas, empuje por acuífero activo, empuje por gas en solución o empuje por expansión de la roca y los fluidos⁵⁰. La siguiente etapa de producción en la que entra el yacimiento, cuando ya no es técnica o financieramente viable su explotación, es el Recobro secundario

El recobro secundario se fundamenta en el mantenimiento de la presión del yacimiento para que pueda continuar con su explotación. Generalmente el mantenimiento de esta presión se realiza bien sea por la inyección de agua o por la

⁵⁰ PARIS. Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de yacimientos, Caracas, Venezuela, 2010. p.69

inyección de gas. En cualquiera de los dos casos, el objetivo es aumentar el factor de recobro del yacimiento alcanzado con el mecanismo de producción primaria.

Debido a la declinación de la producción o al bajo aumento del factor de recobro, algunos yacimientos pasan a la etapa de recobro mejorado. Los procesos de recobro mejorado hacen referencia a la producción de hidrocarburos líquidos por métodos diferentes a los convencionales que usan la propia energía del yacimiento o el mantenimiento de la presión con agua o gas⁵¹. La inyección de geles de dispersión coloidal pertenece al grupo de los métodos de recobro químico mejorado (CEOR).

1.3.1.1 Inyección de Agua. Como se mencionó anteriormente, el campo objeto de estudio atravesó el mecanismo de producción primaria por expansión de gas en solución y recuperación secundaria mediante inyección de agua. Después de lo cual fue candidato para la inyección de geles debido a la gran heterogeneidad del yacimiento y a que permanecían varias zonas sin ser barridas por la inyección periférica.

La inyección de agua es un mecanismo de recuperación secundaria en el cual el petróleo en el yacimiento es desplazado hacia los pozos productores por la acción del agua inyectada⁵².

1.3.2 Heterogeneidad del yacimiento. Unos de los factores más importantes que controla el proceso de inyección de agua es la variación de la permeabilidad en el yacimiento. La heterogeneidad del yacimiento depende directamente de los ambientes sedimentarios, de los eventos posteriores a la sedimentación de detritos y principalmente de la naturaleza de las partículas que constituyen el sedimento. La heterogeneidad del yacimiento se puede observar a nivel vertical en: permeabilidad, porosidad, distribución del tamaño de poro, mojabilidad, saturación de agua connata y propiedades del petróleo⁵³. Sin lugar a duda entre todas las propiedades previamente mencionadas, la que más controla los procesos de inyección de agua es la permeabilidad.

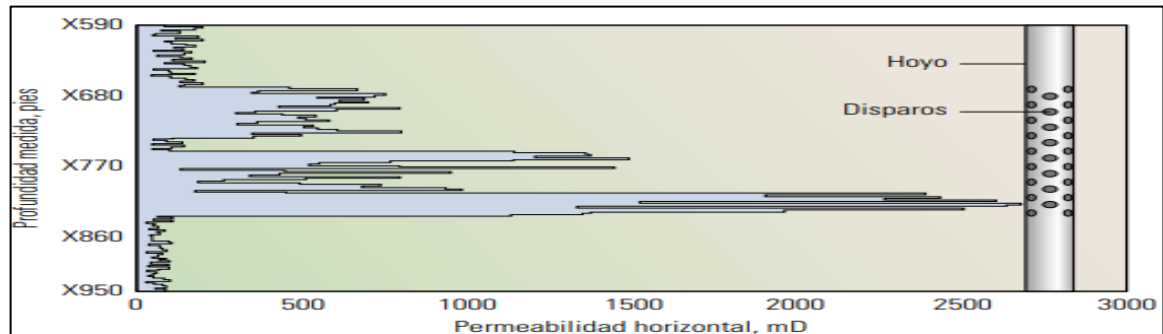
La importancia de la variación de la permeabilidad en el yacimiento respecto a la inyección de agua es debido a la presencia de zonas ladronas. Estas zonas se caracterizan por tener alta permeabilidad, ocasionando que los fluidos inyectados se vayan preferencialmente por estas zonas y dejen de barrer zonas que poseen saturación residual de petróleo alta. En la **Figura 6**, se puede observar la variación vertical de la permeabilidad y su afectación en la inyección de agua.

⁵¹ CRAFT, Benjamin y HAWKINS, Murray. Applied Petroleum reservoir engineering. Segunda Edición, Nueva Jersey: Prentice Hall Ed, 1991. P.380

⁵² PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales: Introducción al recobro adicional de petróleo. Caracas, Venezuela: Centro internacional de investigación y desarrollo, 1997. p.5.

⁵³FORREST, Craig. Aspectos de ingeniería de la inyección de agua: Heterogeneidad de yacimiento. New York:Society of petroleum engineers AIME, 1982. p.51

Figura 6. Variaciones de la permeabilidad en un yacimiento del mar del norte.



Fuente: BAILEY. Bill, et al. Control de agua. Oilfield Review-Schlumberger,2000. p.41.

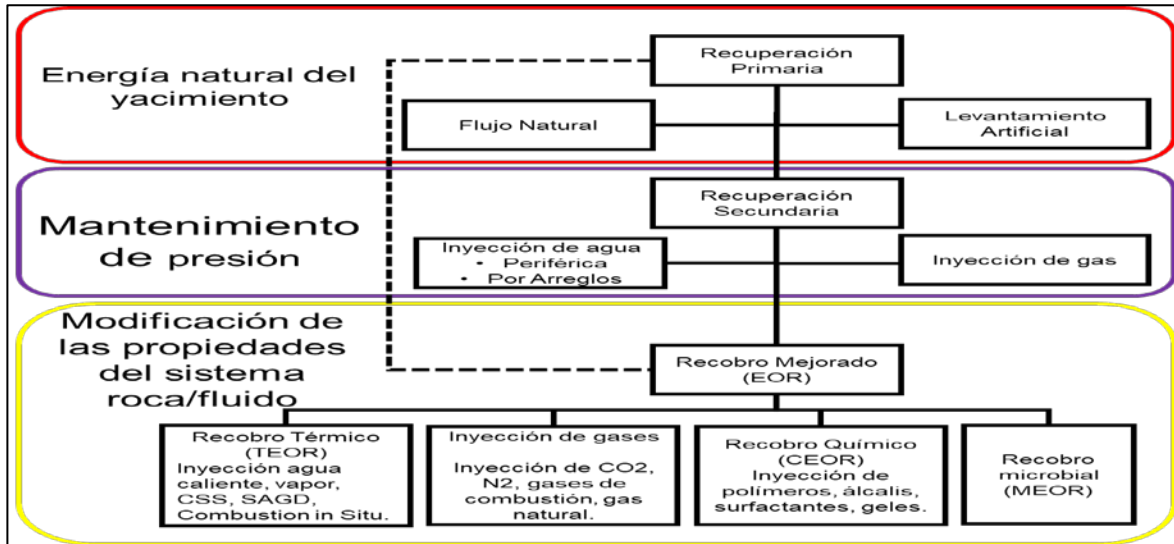
En la figura anterior se observa como existe una zona de permeabilidad de 2500 mD, en donde el agua se mueve preferencialmente por esta zona ladrona desde el pozo inyector al pozo productor, generando una irrupción temprana de agua; lo que genera alta saturación residual de petróleo y una reducción en la eficiencia del barrido areal.

1.3.3 Conformance. Este fue uno de los primeros aportes a la medida de la falta de uniformidad o heterogeneidad de los yacimientos. El “*conformance*” representa la parte del yacimiento con la que hace contacto el fluido inyectado y como tal, combina los efectos del barrido areal y vertical⁵⁴. Actualmente el término es usado como una descripción cualitativa de la heterogeneidad de los yacimientos, en este sentido un yacimiento de alto “*conformance*” es aquel que muestra un comportamiento cercano al ideal, donde el agua barre eficientemente el petróleo y no existen zonas ladronas de flujo preferencial del agua inyectada.

1.3.4 Recobro Mejorado (EOR). Son técnicas usadas para aumentar el factor de recobro en yacimientos que generalmente han pasado por técnicas de recuperación secundaria. Existen casos en los que el recobro mejorado es la única manera de producir el yacimiento, como lo es el caso de los yacimientos de crudo extra pesado (API<10). Estas técnicas se han clasificado según el efecto que tienen en el yacimiento: métodos térmicos, inyección de gases, métodos químicos y microbiológicos. En la **Figura 7**, se puede observar la clasificación de los métodos de recuperación primaria, secundaria y mejorada.

⁵⁴ PATTON, E. C. (1947, December 1). Evaluation of Pressure Maintenance by Internal Gas Injection in Volumetrically Controlled Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/947112-G

Figura 7. Clasificación de las técnicas de recuperación de petróleo.



Fuente: Espinosa C, Torres K. Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extra pesados. Universidad de San Buenaventura. Pag, 5. 2009. Modificado por el autor.

1.3.5 Recobro químico mejorado (CEOR). El recobro químico surgió como una alternativa a los problemas que presentan los proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua, donde la baja relación de movilidad o la presencia de zonas ladronas imposibilitan un eficiente recobro del yacimiento. Con base en esto, las principales técnicas de recobro químico se diferencian en la función que estos químicos generan en el medio poroso y en los fluidos del yacimiento. Entre los principales químicos inyectados se encuentran surfactantes, álcalis o polímeros. Generalmente se pueden combinar dos o tres de estos químicos al yacimiento para lograr un mayor aumento en el factor de recobro.

1.3.5.1 Surfactantes. Los surfactantes son sustancias que poseen un extremo polar (hidrófilo) y un extremo apolar (hidrófobo). Esta combinación de polaridades en la misma molécula logra que los surfactantes disminuyan la tensión interfacial entre el agua y el petróleo, desplazando de esta manera volúmenes de petróleo que quedaron en el yacimiento después de un proceso de inyección de agua⁵⁵

1.3.5.2 Álcalis. Los álcalis o químicamente denominados bases, son sustancias que tienen la capacidad de reaccionar con ácidos para producir jabones, detergentes o surfactantes. Para el caso de la recuperación mejorada, los álcalis reaccionan con los radicales libres presentes en el crudo para producir surfactantes geles en fondo, cuyo objetivo es el mismo que la inyección de surfactantes⁵⁶.

⁵⁵ KWAN. Min. Ko, *et al*, "Surfactant flooding characteristics of dodecyl alkyl sulfate for enhanced oil recovery," J. Ind. Eng. Chem., vol. 20, no. 1, pp. 228-233, 2014.

⁵⁶ MINGZHE. Dong, QIANG. Liu, y AIFEN. Li, "Displacement mechanisms of enhanced heavy oil recovery by alkaline flooding in a micromodel," Particuology, vol. 10, no. 3, pp. 298-305, 2012.

1.3.5.3 Polímeros. Los polímeros son moléculas orgánicas que están conformadas por cadenas repetitivas de uno o varios tipos de monómeros. La principal característica de este tipo de sustancia es que debido al gran tamaño de las cadenas logran alcanzar pesos moleculares elevados, generando así una gran viscosidad en solución. La principal aplicación de estas sustancias en la recuperación de petróleo es que logran aumentar la viscosidad del agua inyectada, disminuyendo así la relación de movilidad agua-petróleo⁵⁷.

1.3.6 Geles de dispersión coloidal. Los geles de dispersión coloidal son considerados una técnica de recobro químico, pero no debe confundirse con la inyección de polímeros porque, aunque en esencia sean la misma sustancia química, su función en el yacimiento y a su vez en la recuperación de petróleo es distinta.

1.3.6.1 Principales polímeros utilizados en Recobro Químico. Según las características del yacimiento y de la etapa en la cual se desea implementar el recobro químico, se puede optar por inyección de polímeros o por inyección de geles de dispersión coloidal. La inyección de polímeros, como se mencionó anteriormente tiene como objetivo aumentar la viscosidad del agua y reducir la relación de movilidad entre la fase desplazante y la fase desplazada, **Ecuación 1**.

Por otro lado, el objetivo de los geles de dispersión coloidal en el yacimiento es el de reducir la permeabilidad en las zonas "ladronas" de alta permeabilidad y permitir un barrido de las zonas de baja permeabilidad con alta saturación residual de aceite.

Para ambos tipos de recobro, se utilizan polímeros de alto peso molecular que pueden ser sintéticos como el HPAM o biopolímeros como la Goma X.

Ecuación 1. Relación de movilidad.

$$M = \frac{\mu_o/k_o}{\mu_w/k_w}$$

Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer Improved Oil Recovery: Introduction to polymer flooding. Nueva York: Springer Science, 1991.p 1.

Donde:

M: Relación de movilidad entre dos fluidos

μ_o : Viscosidad del petróleo

k_o : Permeabilidad efectiva al petróleo

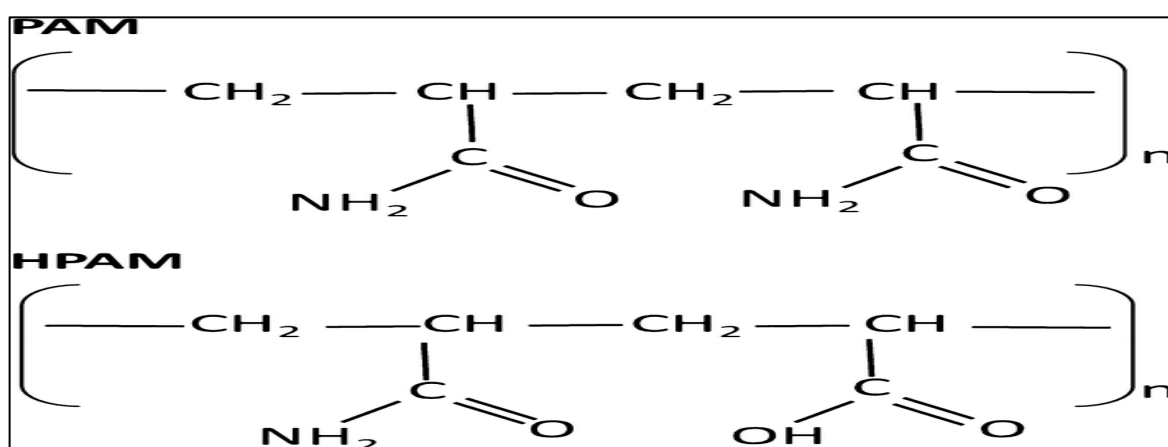
μ_w : Viscosidad del agua

k_w : Permeabilidad efectiva al agua

⁵⁷ AINAL. Abidin, PUSPASARI. Theodore, y WINSTON. Nugroho, "Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology," Procedia Chem., vol. 4, pp. 11-16, 2012.

1.3.6.2 Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (HPAM). Es el polímero de más amplio uso en la industria de petróleo para actividades de recobro mejorado, de hecho de los casos documentados de inyección de polímeros o de CDG, el 90% corresponde al uso de HPAM⁵⁸. Pye⁵⁹ fue el primer autor en considerar a la poliacrilamida (PAM) y a su forma parcialmente hidrolizada (HPAM) como un agente de control de movilidad en aplicaciones de inyección de agua. El HPAM es un polímero sintético compuesto de monómeros de acrilamida de los cuales, según el grado de hidrólisis, estos monómeros pueden estar o no hidrolizados. En la **Figura 8**, se presenta una comparación entre el PAM y el HPAM, con base en su estructura molecular.

Figura 8. Estructura molecular del PAM y HPAM.



Fuente: BERDUGO, Carolina et al. High temperature utilization of PAM and HPAM by microbial communities enriched from oilfield produced water and activated sludge. Springer Open, 2019. p.13

En la **Figura 8**, se puede observar como el grupo amida (—NH_2) presente en la estructura del PAM es sustituido por un grupo hidroxilo (—OH) después de un proceso de hidrólisis. El cambio de este grupo funcional en el monómero del HPAM afecta las propiedades fisicoquímicas del polímero, como la adsorción en el medio poroso, la estabilidad térmica y mecánica. Es por esta razón que uno de los controles de calidad más importantes que se le deben realizar al HPAM para ser inyectado en el yacimiento es el porcentaje de hidrólisis que este posee. De hecho, el rango de porcentaje de hidrólisis del HPAM disponible para actividades de recobro químico varía entre 20% y 35%⁶⁰. Adicionalmente, se ha identificado que el

⁵⁸ SORBIE, Kenneth. Polymer Improved Oil Recovery: Introduction to polymer flooding. Nueva York: Springer Science, 1991. p 4.

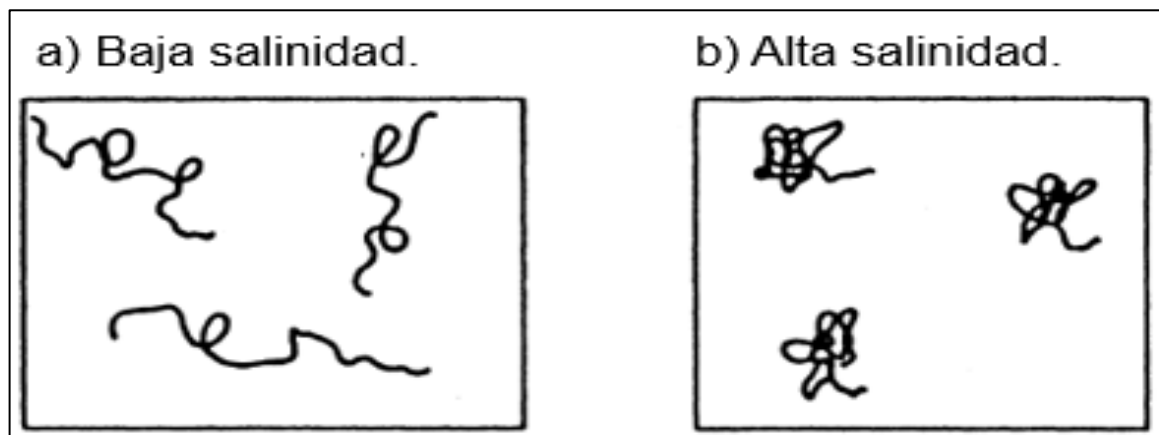
⁵⁹ PYE, David. (1964, August 1). Improved Secondary Recovery by Control of Water Mobility. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/845-PA

⁶⁰ ECOPETROL. Evaluación y selección experimental de geles de dispersión coloidal para inyección, Piedecuesta, Colombia. Instituto Colombiano del Petróleo ICP, 2018.

porcentaje de hidrólisis es una propiedad que varía proporcionalmente con la temperatura del medio y el tiempo⁶¹.

- **Comportamiento del HPAM en soluciones acuosas:** Debido a la conformación estructural del HPAM, este polímero no posee ninguna estructura secundaria permanente, por lo cual no es una cadena rígida, si no por el contrario su flexibilidad se ve afectada la composición del medio en el que se disuelva. El HPAM es un poli-electrolito, lo que sugiere que interactuará fuertemente con los iones presentes en una solución acuosa. En la **Figura 9**, se puede observar el comportamiento del radio hidrodinámico del HPAM, el cual es el tamaño de un coloide en una solución.

Figura 9. Representación del efecto de la salinidad en la conformación del HPAM



Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer Improved Oil Recovery: Introduction to polymer flooding. Nueva York: Springer Science, 1991.p 21

En la solución de baja salinidad se ve como el radio hidrodinámico del polímero es mayor, lo que genera que la viscosidad de la solución polimérica sea mayor en comparación con el escenario de alta salinidad⁶².

Según el uso que tenga el HPAM en el yacimiento, se pueden distinguir dos tipos de geles:

- **Bloqueadores de permeabilidad:** Son comúnmente conocidos como “blockers” y su función radica en bloquear la zona que aporta agua cerca a la cara del pozo y evitar el flujo de agua por esta zona. Este tipo de técnica es conocida comúnmente como *Water Shut-off* y no hace parte de las técnicas de recobro mejorado.

⁶¹ ARAGHI, Moradi y BEARDMORE, Doe. The application of gels in enhanced oil recovery: Theory, Polymers and Crosslinkers. Bartsville: Phillips Research Center, 1984. p.301

⁶² SORBIE, op. cit, p. 21

- Modificadores de permeabilidad relativa (*RPM*): Estos geles forman un sistema que reduce la permeabilidad relativa de la formación al agua y de esta manera mejora la movilidad del petróleo. Estos geles, entre los cuales se encuentran los CDG, son utilizados para aplicaciones de recobro químico.

En el **Cuadro 1**, se observa los diversos geles que son formados a partir del HPAM y como pueden ser usados en el yacimiento.

Cuadro 1. Tipos de geles formados a partir del HPAM.

Gel	Formación	Descripción	Ventajas	Desventajas	Casos de estudio
PPG (Preformed particle gel)	En superficie	<ul style="list-style-type: none"> • Se sintetiza en las facilidades de superficie. • Bajo costo de manufactura a escala comercial. • Partículas dispersas en el agua. 	<ul style="list-style-type: none"> • La resistencia y fuerza de las partículas son controlables. • Se prepara directamente con agua de producción. • Son partículas termoestables hasta 120°C. • No se ven afectados por los minerales presentes en el agua de formación. • Resisten salinidades de hasta 300.000 ppm. 	<ul style="list-style-type: none"> • El tamaño de partícula puede llegar a taponar la formación. • No logra penetrar en formaciones de permeabilidades menor a 1 Darcy. • Solo es usado en yacimientos con una alta heterogeneidad. 	<ul style="list-style-type: none"> • Es utilizado ampliamente en Campos maduros de China.
Bright Water	En superficie	<ul style="list-style-type: none"> • Se preparan bajo un proceso de emulsión inversa o micro emulsión. • El costo de manufactura es relativamente alto. 	<ul style="list-style-type: none"> • Las partículas tienen un diámetro menor a 10 micras. • Se forman y se dispersan al contacto con el agua. 	<ul style="list-style-type: none"> • No es recomendable su uso en yacimientos con fracturas o con zonas de muy alta permeabilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> • Campo Minas, en la isla de Sumatra en Indonesia

Cuadro 2. (Continuación)

Gel	Formación	Descripción	Ventajas	Desventajas	Casos de estudio
PBG (pre-formed bulk gel)	En superficie	<ul style="list-style-type: none"> El gel es formado en superficie antes de la inyección al yacimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> Según la relación polímero: entrecruzador puede ser fuerte o débil. Usado en yacimientos con fracturas o con zonas de alta permeabilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> Debido a su alta resistencia a fluir, el bombeo desde superficie a yacimiento puede resultar complicado. 	<ul style="list-style-type: none"> No se ha reportado ninguna aplicación fuera del laboratorio.
CDG (coloidal dispersión gel)	En el yacimiento	<ul style="list-style-type: none"> Geles de dispersión coloidal que se forman con una presión en el yacimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> Bajo costo por barril. Forma partículas de tamaño reducido que ingresan fácilmente a la formación. Alta inyectividad debido a la baja concentración de polímero inyectado. 	<ul style="list-style-type: none"> No funciona bien cuando es preparado con salmueras o con aguas con elevadas concentraciones de iones. No resiste altas temperaturas. 	<ul style="list-style-type: none"> Campo A, Campo Daqing y Campo Loma Alta Sur.
Weak Bulk Gel	En el yacimiento	<ul style="list-style-type: none"> La matriz reticular formada entre el polímero y el agente entrecruzador se genera en el yacimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> Reduce la permeabilidad de las fracturas o canales presente en el yacimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> El gel formado es sensible a los cambios de pH, temperatura y salinidad. 	<ul style="list-style-type: none"> Ampliamente usado en aplicaciones de IOR.

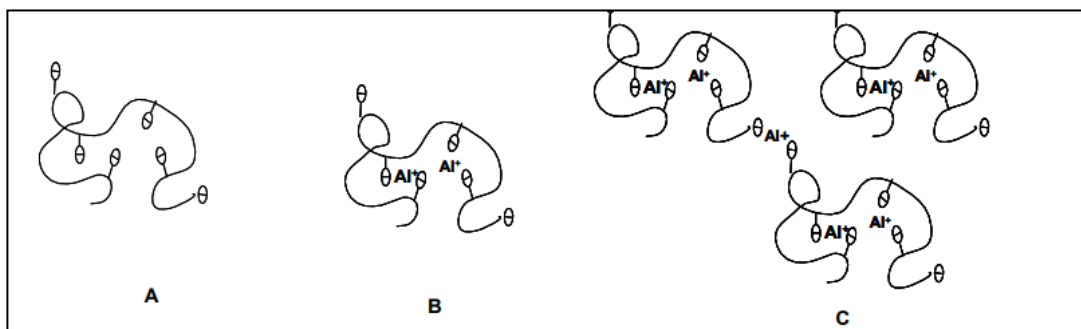
Fuente: BAOJUN, Bai; JIA, Zhou y MINGFEI, Yin. A comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control. Missouri university of Science and Technology. 2015. p.23.

1.3.6.3 Estructura de los geles de dispersión coloidal (CDG). La formación de los geles de dispersión coloidal es una reacción química que se genera entre un polímero y un agente entrecruzador. La reacción química es generada cuando cationes como Cr^{+3} , Fe^{+3} , Al^{+3} o Zr^{+4} son añadidos a una solución de HPAM y los iones metálicos reaccionan con el grupo carboxilo del polímero. La reacción entre los iones y las cadenas poliméricas puede ser del tipo intra o inter molecular, dependiendo del valor de la concentración del polímero en relación a la concentración crítica, C^* ⁶³.

- $C < C^*$: Cuando la concentración de polímero es menor a la concentración crítica, las moléculas de HPAM estarán aisladas entre sí. Por lo tanto, el efecto entrecruzador ocasionado por el ion metálico solo será entre los grupos carboxilos de la misma cadena polimérica, siendo de este modo una reacción intramolecular.
- $C > C^*$: Una vez la concentración supera el valor de la concentración crítica, el entrecruzamiento se genera entre diferentes cadenas poliméricas hasta que se agote el polímero o el agente entrecruzador. La reacción ocurrirá hasta el punto de que todos los iones metálicos hayan generado un complejo con las cadenas poliméricas, inclusive hasta formar un gel sólido. Según lo anterior, es importante establecer una relación entre la concentración de polímero y agente entrecruzador, que generalmente varía entre 40:1 y 60:1.

En la **Figura 10** se puede observar una molécula de HPAM independiente (a), una reacción de entrecruzamiento intramolecular (b) y una reacción intermolecular de tres cadenas poliméricas (c).

Figura 10. a) Molécula HPAM, b) Reacción intramolecular y c) Reacción intermolecular.



Fuente: SILDO, Ken., SKAUGE, A., y SKAUGE, Tim. (2010, January 1). Propagation of Colloidal Dispersion Gels (CDG) in Laboratory Corefloods. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/129927-MS

⁶³ AL-ASSI, Abdulwahed., WILLHITE, Paul., GREEN, Don. W., y MCCOOL, Stanley. (2009, September 1). Formation and Propagation of Gel Aggregates Using Partially Hydrolyzed Polyacrylamide and Aluminum Citrate. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/100049-PA

La evidencia demostrada en la aplicación de los CDG como recuperación mejorada después de procesos de inyección de agua sugiere que los geles contribuyen con divergencia microscópica, así como con barrido macroscópico.

En el Campo A la formulación para la formación de los geles de dispersión coloidal es preparada a partir de una alta concentración de polímero HPAM y citrato de aluminio, la cual es luego diluida.

El complejo de citrato de aluminio es requerido para la formación de la red polimérica, debido a que si solo estuviera presente el ion aluminio este se hidrolizaría rápidamente con el grupo hidroxilo del HPAM y se precipitaría. Mientras que con la presencia del citrato se facilita la adherencia del ion metálico a la molécula sin reaccionar con el grupo hidroxilo, generando así una estructura reticular cruzada, característica de los CDG⁶⁴.

1.3.6.4 Retención de CDG en el medio poroso. El flujo y retención de los geles de dispersión coloidal en el medio poroso ha sido objeto de investigación de numerosos estudios, en los cuales no existe un consenso sobre la propagación de los mismos en la formación. Un estudio realizado demostró que un CDG de HPAM/Al³⁺ no pudo propagarse en núcleos de laboratorio con permeabilidad de 4 darcys⁶⁵. Por otro lado, Smith ⁶⁶ realizó pruebas de desplazamiento en los cuales una solución polimérica de 700 ppm de HPAM logró transportarse a través de tres núcleos del campo Daqing.

La retención de los geles ocurre debido a la adsorción en superficies minerales y/o entrapamiento mecánico de los agregados de geles. La adsorción del polímero reduce el diámetro de los poros generando una mejora en la movilidad comparado con los procesos tradicionales de inyección de agua. El entrapamiento mecánico toma lugar cuando el diámetro hidrodinámico de los geles supera el diámetro de la garganta de poro, generando un taponamiento de la formación.

1.3.6.5 Degradación de los geles de dispersión coloidal. El uso de los CDG en aplicaciones de recobro mejorado radica en su habilidad de bloquear zonas ladronas debido a su retención en la formación y alta viscosidad. Según esto es importante conocer cuáles son los mecanismos que reducen la viscosidad de los geles y por lo tanto lo degradan. Los mecanismos de degradación de los polímeros sintéticos, como el HPAM, pueden ser clasificados en dos maneras:

- Degradación mecánica: Hace referencia al rompimiento de la molécula en la región de alta velocidad de flujo cercana a la cara de la formación, como resultado de los elevados esfuerzos mecánicos a los que es sometida la macromolécula.

⁶⁴ ARAGHI op. cit. p.303

⁶⁵ RANGANATHAN, Rin y RYZNAR, Lews. "An Experimental Study of the In Situ Gelation Behavior of a Polyacrylamide/Aluminum Citrate "Colloidal Dispersion" Gel in a Porous Medium and its Aggregate Growth During Gelation Reaction". Conference: International Symposium on Oilfield Chemistry. 1997. p.12

⁶⁶ SMITH, J. E. (1995, January 1). Performance of 18 Polymers in Aluminum Citrate Colloidal Dispersion Gels. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/28989-MS

Este es un efecto a corto plazo y solo es importante en las zonas de la formación cercanas a la cara del pozo. Resaltando que, si bien el efecto en la cara de la formación es más importante, la degradación mecánica ocurre en otros puntos del sistema de inyección como: válvulas, choques, tanques mezcladores, entre otros.

- Degradación química: Hace referencia a la ruptura de las cadenas de polímeros, bien a corto plazo por contaminantes (oxígeno) o a largo plazo como la hidrólisis de la cadena principal.

1.3.6.6 Degradación química de los geles de dispersión coloidal: La degradación química generalmente es el mecanismo de mayor importancia en cuanto a inyección de geles, debido a que este mecanismo muchas veces es intrínseco a las propiedades de los fluidos que se encuentran sometido a recobro mejorado. La degradación mecánica puede ser controlada de una manera más sencilla con un adecuado diseño del proceso de inyección, mientras que la degradación química debe lidiar con la caracterización fisicoquímica del agua de inyección y/o formación, los parámetros de calidad de agua de las facilidades de inyección y con los aditivos químicos adicionados a los fluidos de producción.

El estudio de la degradación de los polímeros y geles para su uso en las aplicaciones de *conformance* y de recobro mejorado data desde su descubrimiento en la década de los 80.

Akstinat⁶⁷ se enfocó en determinar cuáles fueron las mejores combinaciones de polímeros para ser usados en aguas de alta salinidad a temperatura superiores a 80°C. Dicho estudio experimentó con más de 300 tipos de polímeros distintos, entre los cuales se incluyó: derivados de celulosa, gelatinas, mucilagos, biopolímeros, gomas naturales (*Goma Guar*), polivinilo alcohol (PVA), oxido de polietileno (PEO), resinas sintéticas, derivados del ácido acrílico (HPAM) y varios copolímeros de las especies mencionadas.

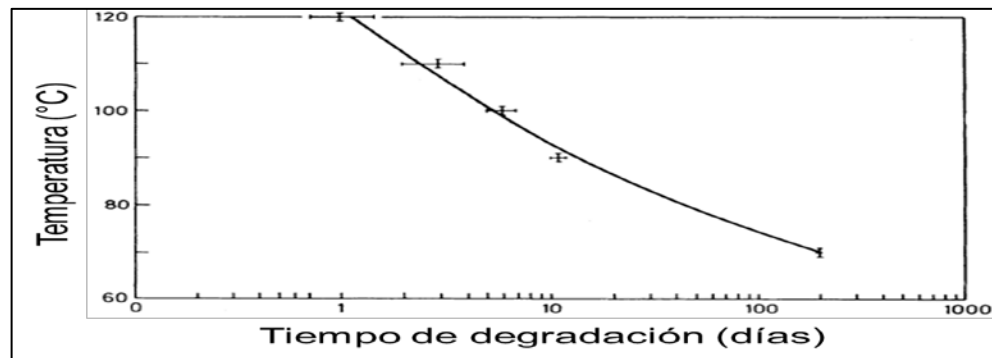
Para determinar el efecto de la temperatura en todas las soluciones poliméricas, se colocaron las muestras durante 48 horas a distintas de temperaturas; lo cual mostró que el 90% de las muestras evaluadas floccularon, formando agregados de gel o se descompusieron a temperaturas mayores a los 40°C. Aquel estudio también concluyó que las acrilamidas (PAM) y las acrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM) no son aptas para ambientes de alta salinidad y temperatura, donde en la mayoría de los casos se formaron precipitados, reduciendo así la viscosidad de los geles formados.

A pesar de que el trabajo de Akstinat logró determinar la degradación que sufren algunos polímeros en salmueras, no evaluó el efecto en el medio poroso y en la

⁶⁷ AKSTINAT, Myram. Polymers for enhanced oil recovery in reservoirs of extremely high salinities and high temperatures. SPE 8979, Proceedings of the SPE Fifth International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry, Stanford, CA, 28-30 May 1980.

retención de los polímeros en el mismo. Davison⁶⁸ estudio la estabilidad de los polímeros y el desempeño en salmueras en el medio poroso. El autor demostró que el tiempo de degradación de las poliacrilamidas (HPAM) decrece rápidamente con el aumento de la temperatura, **Figura 11**. Adicionalmente, se comprobó que a medida que se reduce el porcentaje de hidrólisis inicial del HPAM la probabilidad de que la solución se degrade, formando precipitados de macromoléculas, es reducida.

Figura 11. Efecto de la temperatura en la degradación del HPAM (31%)



Fuente: DAVISON, Peter. y MENTZER, Enro. Polymer flooding in North Sea reservoirs. SPE 9300.

Paralelamente a medida que se aumenta el porcentaje de hidrólisis en las moléculas de HPAM se aumenta el riesgo de una degradación de la estructura. Se ha comprobado que este porcentaje aumenta conforme aumenta la temperatura. Para citar un caso en particular, Muller⁶⁹ demostró experimentalmente que con el aumento de la temperatura de 50 a 75°C el porcentaje de hidrólisis del HPAM aumenta en un 9%, volviéndolo la solución más vulnerable a una precipitación de las moléculas poliméricas. Este autor sugiere que el aumento en la temperatura conlleva a que el HPAM tenga mayor sensibilidad al ataque de iones divalentes como el Ca^{+2} y el Mg^{+2} .

Ryles⁷⁰ estableció los siguientes hallazgos relacionados con la estabilidad química del HPAM:

- Para temperaturas superiores a 70°C, el uso de HPAM debe ser restringido a salmueras con concentraciones de ion Calcio menores a 200 ppm. Esto debido a que el porcentaje de hidrólisis caerá rápidamente bajo estas condiciones y ocurrirá la precipitación del polímero.

⁶⁸ DAVISON, Peter. y MENTZER, Enro. Polymer flooding in North Sea reservoirs. SPE 9300, Presented to the SPE 55th Annual Fall Conference, Dallas, TX, 21-24 September 1980. [Soc. Pet. Eng. J. June 1982, 353-362.]

⁶⁹ MULLER, Guy. Thermal stability of high molecular weight polyacrilamide aqueous solutions. Published on Polymer Bulletin, Volumen 5. 1981. p.31-37.

⁷⁰ RYLES, Ryan. Elevated Temperature Testing of Mobility Control Reagents. SPE 12008, Presented on the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5-8 October, San Francisco, California. 1983

- En el rango de temperatura entre 60 y 70°C la estabilidad de la solución polimérica es influenciada por el paso del tiempo, el peso molecular del polímero y la concentración de los iones divalentes. En dichas condiciones, la estabilidad de la solución será mejor en salmueras con bajo contenido de iones divalentes.
- A temperaturas por debajo de 50°C la velocidad de hidrólisis del HPAM es baja y permanece estable durante largos periodos de tiempo independientemente de la concentración de iones en el agua.
- Las poliacrilamidas de alto peso molecular son más susceptibles al efecto de los iones divalentes.
- El catión Ca^{+2} tienen un mayor efecto en la reducción de la viscosidad del HPAM que el catión Mg^{+2} .

Un estudio más enfocado a la estabilidad química del HPAM fue desarrollado por Shupe⁷¹, donde se estudió el efecto de varias especies químicas que se encuentran presentes en las facilidades de producción (biocidas, metales, iones férricos y ferrosos, surfactantes, alcoholes, antioxidantes, hidro-sulfito de sodio, formaldehído y secuestrante de oxígeno) en un agua suave (10 ppm de dureza total). Shupe concluye que varias sustancias degradan sustancialmente el polímero en presencia de oxígeno, a pesar de que en varios experimentos el efecto negativo del aditivo fue eliminado y/o suprimido por la selección de un estabilizante químico o por la remoción total del oxígeno. Esto es importante debido a que este estudio sirve como lineamiento para las facilidades de inyección donde el oxígeno no es eliminado en su totalidad, gracias a que la mayoría de los resultados expuestos por Shupe fueron en presencia de oxígeno.

En cuanto a los factores que afectan la estabilidad química del polímero en condiciones de Campo, se determinó que la presencia de oxígeno, la temperatura, la presencia de iones metálicos, H_2S , el pH, la salinidad y la dureza⁷² reducen la estabilidad de los geles en distintas proporciones. La velocidad de la degradación del polímero está gobernada principalmente por el contenido de oxígeno y la temperatura. Los autores resaltan que a pesar de que el oxígeno es un factor crítico en la formación del CDG, el yacimiento es un ambiente anaeróbico, debido a su naturaleza reductora y por lo tanto el oxígeno no debería estar presente en altas concentraciones en el agua de producción e inyección. En cuanto al efecto del ion férrico en la viscosidad, recalcan que esta especie química no afecta la viscosidad de la solución siempre y cuando el nivel de oxígeno sea bajo. El efecto del sulfuro de hidrogeno es crítico en las soluciones poliméricas cuando el oxígeno está

⁷¹ SHUPE, Russell. Chemical stability of polyacrylamide polymers. SPE 9299, Proceedings of the SPE 55th Annual Fall Conference, Dallas, TX, 21-24 September 1980.

⁷² YANG, Shiao. y TREIBER, Lyn. Chemical stability of polyacrylamide under simulated field Conditions. SPE 14232, Proceedings of the SPE 60th Annual Fall Conference, Las Vegas, NV, 22-25 September 1985.

presente, debido a que la reacción redox del $\text{H}_2\text{S}/\text{O}_2$ acelera la degradación química del gel. Debido a lo anterior, los autores recomiendan:

- Para soluciones con pH mayor a 7 y temperatura no superior a 100°F , no se debe remover el oxígeno de la solución debido a que no afecta considerablemente la viscosidad de formulación.
- Para soluciones con pH mayor a 7 y una temperatura superior a los 140°F , la cantidad de oxígeno debe ser minimizada en todos los escenarios usando solo la cantidad necesaria de aditivo, debido a que un exceso puede ser contraproducente para la estabilidad de la solución a largo tiempo.

2.3.5.1 Efecto de los cationes monovalentes. Cuando una pequeña cantidad de Cloruro de Sodio (NaCl) es añadido a la solución, ocurre una contracción de la cadena polimérica. Esto se observa en la reducción de la viscosidad de la mezcla, de alrededor de unas 10 veces con una concentración de 0.1M de NaCl en comparación con agua dulce. Se debe aclarar que, aunque se observa una reducción en la viscosidad de la solución, no se evidencia la precipitación del gel en concentraciones de hasta 3M de NaCl .

Por ejemplo, según Muller ⁷³ cuando la concentración de NaCl se eleva hasta 2M, el tamaño de las cadenas poliméricas se reduce de 1700 Å hasta 1000 Å. Esto explica el hecho de que el HPAM no sea recomendado para soluciones con elevada salinidad. Se debe señalar que este efecto fue estudiado para los rangos de hidrólisis del HPAM entre 4 y 50%.

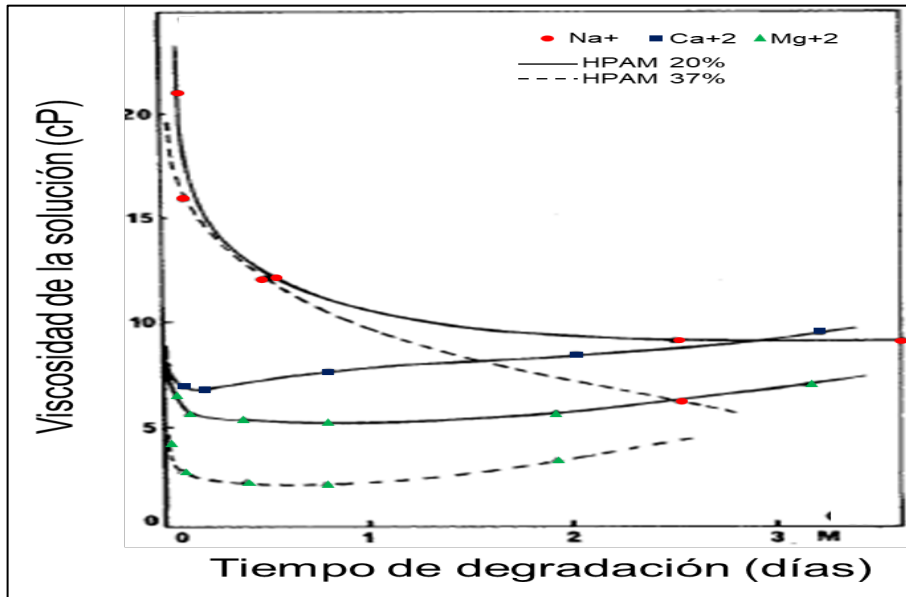
1.3.5.2 Efecto de los cationes divalentes. La presencia de cationes divalentes en las soluciones poliméricas generalmente conlleva a la precipitación de las cadenas formadas de polímero y entrecruzador. La velocidad a la cual precipita depende a su vez de la concentración del polímero, de los cationes presentes y del pH de la solución. Varios autores sugieren que la precipitación de las cadenas poliméricas se debe a la unión de los cationes con la cadena o a un fenómeno conocido como precipitación salina “salting-out”.

Para poliacrilamidas altamente hidrolizadas (>60%) la viscosidad se reduce drásticamente cuando se encuentra presente pequeñas cantidades de ion Ca^{+2} , hasta un punto donde se precipitan las cadenas formadas. Esto debido a la formación de un complejo entre el catión divalente y el grupo carboxílico. Muller, determinó que, si bien el efecto de la reducción de la viscosidad es más pronunciado en presencia de cationes divalentes que monovalentes, no es igual para distintos tipos de cationes divalentes. Como lo es el caso del Mg^{+2} donde la precipitación del polímero es más lenta en comparación con el Ca^{+2} , posiblemente debido a que el enlace con el Mg^{+2} es más soluble que el enlace con el Ca^{+2} . En la **Figura 12** se

⁷³ MULLER, Germain y POYANE, Laine. High Molecular Weight Hydrolyzed Polyacrylamides: Characterization and effects of salts on the conformational properties. Monte San Aignan: Universidad de Rouen. p.668

puede observar cómo se reduce la viscosidad de una solución de HPAM (37% de hidrólisis) en presencia de distintos tipos de cationes (mono y divalentes).

Figura 12. Efecto de la presencia de cationes en la reducción de viscosidad.



Fuente: DAVISON, Peter. y MENTZER, Enro. Polymer flooding in North Sea reservoirs. SPE 9300. 1980.

2. METODOLOGÍA Y DATOS

En este capítulo se presenta la metodología empleada para el desarrollo del presente trabajo, la cual involucra la representación apropiada de la data proporcionada por Ecopetrol para el diagnóstico, el benchmarking de las mejores prácticas y las pruebas de laboratorio para determinar los límites de la calidad del agua para ser usada en la inyección de CDG.

2.1 REPRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN

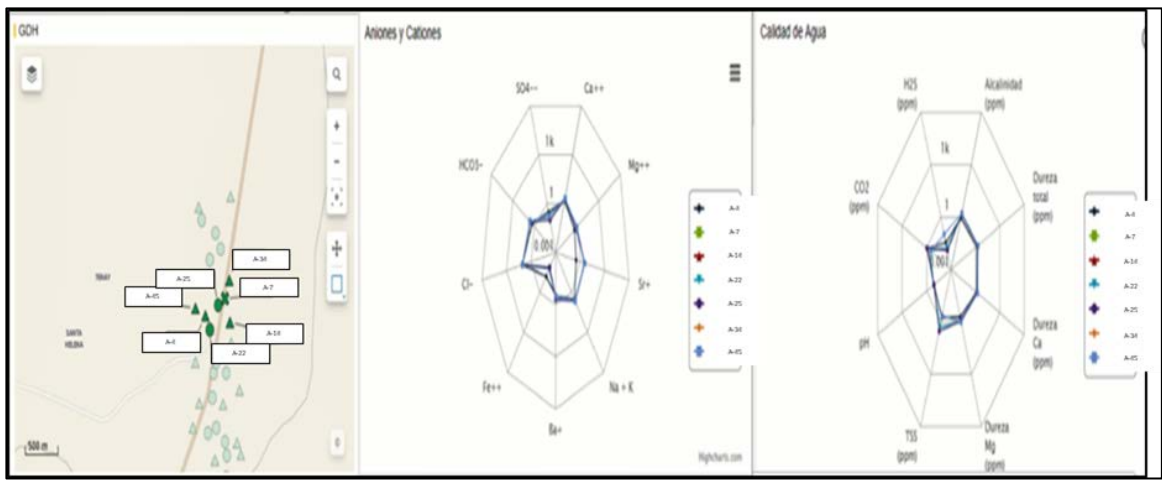
Desde el año 2009 la Gerencia de Producción del campo A lleva un registro en Microsoft Excel® de los parámetros de calidad del agua de producción. Para el respectivo diagnóstico de las condiciones del campo, dicha base de datos se depuró y consolidó en un solo archivo que es representado en el programa Spotfire®. La base de datos inicial cuenta con 4602 datos de muestras, a las cuales se les mide un total de 47 parámetros.

Spotfire® es un software empleado para la representación de una gran cantidad de datos de una manera dinámica e interactiva. La Gerencia de Recobro Mejorado de Ecopetrol en conjunto con la GDH, aprobaron la utilización de este programa para el presente proyecto, con el fin de que pueda ser empleado a los demás proyectos de la empresa en el país. Para representar adecuadamente esta información se adjuntaron las ubicaciones de los pozos y de los puntos de muestreo de la planta de inyección de agua. Un total de cinco tipos de gráficos fueron seleccionados con el fin de apoyar en las actividades de diagnóstico y de monitoreo de los parámetros en campo, los cuales son descritos a continuación.

2.1.1 Gráficos de radar. Los gráficos de radar o de araña permiten evaluar varios parámetros del agua simultáneamente bajo la misma escala y para distintas muestras. Para el desarrollo de este proyecto es fundamental evaluar todos los parámetros que miden en Campo, pero debido a la gran cantidad de parámetros se debe generar dos gráficos de radar; los cuales van a mostrar por un lado las especies iónicas presentes en el agua (Hierro, Bario, Estroncio, Sodio, Potasio, Calcio, Magnesio, Sulfatos, Bicarbonato, Cloruro) y por otro los demás parámetros medidos (pH, alcalinidad, dureza total, dureza cálcica, dureza magnésica, turbidez, gases disueltos).

Para esta representación es necesario programar en lenguaje Java® los respectivos gráficos para que se ajusten a cada una de las muestras evaluadas. Una vez realizada esta programación, se incluyó el código en Spotfire® para mostrar los gráficos de radar y las localizaciones de los pozos del campo. El resultado de este diseño se puede observar en la **Figura 13**.

Figura 13. Representación de cationes/aniones y parámetros de calidad de agua en gráficos de radar.

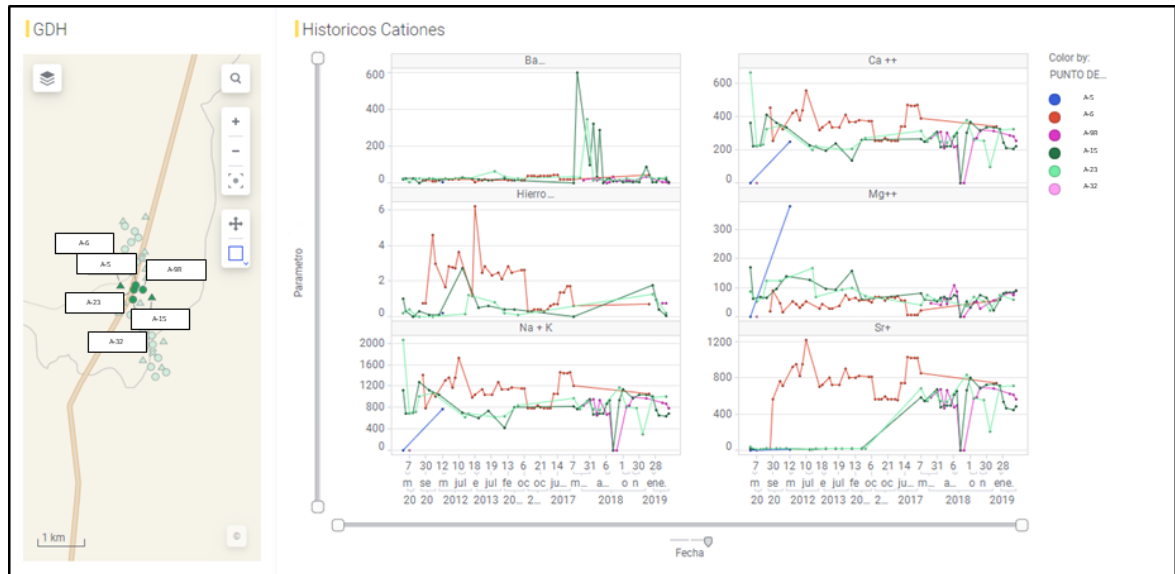


Fuente: Ecopetrol. Intelligent Water Management for CEOR operations.

2.1.1 Gráficos de dispersión. Un gráfico de dispersión es una representación visual de información en dos dimensiones, la cual usa puntos para representar los valores de dos variables distintas⁷⁴. En el análisis de calidad de agua, es usado para determinar tendencias y comportamientos de los parámetros a través del tiempo, por lo cual esta variable siempre va ubicada en el eje X. Por su lado, en el eje Y se ubica el valor de cada uno de los parámetros registrados para cada muestra de la base de datos generada. En la **Figura 14**, se puede observar cómo se ve en el programa desarrollado este tipo de gráfico para los cationes presentes en el agua de producción de cinco pozos.

⁷⁴ CHARTIO, "What is a Scatter Plot and When to Use It". [En línea]. [Consultado 15, Agosto, 2019] disponible en: <https://chartio.com/learn/charts/what-is-a-scatter-plot/>

Figura 14. Representación de los principales cationes en el agua de producción en gráficos de dispersión.



Fuente: elaboración propia basada con Ecopetrol. Intelligent Water Management for CEOR operations.

2.1.2 Gráficos de Schoeller. Los gráficos de Schoeller^{75,76} o de concentración iónica son utilizados para caracterizar las especies de cationes y aniones presentes en el agua de producción. Este gráfico consiste en un diagrama semi logarítmico donde en el eje X se colocan las principales especies químicas a analizar y en el eje Y se ubica el valor de la concentración de cada especie química en meq/l, finalmente cada uno de estos valores son unidos con una línea. En la **Tabla 2**, se muestran las principales especies químicas encontradas en el agua de producción del Campo A y sus respectivas conversiones de ppm (unidad de medida en campo) a meq/l.

⁷⁵CHUANGYONG,Je y MIANPING, Zheng. Hydrochemical characteristics and sources of brines in the Gasikule salt lake, Northwest Qaidam Basin, China. *Geochemical Journal*, Volumen: 5 p.481-494.

⁷⁶ ANIL,Jain. et al. Water Analysis - A Key Tool for Reservoir Monitoring Under Cyclic Steam Stimulation. Presentado en: SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference. Kuwait. 2015.

Tabla 2. Factores de conversión de ppm a meq/l para las principales especies químicas monitoreadas.

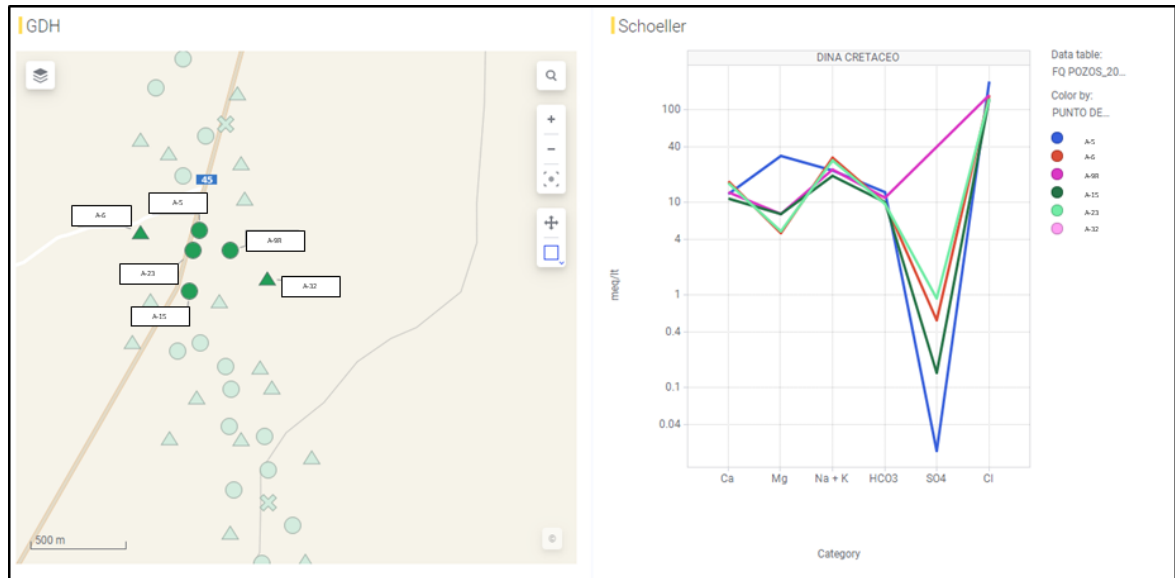
Especie	Grupo	Factor de ppm a meq/l
Sodio	Cationes	ppm/ 23
Magnesio	Cationes	ppm/ 12
Calcio	Cationes	ppm/ 20
Sulfatos	Aniones	ppm/ 48
Bicarbonatos	Aniones	ppm/ 61
Cloruros	Aniones	ppm/ 35.5

Fuente: HERNANDEZ, Alberto. “Estudio de una planta de desalación alimentada por energía eólica para el suministro de agua de riego para la recuperación del entorno hidrológico del parque nacional de Doñana”. Universidad de La Laguna, España. p.42. 2016.

La utilidad de este gráfico radica en mostrar concentraciones relativas de cationes y aniones⁷⁷. Múltiples muestras de diferentes pozos del campo son representadas en un solo diagrama para lograr identificar patrones en las relaciones entre cationes y aniones. Las concentraciones de estas especies químicas en el agua de producción son función de la hidrogeoquímica del agua del yacimiento y de inyección, así como de la composición química del material del que se compone la roca donde se encuentra el reservorio. Estos patrones son usados para determinar compatibilidades entre distintas fuentes de agua. En la **Figura 15**, se pueden observar la ubicación de los pozos y las relaciones de las especies químicas de la **Tabla 2** en un mismo gráfico de Schoeller.

⁷⁷ AYORA, Carles. “Elements for a methodology to interpret hydrochemichal data”. Cataluña, España. 2015 p.54

Figura 15. Representación de las concentraciones relativas de aniones y cationes con el gráfico de Schoeller.



Fuente: elaboración propia basada con Ecopetrol. Intelligent Water Management for CEOR operations.

2.1.3 Gráficos de Piper. ⁷⁸Arthur Piper propuso un procedimiento para representar una gran cantidad de muestras de aguas en un solo gráfico y así entender el origen de los principales constituyentes del agua. La principal premisa de este procedimiento consiste en que la mayoría de las aguas subterráneas contienen cationes y aniones en equilibrio químico. En la **Figura 16**, se muestran la clasificación de las principales especies químicas encontradas por Piper.

Figura 16. Principales especies químicas presentes en aguas subterráneas.



Fuente: elaboración propia.

⁷⁸ PIPER, Arnold. A Graphic Procedure in the Geochemical Interpretation of Water-Analyses. Wisconsin: Transactions American Geophysical Union, 1944. p.914-928.

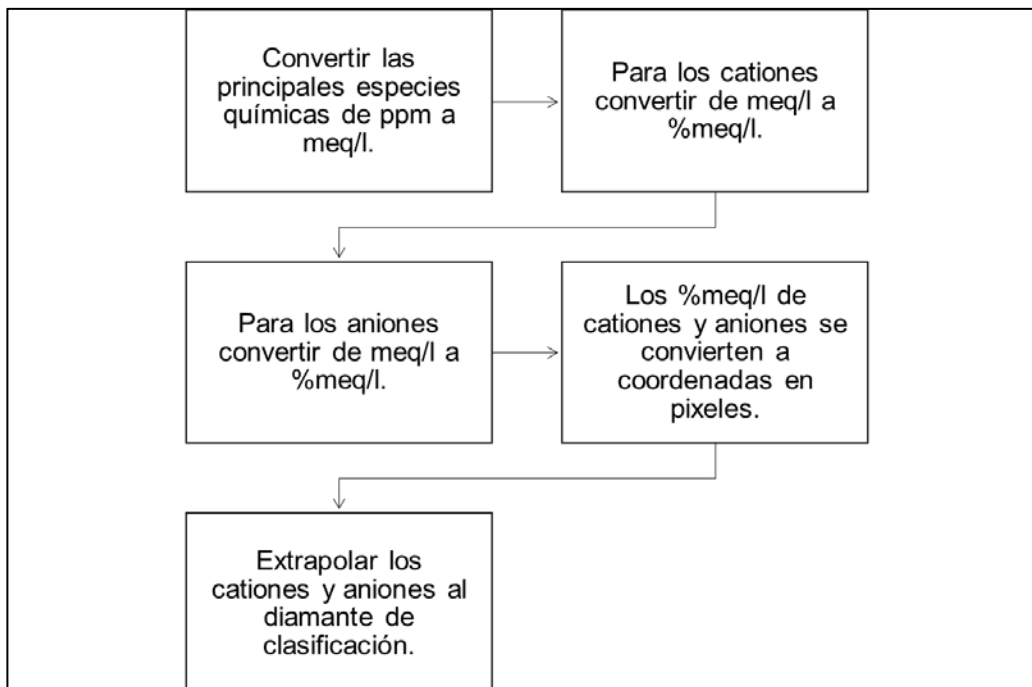
De la figura anterior, Piper logró determinar tres cationes y tres aniones que suman el 25% de la composición total del agua. Los principales cationes corresponden al ion Sodio, al ion Calcio y al ion Magnesio; por el lado de los aniones se encuentran el ion Sulfato, el ion Cloruro y el ion Bicarbonato.

Con la caracterización de estas especies químicas se pueden clasificar todas las aguas de producción en cuatro tipos distintos:

- Agua cálcica y/o magnésica bicarbonatada.
- Agua bicarbonatada sódica.
- Agua clorada y/o sulfatada sódica.
- Agua sulfatada y/o clorada cálcica y/o magnésica.

Esta clasificación se logra con la construcción de dos diagramas ternarios, uno para los cationes y uno para los aniones, los cuales se interceptan en un diamante que posee las clasificaciones previamente mencionadas. Para la elaboración de este gráfico en Spotfire®, se programó un algoritmo que convierte valores de concentración en coordenadas para el gráfico siguiendo el siguiente procedimiento, **Figura 17**.

Figura 17. Procedimiento propuesto para graficar el Diagrama de Durov en Spotfire® a partir de la información suministrada.

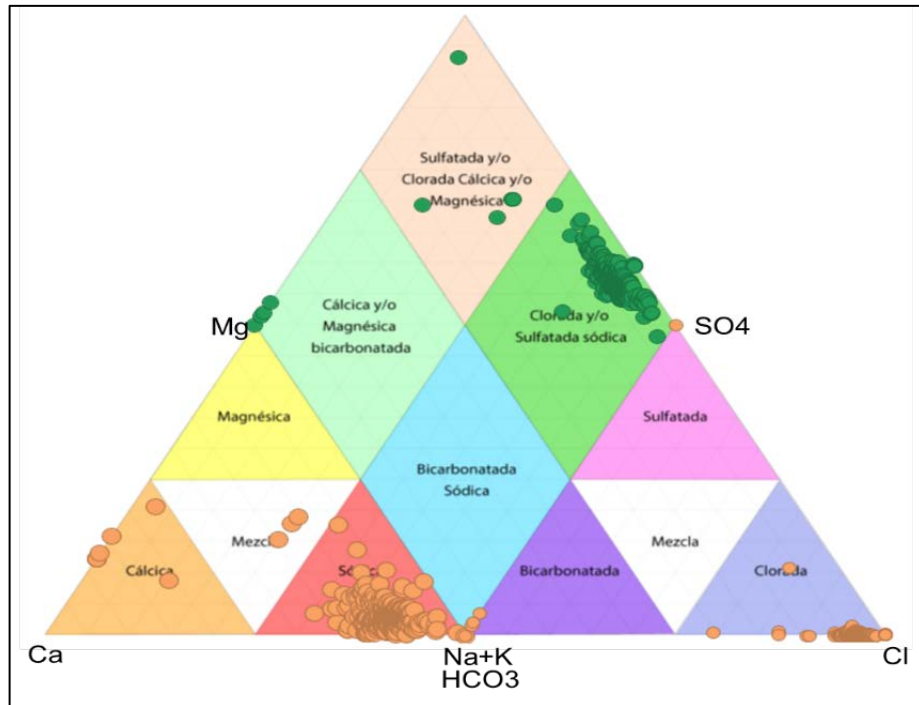


Fuente: elaboración propia.

Se presenta un ejemplo de la aplicación de este algoritmo para una muestra de agua del Pozo A-6, en el **Anexo A**. De manera similar, estos cálculos y procedimientos

se realizaron para todas las muestras obtenidas del Campo A, generando así el Diagrama de Piper del Campo A (**Figura 18**).

Figura 18. Diagrama Histórico de Piper generado para el campo A.



Fuente: elaboración propia basada con Ecopetrol. Intelligent Water Management for CEOR operations..

2.1.4 Gráficos de Durov. El gráfico de Durov⁷⁹ muestra los porcentajes de los principales iones en el agua de producción en dos gráficos ternarios, uno para aniones y uno para cationes. La suma de los iones en cada grupo debe ser igual al 100% para cada muestra representada. Cada gráfico ternario es puesto de forma perpendicular entre sí, para de este modo hacer una proyección de la data mostrada en un cuadrado que representa la relación de cationes y aniones.

El gráfico de Durov ha sido utilizado ampliamente en varios estudios hidrogeoquímicos⁸⁰, en el cual el objetivo es determinar grupos o clusters de muestras que se correlacionen entre sí. Si las muestras pertenecen al mismo cluster, se infiere que tienen composiciones químicas similares y por ende son compatibles. Por el contrario, dos clusters distantes en el gráfico de Durov muestran que las muestras que pertenecen a cada uno tienen composición química distinta y por ende son incompatibles entre sí.

⁷⁹ DUROV, Samuel. Natural Waters and Graphic Representation of Their Composition. Moscú: Doklady Akademii Nauk, 1948. p.87-90.

⁸⁰ MALGORZATA, Tartatuns y MARCIN, Kozak. "What story does the durov diagram tell?". Rzeszow, Polonia: Universidad de manejo y tecnologías de la información. 2017, p.6.

Debido a las similitudes entre el gráfico de Durov y el de Piper, se decide utilizar una versión extendida del gráfico de Durov para mostrar el pH de cada una de las muestras analizadas, a este se le conoce como el gráfico extendido de Durov. La utilidad de incluir este elemento se debe a que el pH es un parámetro que afecta la formación de los geles de dispersión coloidal.

El procedimiento para la construcción es similar al de Piper, con la diferencia que en el cálculo de las coordenadas para Durov se debe considerar que ambos diagramas ternarios son perpendiculares entre sí. La imagen generada en Spotfire®, tiene una dimensión de 900px*1286px.

A continuación, se muestra el procedimiento para la construcción del gráfico de Durov para la misma muestra de agua utilizada en el Gráfico de Piper, **Tabla 2**

$$\text{Coord X de cationes: } 386px + (480px * 0.5(\%Mg + \%(Na + K)))$$

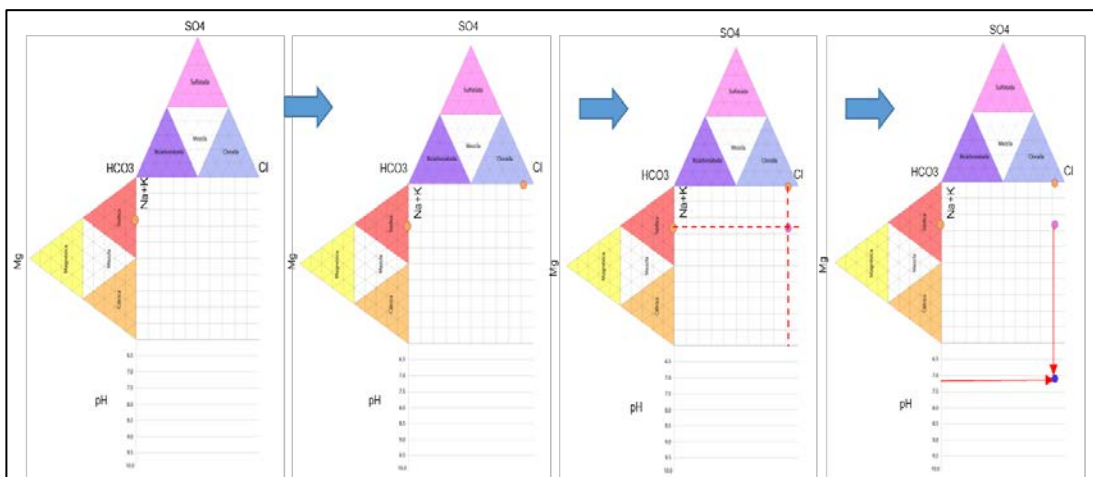
$$\text{Coord X de aniones: } 420px + 480px * (0.5 * \%SO_4 + \%Cl)$$

$$\text{Coord Y de cationes: } 420px - (420px * \%Mg)$$

$$\text{Coord Y de aniones: } 866px + (420px * \%SO_4)$$

Una vez obtenida la composición de la mezcla de cationes y aniones en el respectivo diagrama ternario, se proyecta de manera perpendicular para obtener la relación entre estas especies. Esta intersección se obtiene con la coordenada X de los aniones con la coordenada Y de los cationes. Finalmente, a esta intersección se le añade el valor del pH en la parte inferior del diagrama. En la **Figura 19** se muestra el procedimiento para la construcción de este diagrama.

Figura 19. Procedimiento para la construcción del diagrama de Durov con la metodología propuesta.



Fuente: elaboración propia basada con Ecopetrol. Intelligent Water Management for CEOR operatios

2.2 DESARROLLO EXPERIMENTAL

En esta sección se presenta la metodología empleada en la preparación del agua de producción sintética equivalente al agua de la PIA y su respectiva caracterización. Posteriormente se detalla el procedimiento empleado para preparar los geles de dispersión coloidal y la medición de la degradación química representada en la pérdida de la viscosidad.

2.2.1 Preparación del agua de producción sintética. Para evaluar experimentalmente los límites de los parámetros que debe cumplir el agua de inyección del Campo, como primera medida, se preparó la salmuera sintética representativa del agua de inyección, con las concentraciones establecidas por Ecopetrol que se especifican en la **Tabla 3**.

Tabla 3. Composición de la salmuera sintética.

Compuesto	Concentración (ppm)
Bicarbonato de Sodio	990
Cloruro de Sodio	6070
Sulfato de Sodio	10
Cloruro de Calcio	1020
Cloruro de Magnesio	520
Cloruro de Bario	20
Cloruro Férrico	30
Nitrato de Estroncio	20
Cloruro de Potasio	110

Fuente: KAMENETSKAYA, Irina. Custom colloidal dispersion gels compatibility with water treatment chemicals in A Field. Houston: Tiorco Company. 2013. p.2.

En total se prepararon 30 litros de agua de producción sintética, dividido en cinco tipos distintos de salmuera con la misma composición base, pero variando un elemento para garantizar cubrir todo el espectro de componentes determinados en el diagnóstico de la PIA. La **Tabla 4**, muestra las composiciones reales alcanzadas en la experimentación con su respectiva corrección por pureza.

El procedimiento empleado para la elaboración de estas muestras, se puede encontrar con más detalles en el **ANEXO D**.

Tabla 4. Composiciones alcanzadas en el laboratorio para las salmueras preparadas.

Compuesto	Salmuera 1	Salmuera 2	Salmuera 3	Salmuera 4	Salmuera 5
	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm
Bicarbonato de Sodio	1189	602	1188	1188	1188
Cloruro de Sodio	7283	7284	7286	7285	7284
Sulfato de Sodio	12	13	13	13	12
Cloruro de Calcio	1225	1224	119	1223	1225
Cloruro de Magnesio	624	624	626	60	625
Cloruro de Bario	25	24	24	24	24
Cloruro Férrico	36	36	36	36	36
Nitrato de Estroncio	25	24	24	24	24
Cloruro de Potasio	132	133	133	132	12

Fuente: elaboración propia

Las salmueras 1,2,3,4,5 se prepararon para ver el efecto de cada especie en la solución de geles. A continuación, se presenta la especie química que se va a variar con cada salmuera:

- Salmuera 1: Variación de nitrato de estroncio (Sr^{+2}), cloruro de bario (Ba^{+2}) y sulfato de sodio (SO_4^{2-}).
- Salmuera 2: Variación de Bicarbonato de Sodio (HCO_3^-).
- Salmuera 3: Variación de Cloruro de Calcio (Ca^{+2})
- Salmuera 4: Variación de Cloruro de Magnesio (Mg^{+2})
- Salmuera 5: Variación de Cloruro de Potasio (K^+)

Una vez preparadas las salmueras sintéticas, se determinó la dureza total, dureza cálcica, pH, turbidez, conductividad y sólidos disueltos, con el procedimiento que se describe a continuación:

2.2.1.1 Determinación de Dureza Total. Se tomó un analito de 50 ml, al cual se le agregaron 2 ml de la solución Buffer y 0.1g de indicador NET y se tituló con EDTA a 0.2N. Se procedió a calcular la dureza total por medio de la **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Determinación de dureza total.

$$ppm(\text{CaCO}_3) = \frac{mlEDTA \times 0.2N \times 50000}{ml_muestra} = mg / L$$

Fuente: elaboración propia

2.2.1.2 Determinación de Dureza Cálctica. A un analito de 50 ml se le agregaron 1 ml de NaOH y 0.1g de murexida y se tituló con EDTA de 0.2N. Se procedió a calcular la dureza cáctica por medio de la **Ecuación 3**.

Ecuación 3. Determinación de dureza cáctica.

$$ppm(CaCO_3) = \frac{mlEDTA \times 0.2N \times 50000}{50ml} = mg / L$$

Fuente: elaboración propia

2.2.1.3 Determinación de pH. Se tomó un analito de 50 ml y por medio del pH metro digital se determinó su valor.

2.2.1.4 Medición de Conductividad. Se tomó un analito de 50 ml y por medio del conductímetro se determinó el valor.

2.2.1.5 Medición de Turbidez. Se tomó la muestra en el recipiente del equipo del turbidímetro y se procede a tomar la lectura.

2.2.1.6 Sólidos totales disueltos. Se tomó la muestra y con el conductímetro se midieron los TDS.

2.2.2 Preparación de los geles de dispersión coloidal. Una vez determinados los parámetros de la salmuera sintética, se procedió a formar la solución madre empleando una concentración de polímero HPAM de 5000 ppm y una relación de 40:1 de entrecruzador citrato de Aluminio, los cuales están establecidos por la empresa operadora para la inyección, y se midió por medio del viscosímetro de Brookfield la viscosidad de la solución a una velocidad de 100 rpm y con una *Spindle* 2.

Posterior, se realizó la variación de las concentraciones de los compuestos en la salmuera sintética, cambiando uno a uno, y midiendo a cada salmuera la concentración de cloruros, dureza total, dureza cáctica, pH, turbidez y conductividad con el procedimiento descrito anteriormente. Las concentraciones que se muestran en la **Tabla 5**, se seleccionaron de acuerdo al valor máximo, mínimo, promedio, percentil 10 y percentil 90 de los iones a la salida de la PIA obtenidos en el diagnóstico a partir del programa desarrollado. La solución madre se diluyó con cada una de las salmueras preparadas y se midió la viscosidad de la solución de CDG por medio del viscosímetro de Brookfield. Una vez determinada la viscosidad se calcula el porcentaje de reducción en la viscosidad con la siguiente **Ecuación 4**.

Ecuación 4. Determinación de reducción de viscosidad

$$\% \text{ reducción Viscosidad} = \frac{\eta_{\text{referencia}} - \eta_{\text{medida}}}{\eta_{\text{referencia}}} \times 100$$

Fuente: elaboración propia

Tabla 5. Concentraciones de compuestos de la salmuera sintética.

Compuesto	Especie	Max (ppm)	p90 (ppm)	Promedio (ppm)	p10 (ppm)	Min (ppm)
Bicarbonato de Sodio	HCO ₃ ⁻	915	866	714	598	500
Sulfato de Sodio	SO ₄ ⁻²	36	14	8	0	0
Cloruro de Calcio	Ca ⁺²	1020	500	300	200	100
Cloruro de Magnesio	Mg ⁺²	520	250	150	100	50
Cloruro de Sodio Bicarbonato de Sodio	Na ⁺	2957	2881	2819	2729	2078
Cloruro de Potasio	K ⁺	54	53	52	50	38
Cloruro de Bario	Ba ⁺²	54	30	22	15	3
Nitrato de Estroncio	Sr ⁺²	30	25	22	18	18

Fuente: elaboración propia

2.3 BENCHMARKING

Son todos aquellos análisis que las empresas realizan a sus actividades con el fin de comparar sus niveles de desempeño con otros. También consiste en identificar, adaptar y adoptar prácticas que se creen que mejorará el desempeño actual de la compañía en cierta actividad⁸¹.

Según el alcance e impacto que se quiera generar en la compañía, el benchmarking es una actividad que se puede realizar una vez o varias veces con el fin de establecer un sistema de mejora continua. Con base en esto se decide realizar un

⁸¹ STAPENHURST, Tim. The Benchmarking book: What is Benchmarking? Dallas: Butterworth Heinemann Editorial, 2009. p.3-18.

benchmarking de la actividad de monitoreo de la calidad de agua realizada en Ecopetrol, específicamente en el Campo A, con el fin de compararlas con otras compañías que han logrado pasar exitosamente a un plan de expansión de proyectos de recobro químico (CEOR). Para realizar este análisis se determinó en primer lugar cuales eran las compañías que habían implementado CDG a escala de desarrollo para comparar a Ecopetrol con estas.

Seguidamente se realizó una búsqueda en bases de datos especializadas (OnePetro® y ScienceDirect®) con el fin de encontrar los planes de monitoreo de estas compañías en dichos proyectos. La búsqueda de estos planes no generó ningún resultado y por lo tanto se debió expandir las búsquedas de proyectos de inyección de Geles a proyectos de inyección de polímeros (HPAM). Una vez determinadas las practicas que realizan otras compañías, se procede a comparar la situación actual de Ecopetrol en el monitoreo de calidad de agua con los parámetros encontrados.

3. RESULTADOS

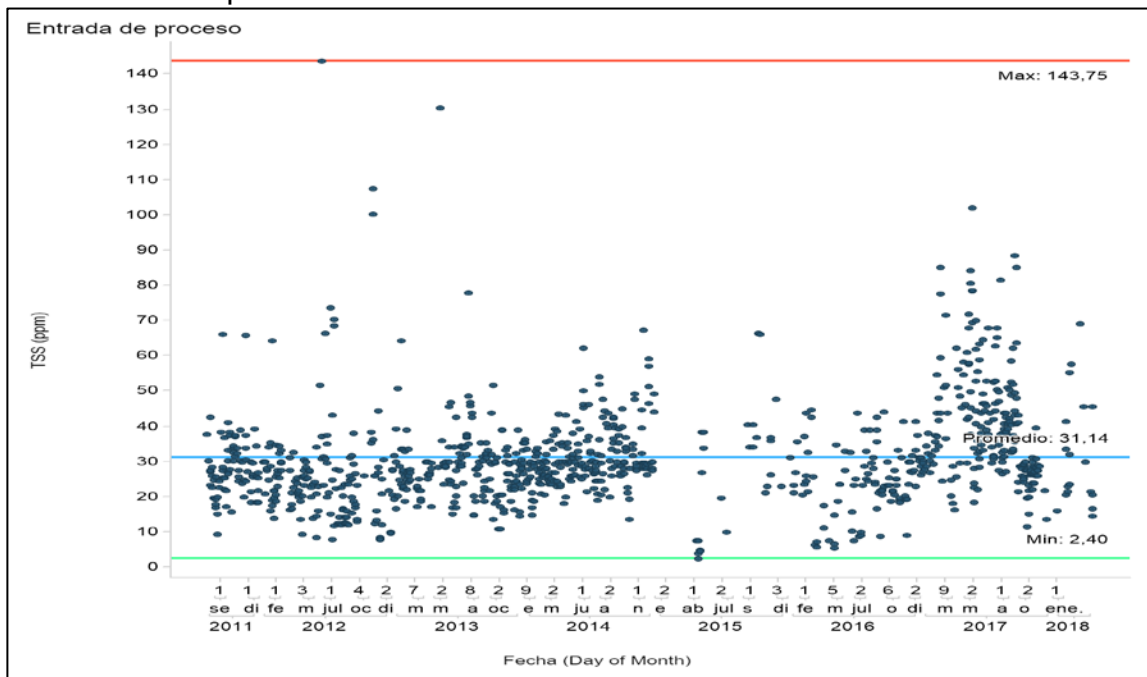
En esta sección se presentan los resultados obtenidos del diagnóstico de la planta de inyección de agua, el benchmarking realizado a las actividades de monitoreo de calidad de agua y de las pruebas experimentales realizadas con el agua sintética de producción/CDG.

3.1 DIAGNÓSTICO ACTUAL E HISTÓRICO DE LA PIA

En el diagnóstico realizado a la planta de inyección PIA, se tomaron los datos de la entrada y salida del proceso; los cuales corresponden al FWKO y la línea de inyección, respectivamente para los parámetros de sólidos totales suspendidos y grasas y Aceites. Para los parámetros restantes se tuvo en cuenta los datos de los puntos de medición de la PIA. De esta manera se obtuvieron los resultados para distintos parámetros de calidad de agua.

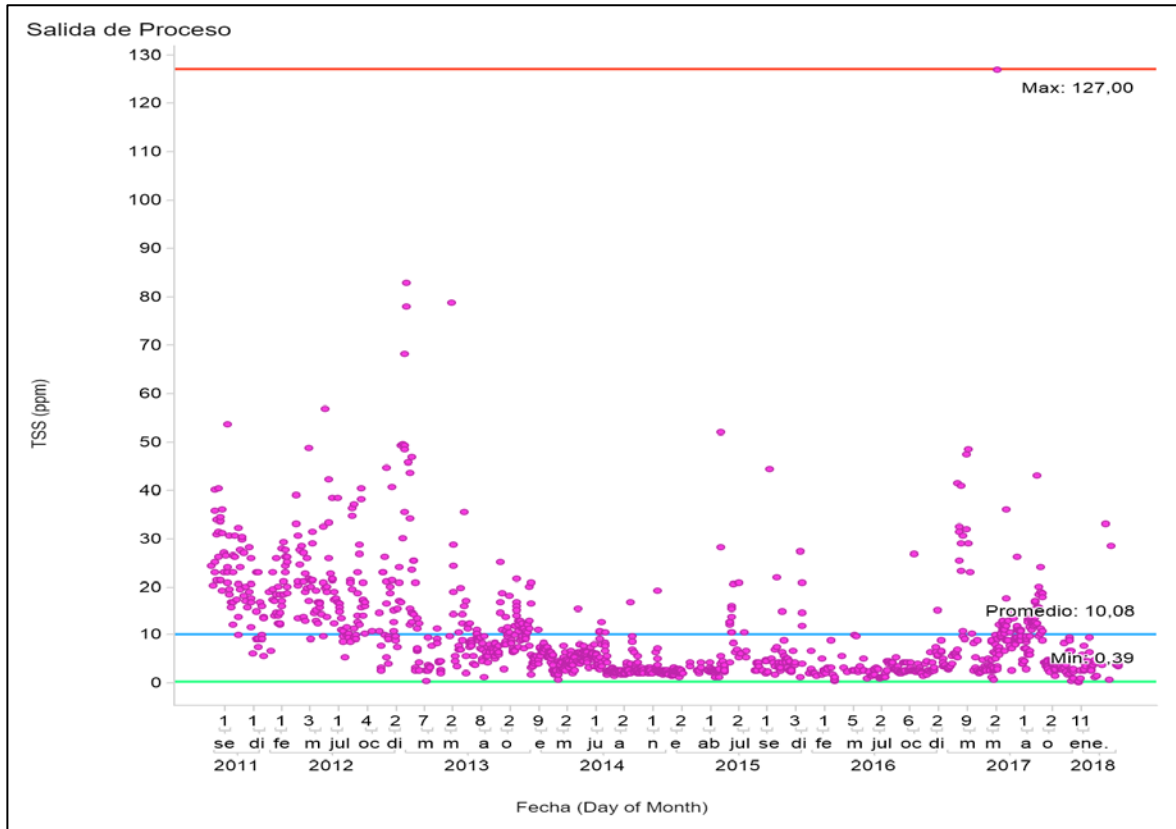
3.1.1 Sólidos Totales Suspendidos (TSS). Estos corresponden a las sustancias no disueltas presentes en el agua de producción los cuales no sedimentan sino después de periodos razonables de tiempo y se ve reflejado en parámetros como la turbidez y el color. En este orden de ideas, debido a que el agua que sale del FWKO debe pasar por tanques desnatadores y filtros antes de llegar a la línea de inyección, debería ser este parámetro menor en la salida del proceso que en la entrada. La **Gráfica 2** representa el comportamiento histórico de los TSS en la entrada del proceso y la **Gráfica 3** en la salida de este.

Gráfica 2. Comportamiento histórico de TSS a la salida del FWKO de la PIA.



Fuente: elaboración propia basada con Ecopetrol. Intelligent Water Management for CEOR operatioss.

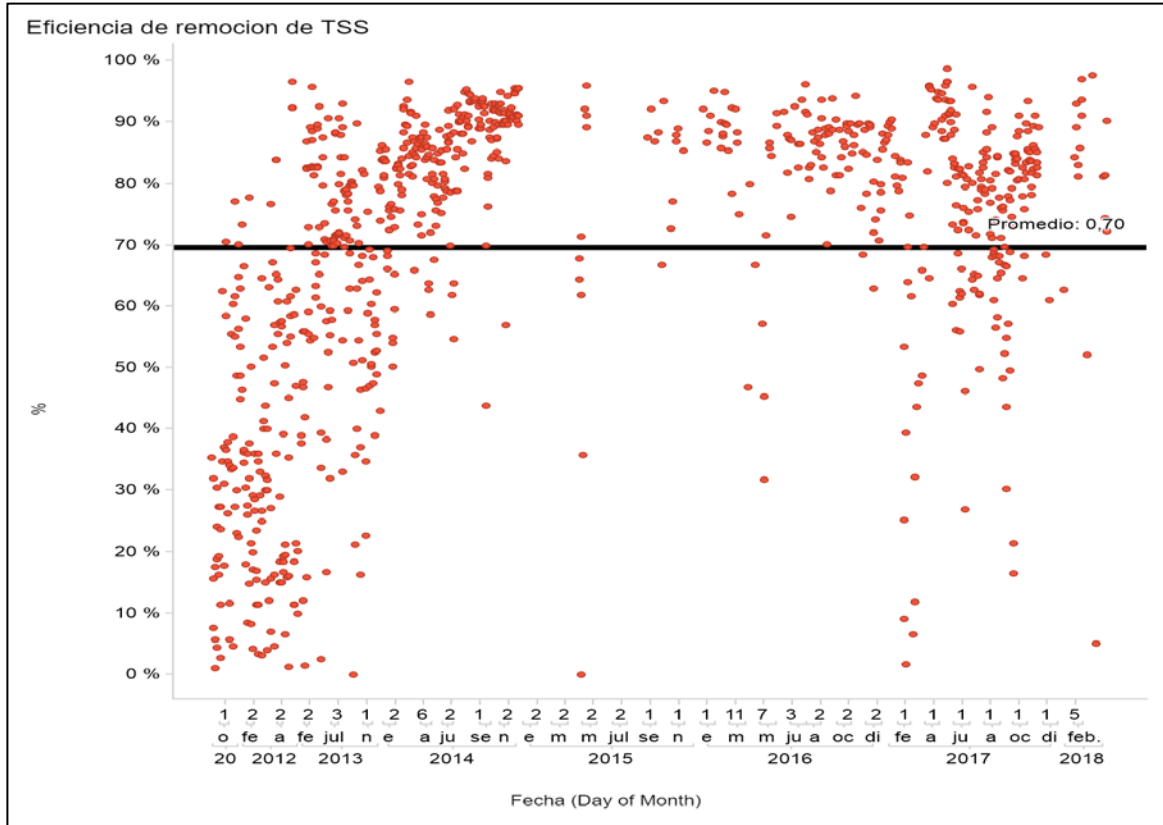
Gráfica 3. Comportamiento histórico de TSS en la línea de inyección de la PIA.



Fuente: elaboración propia basada con Ecopetrol. Intelligent Water Management for CEOR operations

En la **Gráfica 2**, se evidencia que los TSS en el agua a la salida del FWKO tienen un promedio de 31.14 ppm (línea azul), un valor máximo (línea roja) histórico en junio de 2012 de 143 ppm y un mínimo (línea verde) de 2.4 en abril de 2015. Por otro lado, la **Gráfica 3** muestra que los TSS en la línea de inyección tienen un promedio (línea azul) histórico de 10.08 ppm, un máximo (línea roja) de 127 ppm en mayo de 2017 y un mínimo (línea verde) en enero de 2018 de 0.72ppm. Con base en el cambio de esta propiedad entre la entrada y salida se determinó una eficiencia global del proceso en cuanto a la remoción de TSS, **Gráfica 4**, la cual da una eficiencia promedio de la planta del 70%.

Gráfica 4. Comportamiento histórico de la eficiencia de remoción de TSS en la PIA.



Fuente: elaboración propia basada con Ecopetrol. Intelligent Water Management for CEOR operatios

En la **Tabla 6**, se plasma las eficiencias anuales obtenidas para los TSS en la PIA.

Tabla 6. Eficiencia del proceso en remoción de sólidos totales

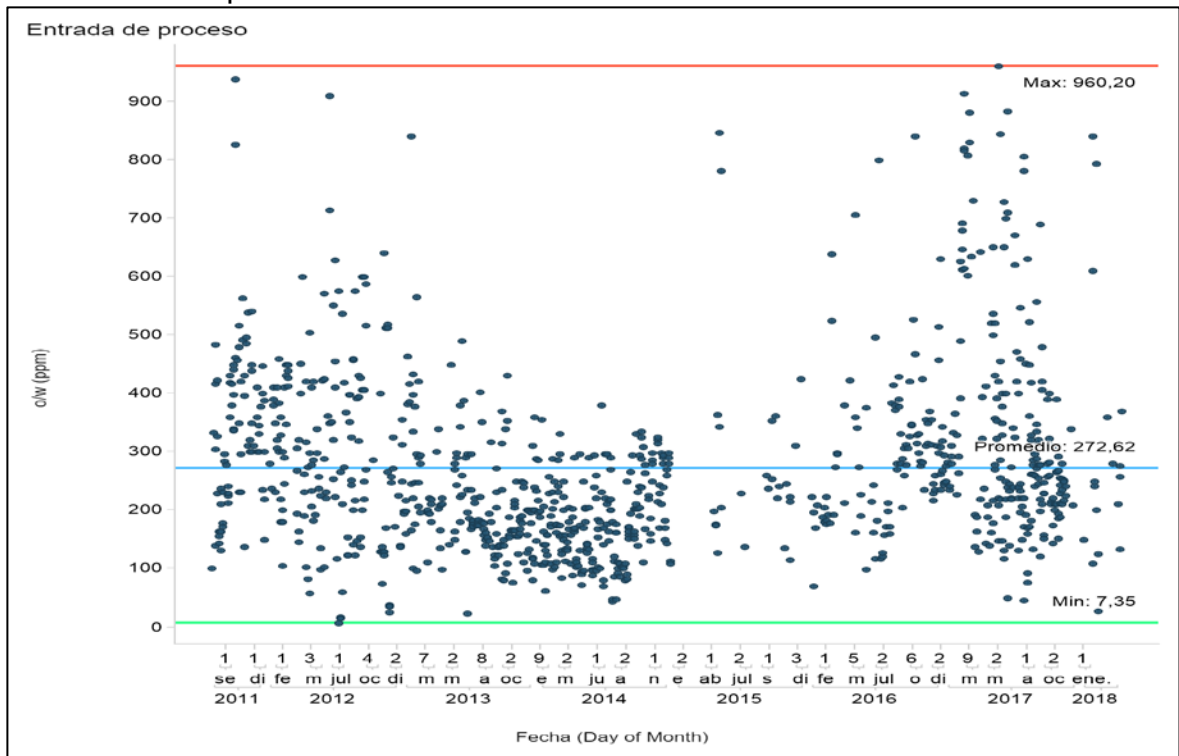
PERIODO	EFICIENCIA PROMEDIO
2011	0.35
2012	0.36
2013	0.65
2014	0.84
2015	0.77
2016	0.84
2017	0.75
2018	0.79

Fuente: elaboración propia

3.1.2 Grasas y aceites (O/W). Corresponden a los compuestos orgánicos aceitosos insolubles que forman emulsiones en el agua de producción y que no pueden ser removidos por métodos convencionales de separación. En el FWKO se debe

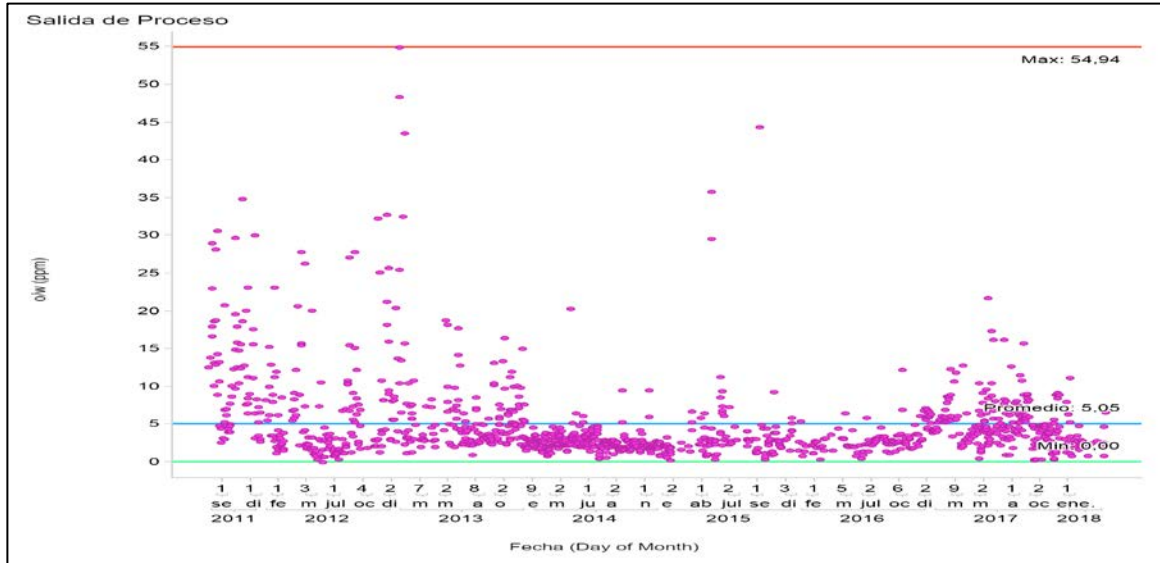
separar el agua libre de la mezcla agua, petróleo y gas que llega de los pozos productores, aunque se evidencia que dicha separación no es del 100%, permanecen grasas en el agua de producción que entran a la planta de tratamiento PIA. La **Gráfica 5** y **Gráfica 6** representa el comportamiento histórico de las grasas y aceites en la entrada y salida de la planta, respectivamente.

Gráfica 5. Comportamiento histórico de o/w a la salida del FWKO de la PIA.



Fuente: elaboración propia basada con Ecopetrol. Intelligent Water Management for CEOR operatios

Gráfica 6. Comportamiento histórico de o/w en la línea de inyección de la PIA.



Fuente: elaboración propia basada con Ecopetrol. Intelligent Water Management for CEOR operatios

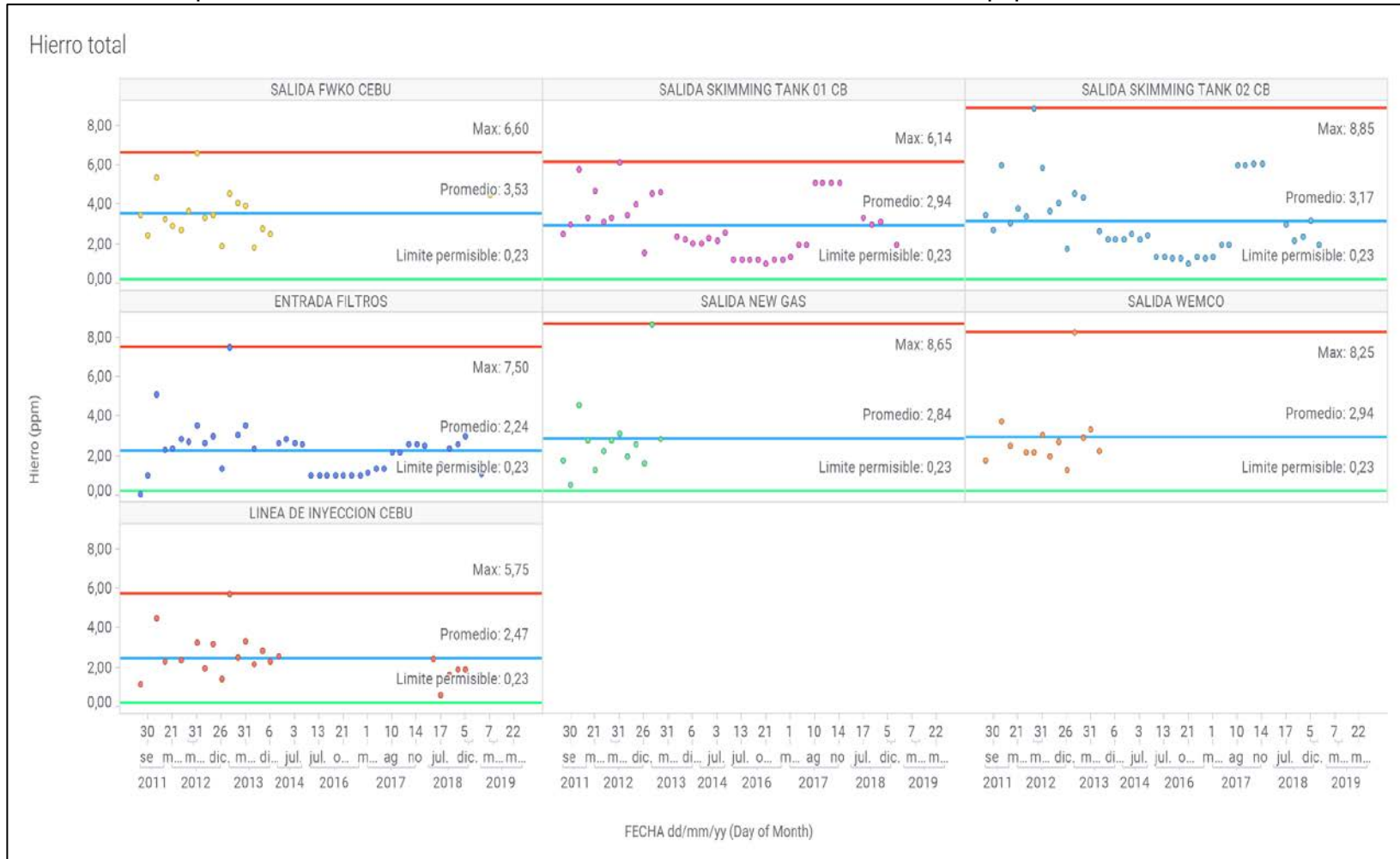
En la **Gráfica 5**, se evidencia que las grasas y aceites en el agua a la salida del FWKO tienen un promedio de 272 ppm (línea azul), un valor máximo (línea roja) histórico en mayo de 2017 de 960 ppm y un mínimo (línea verde) de 7.35 en junio de 2012. Por otro lado, la **Gráfica 6** muestra que las grasas y aceites en la línea de inyección tienen un promedio (línea azul) histórico de 5.05 ppm, un máximo (línea roja) de 54.94 ppm en enero de 2013 y un mínimo (línea verde) no detectable de 0. Con base en el cambio de dicha variable entre la entrada y salida se determinó una eficiencia global del proceso en cuanto a la remoción de grasas y aceites, **Gráfica 7**, la cual da una eficiencia promedio de la planta del 98%.

En la **Tabla 7**, se plasma las eficiencias anuales obtenidas para las grasas y aceites del agua de producción en la PIA.

Tabla 7. Eficiencia del proceso en remoción de grasas y aceites

PERIODO	EFICIENCIA PROMEDIO
2011	0.96
2012	0.97
2013	0.97
2014	0.98
2015	0.98
2016	0.99
2017	0.98
2018	0.98

Gráfica 8. Comportamiento secuencial del contenido de hierro en los distintos equipos de la PIA.



Fuente: elaboración propia basada con Ecopetrol. Intelligent Water Management for CEOR operatios

Gráfica 9. Comportamiento secuencial del contenido de oxígeno disuelto en los distintos equipos de la PIA.



Fuente: elaboración propia basada con Ecopetrol. Intelligent Water Management for CEOR operatios

En la **Gráfica 8**, se evidencia que el hierro total en el agua a la salida del FWKO tiene un promedio de 3.53 ppm (línea azul), un valor máximo (línea roja) histórico en mayo de 2012 de 6.6 ppm. Por otro lado, el hierro total en la línea de inyección tiene un promedio (línea azul) histórico de 2.47 ppm y un máximo (línea roja) de 5.75 ppm en enero de 2013. Adicionalmente, se graficó el límite recomendable de hierro total el cual es de 0.23 ppm y se observa que todos los valores en todos los puntos de muestreo superan este valor.

En la **Gráfica 9**, se evidencia que el oxígeno disuelto en el agua a la salida del FWKO y en la línea de inyección es por lo general indetectable. Este comportamiento es similar al evidenciado en los demás puntos de muestreo de la planta de inyección, con la excepción de unos picos en enero del 2013. Para este parámetro el límite recomendable es de 0.03 ppm, el cual se cumple en casi toda la historia reportada de este parámetro.

3.1.4 Dureza total y dureza cálcica. La dureza total hace referencia a la cantidad de cationes disueltos en el agua, generalmente Calcio y Magnesio. Una clasificación general de la dureza en el agua es la siguiente:

- Agua suave: 0-60 ppm
- Agua moderadamente dura: 61-120 ppm
- Agua dura: 121-180 ppm
- Agua muy dura: >180 ppm

Debido a que la dureza total representa todos los cationes disueltos, es importante conocer cuál es la dureza cálcica, la cual representa solo los iones Ca^{+2} ; debido a que este catión es el de mayor tiene influencia en la estabilidad química de los geles de dispersión coloidal. Para la PIA, se determinó que el 80% de la dureza total del agua de producción es debida exclusivamente al Calcio y el 20% a los demás compuestos disueltos.

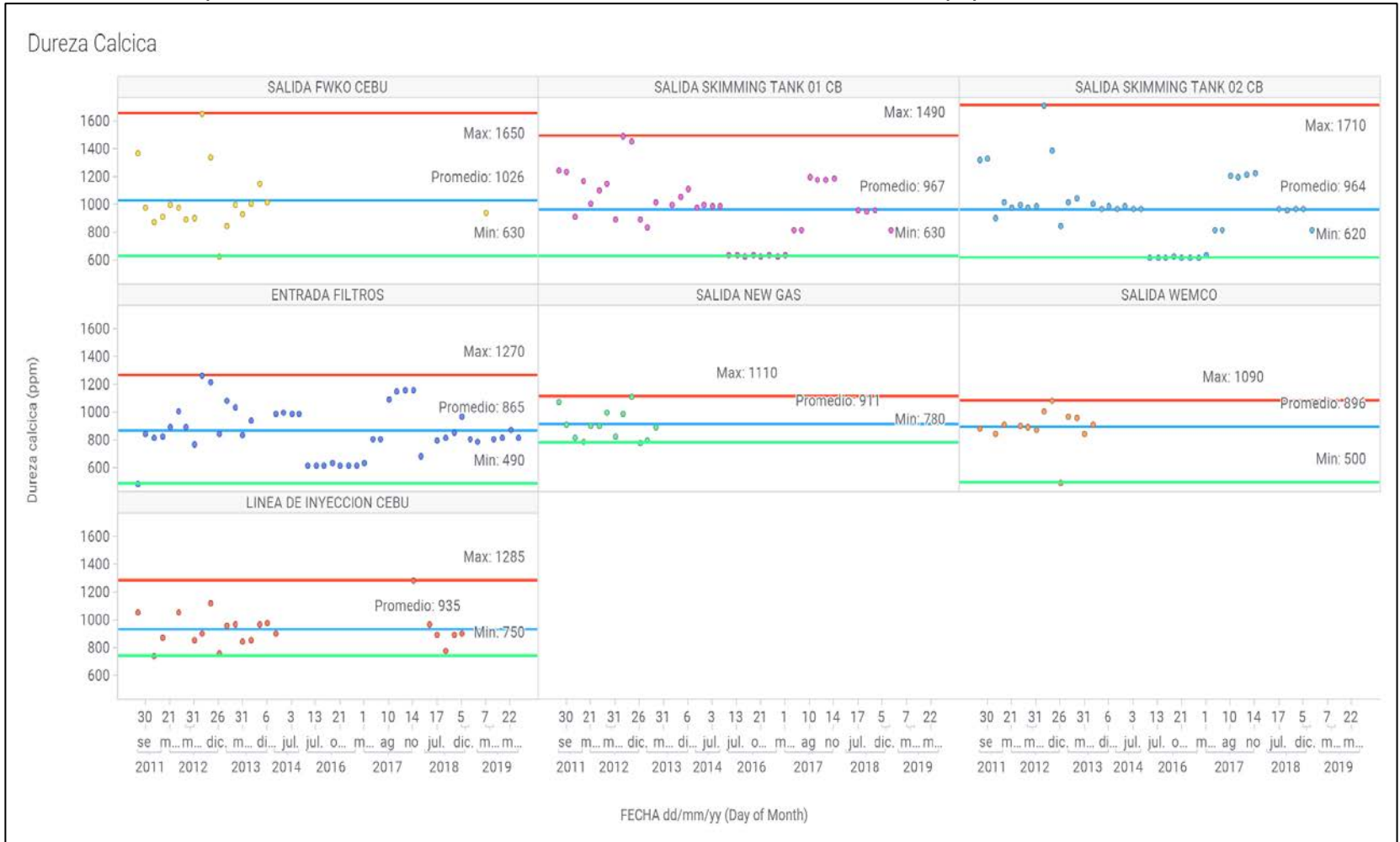
En la **Gráfica 10** y **Gráfica 11** se puede observar el comportamiento de la dureza total y dureza cálcica en su paso por los distintos equipos de tratamientos de agua de la PIA.

Gráfica 10. Comportamiento secuencial de la dureza total en los distintos equipos de la PIA.



Fuente: elaboración propia basada con Ecopetrol. Intelligent Water Management for CEOR operatios

Gráfica 11. Comportamiento secuencial de la dureza cálcica en los distintos equipos de la PIA.



Fuente: elaboración propia basada con Ecopetrol. Intelligent Water Management for CEOR operatios

En la **Gráfica 10**, se evidencia que la Dureza total en el agua a la salida del FWKO tiene un promedio de 1298 ppm (línea azul), un valor máximo (línea roja) histórico en julio de 2012 de 1820 ppm y un mínimo (línea verde) de 1000 ppm en diciembre de 2012. La línea de inyección tiene valores ligeramente inferiores comparados con la entrada, con un promedio (línea azul) de 1180 ppm, un máximo (línea roja) histórico de 1960 ppm en febrero de 2014 y un valor mínimo (línea verde) de 950 ppm en noviembre de 2011.

En la **Gráfica 11**, se evidencia que la Dureza cálcica en el agua a la salida del FWKO tiene un promedio de 1026 ppm (línea azul), un valor máximo (línea roja) histórico en julio de 2012 de 1650 ppm y un mínimo (línea verde) de 630 ppm en diciembre de 2012. Debido a que la dureza cálcica es proporcional a la total, la reducción de esta en la línea de inyección es similar a la de la dureza total, con un promedio (línea azul) de 935 ppm, un máximo (línea roja) histórico de 1285 ppm en noviembre de 2017 y un valor mínimo (línea verde) de 750 ppm en noviembre de 2011.

3.1.5 Comportamiento del pH. Este parámetro es una medida de la acidez o alcalinidad de una solución acuosa, esta propiedad varía conforme a los constituyentes que se encuentran presentes en el agua de producción. Generalmente las salmueras presentes en las facilidades de producción son neutras con pH que varían entre 6 y 8. En la **Gráfica 12** se puede evidenciar que esto aplica para el agua de producción que es procesada en el PIA. Esto se debe a que en todos los puntos de muestreo se ha registrado un promedio de pH de 7 (línea azul), un máximo histórico (línea roja) de 8 reportado en la salida del *skimming tank* 1 en diciembre de 2013 y un mínimo de 6 reportado a la entrada de los filtros en mayo de 2019.

Gráfica 12. Comportamiento secuencial del pH en los distintos equipos de la PIA.



Fuente: elaboración propia basada con Ecopetrol. Intelligent Water Management for CEOR operatios

3.2 HISTÓRICO DE PARÁMETROS FÍSICOQUÍMICOS DE LOS CAMPOS QUE ENTRAN A LA PIA

Una vez cotejada y unificada toda la información recolectada de Ecopetrol, se generó una base de datos unificada que contiene todos los históricos de los parámetros fisicoquímicos que se han medido en la Gerencia, entre los cuales se encuentran los Campos que entran a la PIA.

En la **Tabla 8**, **Tabla 9** y **Tabla 10** se encuentran recopilados el promedio de todos los parámetros medidos por Campo. En el **ANEXO C** se puede encontrar las medidas estadísticas de estos datos, así como el detalle de los pozos de los Campos A, C, P1 y P2 que producen de la misma formación.

Tabla 8. Promedio histórico de parámetros de calidad de agua de producción por campo.

Campo	No. Pozos muestreados	pH	Alcalinidad (ppm)	Dureza total (ppm)	Dureza Cálctica (ppm)	TSS (ppm)	Conductividad (mS)
Campo A2	6	6,81	896,5	10597,5	1137,83	599,37	73,47
Campo C	4	7,65	565,5	1122,04	335,17	214	56,99
Campo A	45	7,42	519,35	1011,5	295,35	1093,38	54,7
Campo D	5	7,14	190,43	1188,13	961,88	5983,69	1,46
Campo P3	7	6,81	1401,3	3169,85	2204,56	2856,48	11,26
Campo P1	26	7,38	513,7	1049,86	348,25	484,1	47,44
Campo P2	7	7,42	722,11	1155	326,84	322,55	21,27
Campo S	29	7,05	1133,29	2080,33	474,41	634,89	25,8
Campo T1	3	6,83	388,8	795,5	96,5	2099,4	23,43
Campo T2	13	7,03	1015,52	2536,96	411,4	218,03	27,33

Fuente: elaboración propia basada con Ecopetrol. Intelligent Water Management for CEOR operatios

Tabla 9. Promedio histórico de cationes del agua de producción por campo

Campo	Hierro (ppm)	Ca²⁺ (ppm)	Mg²⁺(ppm)	Sr⁺ (ppm)	Na + K (ppm)	Bario (ppm)
Campo A2	34,31	3239,03	276,49	5367,77	9614,12	206,53
Campo C	0,56	296,22	76,46	76,9	917,46	14,85
Campo A	1,01	258,7	67,82	404,65	801,27	26,2
Campo D	9,72	80,2	207,77	16,18	248,4	44,74
Campo P3	8,39	346,34	479,32	125,92	1072,7	53,36
Campo P1	2,69	245,04	75,09	205,4	758,94	16,94
Campo P2	2,72	300,46	71,86	155,89	930,61	19,4
Campo S	7,35	624,31	113,3	174,88	1927,03	66,27
Campo T1	3,94	280,3	23,45	405,06	868,16	5,35
Campo T2	10,27	726,69	89,69	360,87	2189,38	25,39

Fuente: elaboración propia basada con Ecopetrol. Intelligent Water Management for CEOR operatios

Tabla 10 Promedio histórico de aniones del agua de producción por campo

Campo	Bicarbonato (ppm)	Sulfatos (ppm)
Campo A2	951,07	125,3
Campo C	686,25	6,63
Campo A	623,75	20,09
Campo D	216,83	45
Campo P3	1549,02	70,53
Campo P1	621,58	15,7
Campo P2	880,97	3,67
Campo S	1368,07	9,79
Campo T1	474,34	780,5
Campo T2	1175,07	98,29

Fuente: elaboración propia basada con Ecopetrol. Intelligent Water Management for CEOR operatios

3.3 HISTÓRICO HIDROGEOQUÍMICO DEL AGUA DE FORMACIÓN Y PRODUCCIÓN

Una vez realizado el diagnóstico de la PIA se procedió a realizar un análisis hidrogeoquímico del agua de formación de los 10 campos que entran a la planta de inyección de agua, cuya mezcla generará el agua que será utilizada para preparar la solución polimérica en el plan de expansión de inyección de CDG, en el Campo A.

Este análisis fue realizado con todas las muestras recolectadas desde el 2009 y utilizando el programa desarrollado por los autores, *Intelligent Water Management for CEOR Operations*.

3.3.1 Gráfico de Piper. El Gráfico de Piper permitió evaluar diversas fuentes de agua simultáneamente bajo la suposición de que el agua de formación de los campos evaluados está compuesta principalmente por 6 especies: Tres cationes (Ca^{+2} , Mg^{+2} , Na^{+2}) y tres aniones (HCO_3^- , SO_4^- , Cl^-). Con la cuantificación de estas especies químicas se puede clasificar el agua de formación en cuatro categorías:

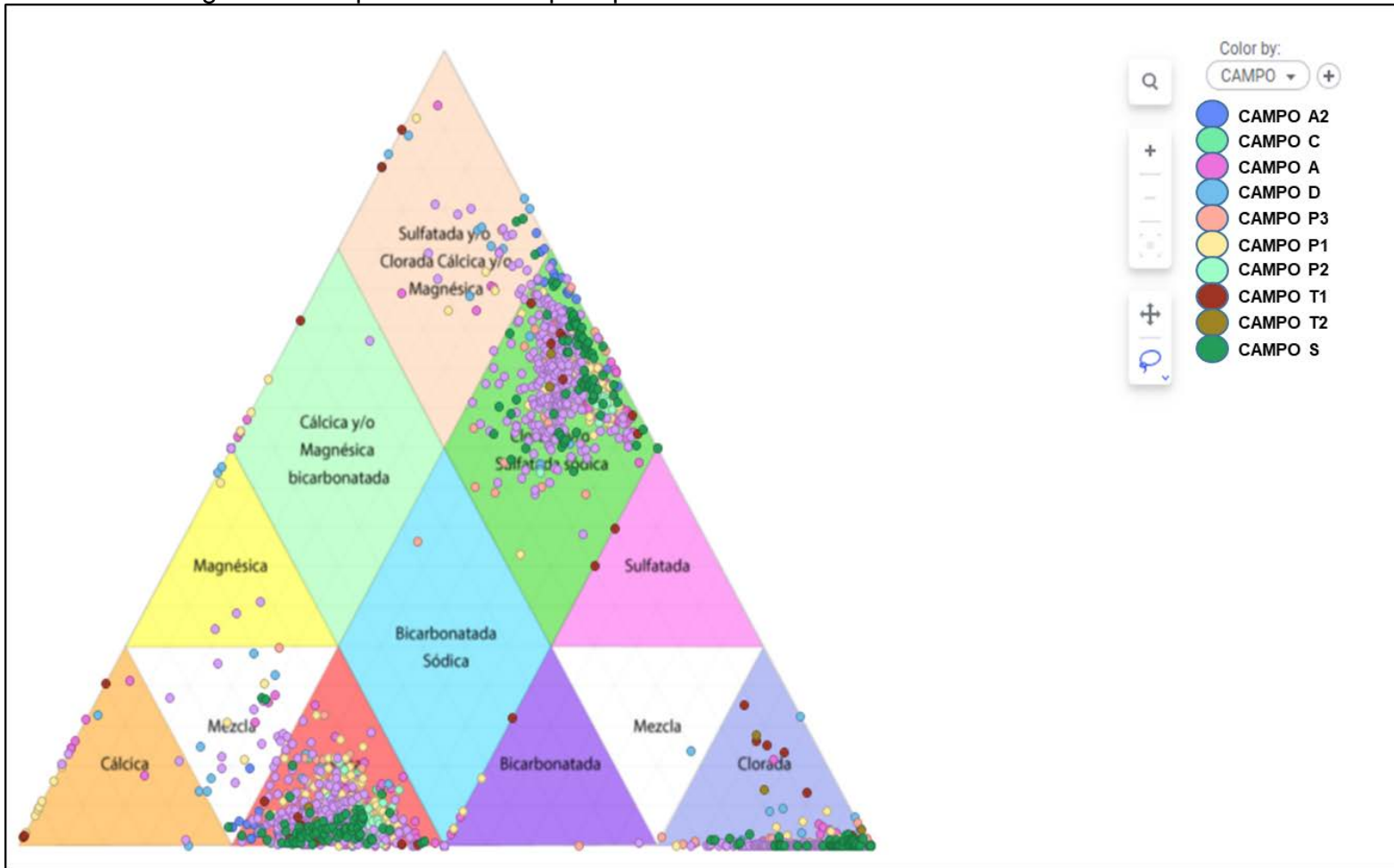
- Clorada y/o Sulfatada sódica
- Bicarbonatada sódica
- Cálcica y/o magnésica bicarbonatada
- Sulfatada y/o clorada cálcica y/o magnésica

La **Gráfica 13** muestra el resultado obtenido por el programa desarrollado, en el cual se pueden apreciar como el agua de formación de cada campo es clasificada con base en la composición hidrogeoquímica.

3.3.2 Gráfico de Durov. El gráfico de Durov permitió evaluar, al igual que Piper, diversas fuentes de agua simultáneamente. La diferencia radica en que Durov permite involucrar otros parámetros fisicoquímicos en el análisis, como lo es el caso del pH. Como se mencionó anteriormente el pH neutro es fundamental para poder mantener una solución de geles estable a través del tiempo.

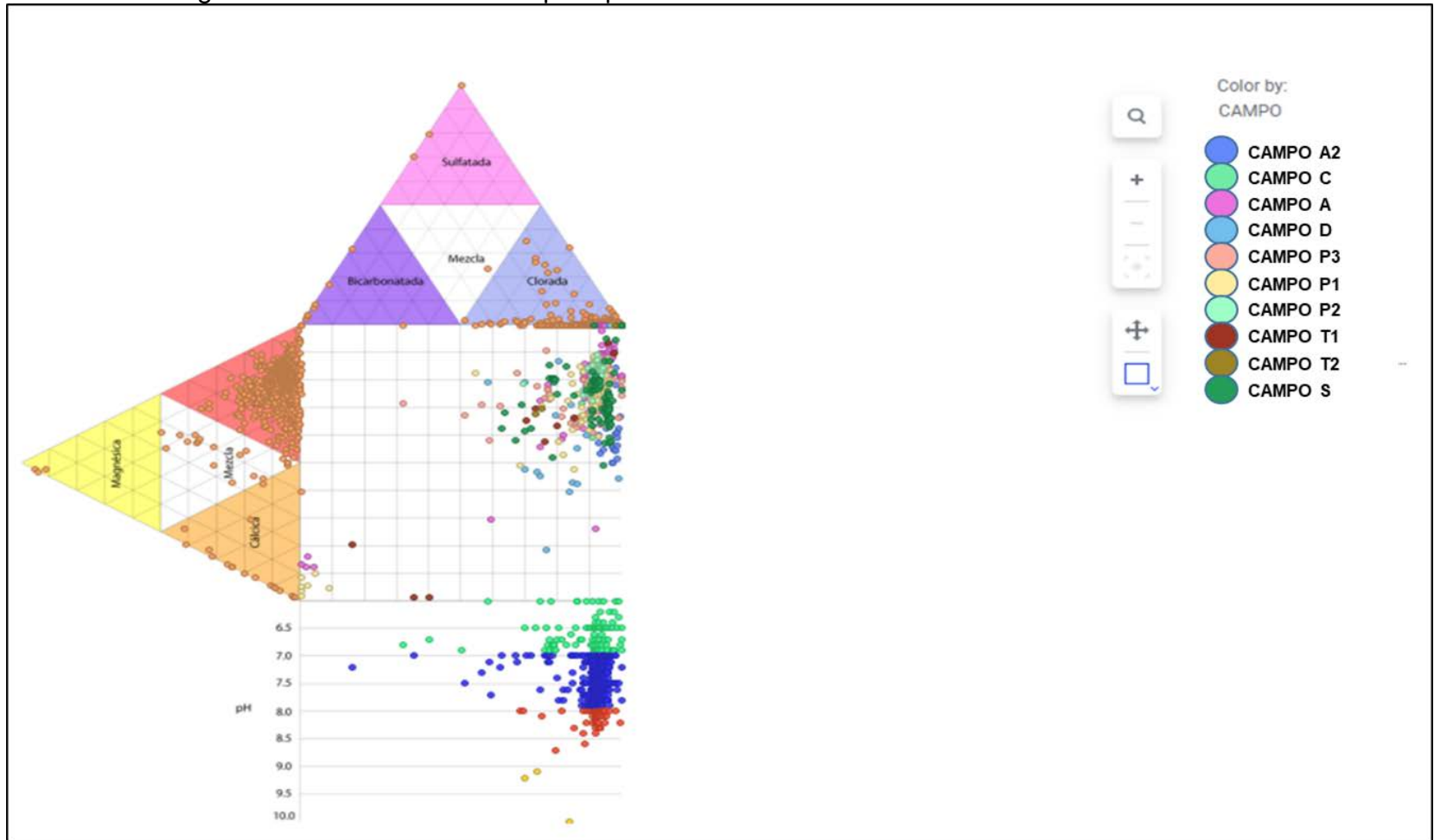
La **Gráfica 14** muestra el resultado del diagrama de Durov extendido con pH para el agua de producción de los 10 campos analizados.

Gráfica 13. Diagrama de Piper de los Campos que entran a la PIA.



Fuente: elaboración propia basada con Ecopetrol. Intelligent Water Management for CEOR operatios

Gráfica 14. Diagrama de Durov de los Campos que entran a la PIA.



Fuente: elaboración propia basada con Ecopetrol. Intelligent Water Management for CEOR operatios

Comparando los resultados obtenidos en la **Gráfica 13** y **Gráfica 14**, se clasificó el agua de formación de cada uno de los Campos. Esta clasificación junto con el número de muestras analizadas, el volumen de agua que aportan y la formación de la cual produce, se puede apreciar en la **Tabla 11**.

Tabla 11. Clasificación de las aguas de formación y/o producción de los campos que entran a la PIA según el método gráfico.

Campo	Formación	Aporte de agua (BWPD)	Numero de muestras analizadas	Clasificación Piper.	Clasificación Durov.
Campo A2	Caballos	91	24	Clorada sódica con tendencia a cálcica.	Clorada sódica con tendencia a cálcica y pH ligeramente ácido
Campo C	Monserate	4658	49	Clorada sódica	Clorada sódica y pH ligeramente alcalino
Campo A	Monserate	23362	472	Clorada sódica	Clorada sódica y pH ligeramente alcalino
Campo D	Honda	2484	18	Clorada Cálcica y/o Magnésica	Clorada Cálcica y/o Magnésica con pH variable
Campo P3	Caballos	457	38	Clorada sódica con alto bicarbonatos	Clorada sódica con alto bicarbonatos con pH neutro
Campo P1	Monserate	15556	275	Clorada sódica	Clorada sódica y pH ligeramente alcalino
Campo P2	Monserate	2265	42	Clorada sódica	Clorada sódica y pH ligeramente alcalino
Campo S	Caballos	6847	292	Clorada sódica con tendencia a cálcica/magnésica	Clorada sódica con tendencia a cálcica/magnésica pH ligeramente ácido
Campo T1	Caballos	1206	13	Clorada sódica con presencia de sulfatos considerables	Clorada sódica con presencia de sulfatos considerables con pH neutro
Campo T2	Caballos	145	110	Clorada sódica	Clorada sódica con pH neutro

Fuente: elaboración propia

3.4 BENCHMARKING

Los resultados relacionados con el benchmarking realizado a las técnicas de monitoreo de inyección de CDG son presentados a continuación.

3.4.1 Compañías que han implementado CDG exitosamente.

- **Daqing Oilfield Company Limited.** Esta compañía es operadora del Campo Daqing (China), el cual fue descubierto en 1959 en la cuenca de Songliao. Este Campo posee facies lacustres, multiestratos y arenas altamente heterogéneas, lo que ocasionó que una vez implementado el proceso de inyección de agua, las zonas “ladronas” tomaran toda el agua de inyección, imposibilitando así un eficiente barrido áreal. Debido a este proceso de recuperación secundaria, se decide en 1999 empezar un proceso de recobro químico por inyección de geles en un área piloto de 124 acres; para lo cual, se emplearon un total de 6 pozos inyectoros y 12 pozos productores. El proceso de inyección de geles, al igual que el Campo A, utilizó HPAM a una concentración de entre 1000 y 2000 ppm; lo que ayudó a aumentar la producción total del Campo en 22%. Una vez terminada la fase piloto se decide pasar a etapa de expansión, debido a que la producción acumulada de los pozos involucrados fue de 73 millones de barriles.
- **Tecpetrol.** Esta compañía de origen argentino es operadora del Campo El Tordillo (Argentina), el cual fue descubierto en 1932 en la Cuenca de San Jorge. Este Campo posee facies lacustres, multiestratos y paquetes intercalados de areniscas altamente heterogéneas. De los tres yacimientos del campo, el más importante es el ubicado en la Formación Comodoro Rivadavia, debido a que es el que tiene la mayor acumulación de petróleo original. La inyección de agua como método de recuperación secundaria empezó en el año 1975, donde se evidenció una gran canalización del agua inyectada en los pozos productores debido a las altas heterogeneidades de los paquetes de arena. Similarmente al Campo A, la inyección de geles empezó como una solución a las zonas ladronas ubicadas en el yacimiento, la cual empezó en el año 2000 en un piloto que abarcaba un área de 40 acres y dos pozos productores y un inyector. Gracias a los buenos resultados de la fase piloto, la compañía decidió empezar la fase de expansión en el año 2005. El polímero escogido para la inyección de geles en este Campo fue el HPAM a una viscosidad de solución madre de entre 3000 a 4000 ppm, con un promedio de TDS de 7000 ppm en el agua de preparación.
- **Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF).** Esta compañía es la estatal de Argentina y a su vez la operadora del Campo Loma Alta Sur (Argentina). Este Campo fue descubierto en 1990 y se encuentra ubicado en la Cuenca de Neuquén. Está constituido principalmente por formaciones de areniscas/carbonatos altamente heterogéneos (Dykstra Parsons > 0.65). Tres años después del descubrimiento empezó el proceso de inyección de agua periférica con el fin de mantener la presión del yacimiento, el cual consistía en un total de 9 pozos inyectoros. El proyecto fue exitoso inicialmente, pero

debido a los efectos de la heterogeneidad de las capas individuales y a la adversa relación de movilidad entres el fluido desplazante y desplazado se debió buscar alternativas para evitar la canalización del agua inyectada en los pozos productores. La alternativa seleccionada fue inyección de geles en dos fases pilotos, la primera en 2003 y la segunda en 2007, donde no se presentaron problemas operacionales y gracias a esta técnica el factor de recobro del Campo aumento al 25%, para lo cual el proyecto migró a la etapa de expansión.

- **Union Oil Company of California (Unocal).** Esta compañía estadounidense pertenece al grupo Chevron y opera el Campo Healdton (Estados Unidos), el cual se encuentra ubicado al sur del estado de Oklahoma. La geología estructural de los yacimientos de este campo es principalmente estructural, formados en el ordovícico. Fue descubierto en 1913 donde produjo de forma natural por 55 años, hasta que en 1968 fue sometido a un proceso de inyección de agua con el fin de incrementar el barrido de petróleo. Este proyecto es considerado por ser el primero en el cual se inyectaron geles de dispersión coloidal, en 1982, con el fin de ejercer un control de *conformance* a las zonas ladronas a un área de 210 acres en la Formación Wichita. Este proyecto inicio con la inyección de HPAM a una concentración de 3000 ppm y ha logrado ser expandido a todo el Campo, manteniendo hasta el día de hoy su producción en niveles económicamente rentables.

La **Tabla 12**, muestra una comparación de las principales características encontradas de los campos evaluados en comparación con el Campo A.

Tabla 12. Comparación de los proyectos de CDG del mundo con el Campo A.

Empresa	Ecopetrol	DOCL	Tecpetrol	YPF	Unocal
Campo	Campo A	Daqing	El Tordillo	Loma Alta Sur	Healdton
Permeabilidad (md)	50-200	600	500	20-1000	346
Porosidad (%)	16	26	24	19	26
Profundidad (ft)	6000	3268	5450	1476	800
Espesor neto (%)	250	20	57	115	50
Temperatura yacimiento (°F)	150	113	185	113	80
Saturación inicial del crudo (%)	54	61	51	-	56
Gravedad del crudo (°API)	21	32	21	21	33
Viscosidad de crudo (cP)	11	5	19	30	10

Fuente: CASTRO, Rubén. Comparación de los proyectos de CDG del mundo con el Campo A. Bucaramanga 2011, p.67.

3.4.2 Prácticas recomendadas de monitoreo de la calidad de agua para operaciones de recobro químico (CEOR).

Cuadro 3. Resultados del benchmarking

EMPRESA	PETROLBEL BELAYIM LAND ⁸²		IFP TECHNOLOGIES INC. ⁸³		ECOPETROL	
PARÁMETROS	FRECUENCIA	PUNTOS DE CONTROL	FRECUENCIA	PUNTOS DE CONTROL	FRECUENCIA	PUNTOS DE CONTROL
Sólidos suspendidos totales	1/semana	NR	Diaria	Cabezal de producción, separador y tanques de producción.	2/mes	Cabezal de pozo, salida del tanque TK-3800, entrada al tanque TK-4500, entrada y salida del Gun barrel, FWKO, Filtro, WENCO, NEW GAS, tanqueTK-10000, tanque TK-120 y línea de inyección.
Oxígeno disuelto	1/semana	Corriente aguas arriba y aguas abajo del mezclador estático	Diaria		2/mes	
Contenido de Hierro	1/semana	NR	Diaria		2/mes	
pH	1/semana		Diaria		2/mes	
Bacterias	1/mes	Corriente aguas arriba y aguas abajo del mezclador estático	NR			
Iones	1/mes	NR	NR		2/mes	
Temperatura	NR	NR	Diaria		2/mes	
Turbiedad	NR	NR	Diaria			
Dureza Total	NR	NR	NR		2/mes	
Dureza Cálcica	NR	NR	NR		2/mes	
Alcalinidad	NR	NR	NR	2/mes		
Conductividad	NR	NR	NR	NR	2/mes	

⁸² KORTAM, M., et al. Designing and implementing adequate monitoring plan for pilot project of polymer flooding in Belayim Land Field. 2017

⁸³ DWYER, Patrick y DELAMAIDE, Eric. Produced water treatment -preparing for EOR projects. 2015

En el **Cuadro 2**, se expone el consolidado de frecuencias y puntos de control de los parámetros del agua de producción empleada en los proyectos de recobro químico de las tres compañías que fueron seleccionadas para el análisis de *benchmarking*. Se evidencia que los parámetros de sólidos suspendidos totales (TSS), oxígeno disuelto, contenido de hierro, pH y bacterias son medidos con diferente frecuencia. Adicional, es importante resaltar que la empresa operadora Ecopetrol presenta una mayor cantidad de parámetros medidos, pero con una menor frecuencia en comparación a las otras dos compañías evaluadas.

El **Cuadro 2** consolida los valores límites de algunos parámetros del agua de producción determinados experimentalmente en otros proyectos e investigaciones, estableciendo en este proyecto un marco de referencia para los valores encontrados en el desarrollo experimental del presente proyecto.

Cuadro 4.Resultados del Benchmarking sobre el control de la calidad del agua de

EMPRESA	PETROLBEL BELAYIM LAND ⁸⁴	JOUENNE, S. KLIMENKOO, A. y LEVITT ⁸⁵
Sólidos suspendidos totales	< 5 mg/L	10 ppm
Oxígeno disuelto	< 1 ppm	0.032 ppm
Contenido de Hierro	< 5 ppm	0.225 ppm
pH	6.5 – 8.5	-

producción

Fuente: elaboración propia

3.4.3 Parámetros de monitoreo propuestos para una efectiva inyección de geles de dispersión coloidal. Con el estudio realizado y con base en los requerimientos de Ecopetrol se establecieron un total de 21 parámetros que obligatoriamente deben ser medidos al agua de producción y uno a la materia prima para un efectivo control de *conformance* (inyección de CDG). En la **Tabla 13**, se muestran los principales parámetros a ser monitoreados.

84 KORTAM, M., et al. Designing and implementing adequate monitoring plan for pilot project of polymer flooding in Belayim Land Field. 2017

85 JOUENNE, S. KLIMENKOO, A. y LEVITT, D. Polymer Flooding: Establishing specifications for Dissolved Oxygen and iron in injection water. SPE 179614-MS

Tabla 13. Parámetros mandatorios a ser monitoreados.

Parámetro	Determinación
Hidrólisis (%)	medido
BSW (%)	medido
pH	medido
O ₂ Disuelto (ppm)	medido
CO ₂ (ppm)	medido
H ₂ S (ppm)	medido
Alcalinidad (ppm)	medido
Dureza Total (ppm)	medido
Dureza Cálcica (ppm)	medido
Dureza Mg (ppm)	calculado
SO ⁴ (ppm)	medido
Ba (ppm)	medido
Bicarbonato	medido
TSS (ppm)	medido
Cl (ppm)	medido
O/W (ppm)	medido
Hierro(ppm)	medido
Ca ⁺⁺ (ppm)	calculado*
Mg ⁺⁺ (ppm)	calculado*
Sr ⁺ (ppm)	calculado*
Na ⁺ (ppm)	calculado*
K ⁺ (ppm)	calculado*
*Puede ser calculado si la correlación entre los parámetros medidos y calculados es representativa $R_2 > 0,994$	

Fuente: elaboración propia

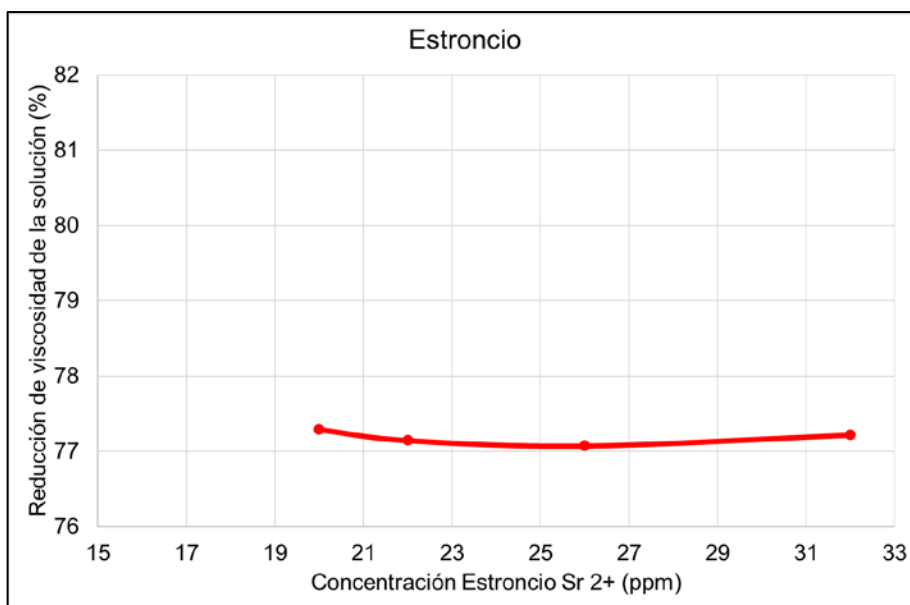
3.5 RESULTADOS EXPERIMENTALES

Los resultados obtenidos en la parte experimental relacionados a la variación de la viscosidad de la solución polimérica en presencia de varias especies químicas se presentan en esta sección.

3.5.1 Efecto de la variación de cationes.

3.5.1.1 Variación del catión Estroncio, Sr⁺².

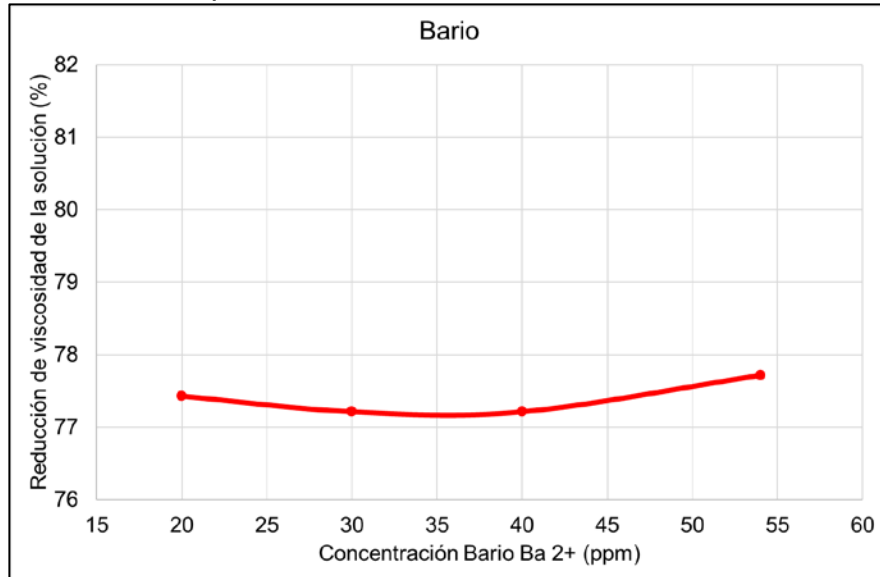
Gráfica 15. Efecto de la presencia de estroncio en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.



En la **Gráfica 15** se observa que a concentraciones de estroncio entre 20 ppm y 32 ppm presenta una reducción de viscosidad alrededor del 77%. Presentando así una tendencia de línea recta. Sin evidenciar puntos máximos o mínimos.

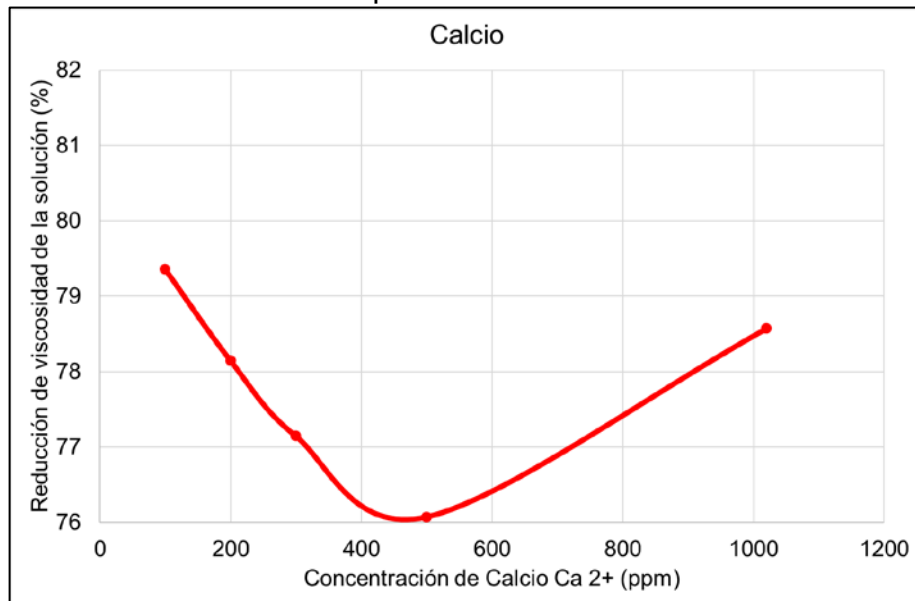
3.5.1.2 Variación del catión Ba²⁺. En la **Gráfica 16** se observa que a concentraciones de bario entre 20 ppm y 54 ppm presenta una reducción de viscosidad que oscila alrededor de 77%, pasando de un valor de viscosidad de 140 cP a valores de viscosidad de 31.2 y 31.9 cP. Presentando así una tendencia de línea recta. Sin evidenciar un cambio de pendiente que indique un límite máximo o mínimo.

Gráfica 16. Efecto de la presencia de bario en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.



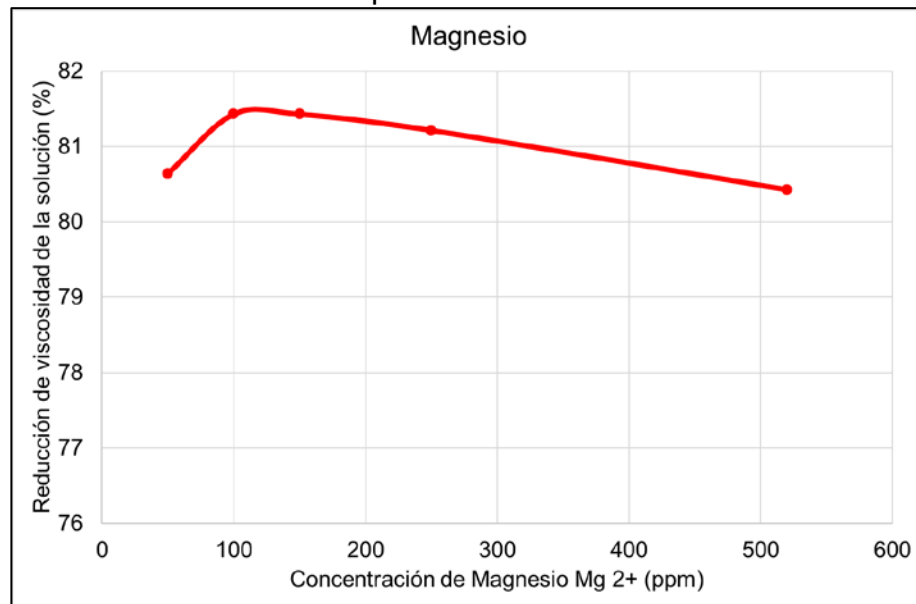
3.5.1.3 Variación del catión Ca^{+2} . En la **Gráfica 17** se observa una variación en la reducción de la viscosidad de la solución de CDG con respecto a la concentración de calcio presente en las cinco muestras analizadas, obteniendo la mínima reducción (76.07%) con el valor de 500 ppm de calcio. Los resultados en los porcentajes de reducción oscilan entre 79,36% y 76,07%.

Gráfica 17. Efecto de la presencia de calcio en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.



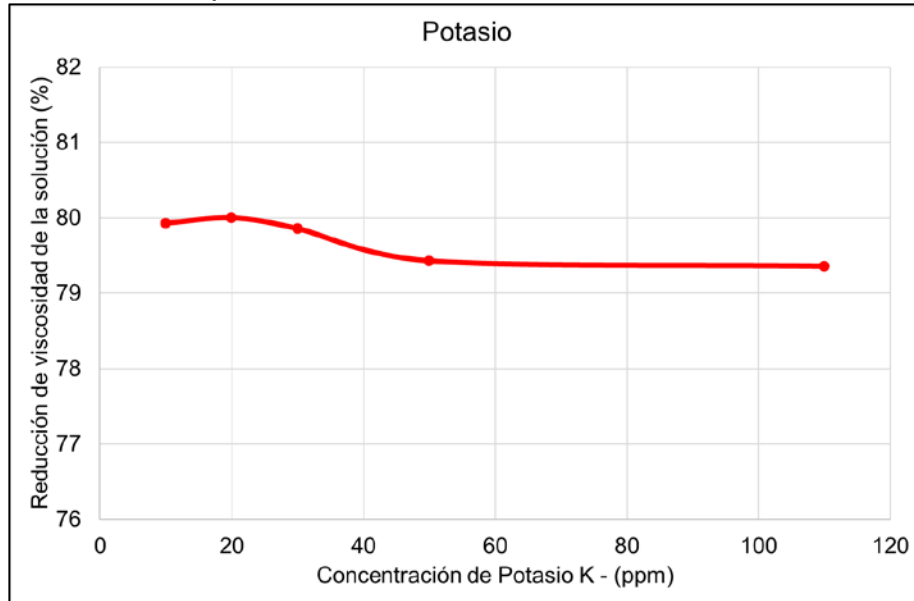
3.5.1.4 Variación del catión Mg²⁺. En la **Gráfica 18** se evidencia que el ion magnesio en el rango de concentraciones entre 50 ppm y 520 ppm, se logra una reducción de la viscosidad de la solución entre 80.43% y 81.43%, por lo cual, no hay fluctuaciones significativas entre la variación de la concentración del ion y la viscosidad.

Gráfica 18. Efecto de la presencia de magnesio en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.



3.5.1.4 Variación del catión K⁺. En la **Gráfica 19** se observa que a concentraciones de potasio entre 10 ppm y 110 ppm presenta una reducción de viscosidad que oscila entre 79.36% y 80%, pasando de un valor de viscosidad de 140 cP a valores de viscosidad de 28 y 28.9 cP. Con lo cual se evidencia que el potasio de forma independiente no tiene una afectación significativa en la solución de CDG.

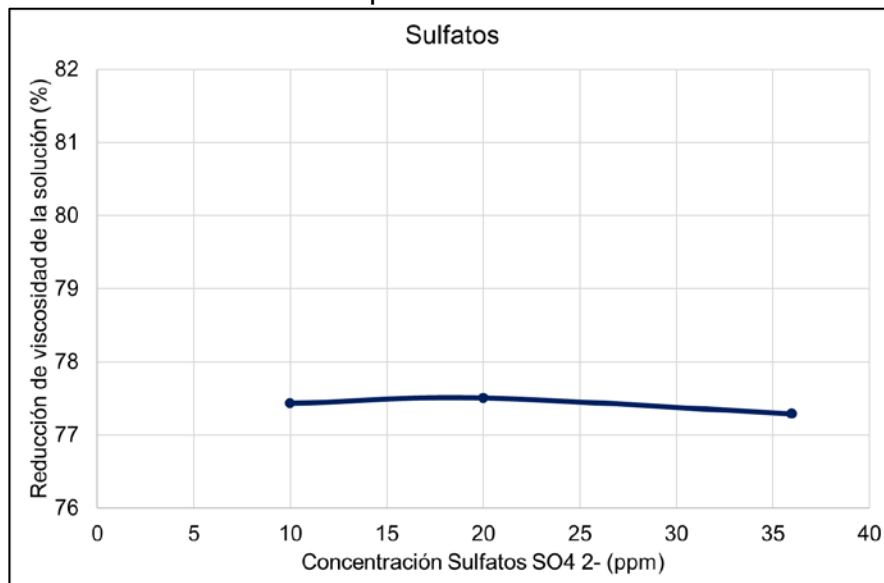
Gráfica 19. Efecto de la presencia de potasio en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.



3.5.2 Efecto de la variación aniones.

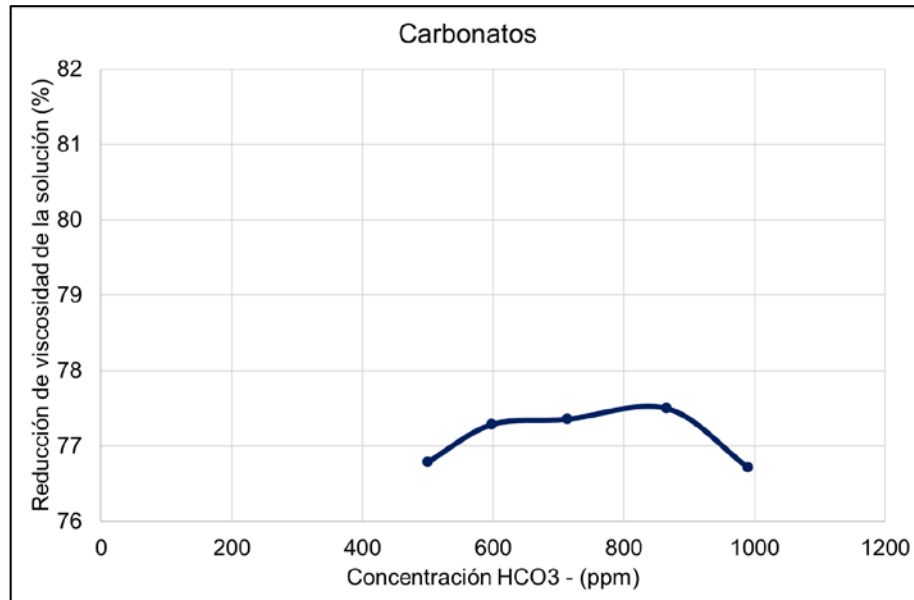
3.5.2.1 Variación del anión SO_4^{2-} . En la **Gráfica 20** se observa que a concentraciones de sulfatos entre 10 ppm y 36 ppm presenta una reducción de viscosidad alrededor del 77%. Sin observarse fluctuaciones en las cuales se evidencie un máximo o un mínimo, que establezca una relación entre la concentración de sulfatos y la viscosidad de la solución de CDG.

Gráfica 20. Efecto de la presencia de sulfatos en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.



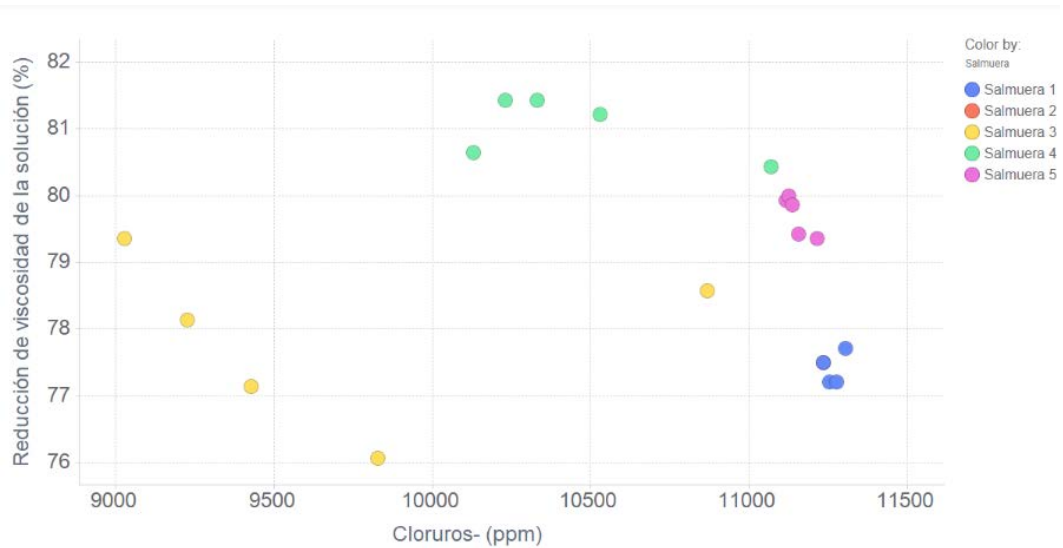
3.5.2.2 Variación del anión HCO_3^- . En la **Gráfica 21** se evidencia un comportamiento prácticamente estable de la viscosidad de la solución, obteniendo un porcentaje de reducción que varía entre 76.71% y 77.5% en las cinco concentraciones evaluadas experimentalmente que van desde 500 ppm a 990 ppm. Sin observarse fluctuaciones en las cuales se evidencie un máximo o un mínimo.

Gráfica 21. Efecto de la presencia de carbonatos en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.



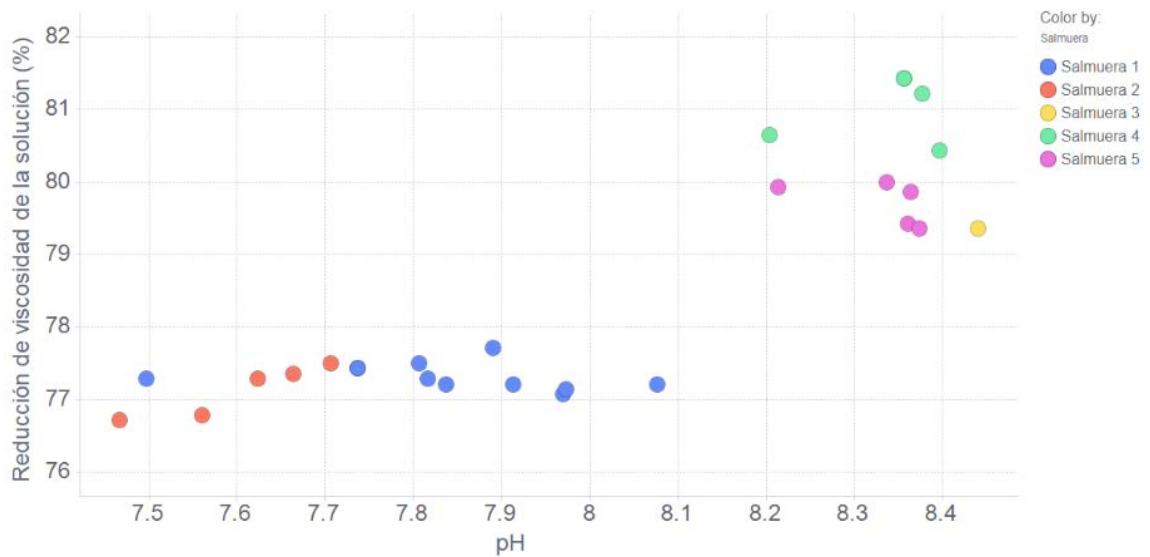
3.5.2.3 Variación del anión cloruros Cl^- . En la Gráfica 22 se observa como la variación del porcentaje de reducción de viscosidad fluctúa desde un mínimo registrado de 76% hasta un máximo de 81.4%. Para todas las salmueras evaluadas se determinó que la concentración de cloruros varía entre 9000 y 11000 ppm de cloruros, siendo este el mayor anión presente en el agua de producción de la PIA.

Gráfica 22. Efecto de la presencia de cloruros en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.



3.5.3 Efecto de la variación del pH. En la **Gráfica 23** se puede observar la medida de pH, realizada con el pHmetro *Handylab pH11* de Schott®, para las 30 muestras de agua sintética de producción preparadas en el laboratorio.

Gráfica 23. Efecto del pH en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.

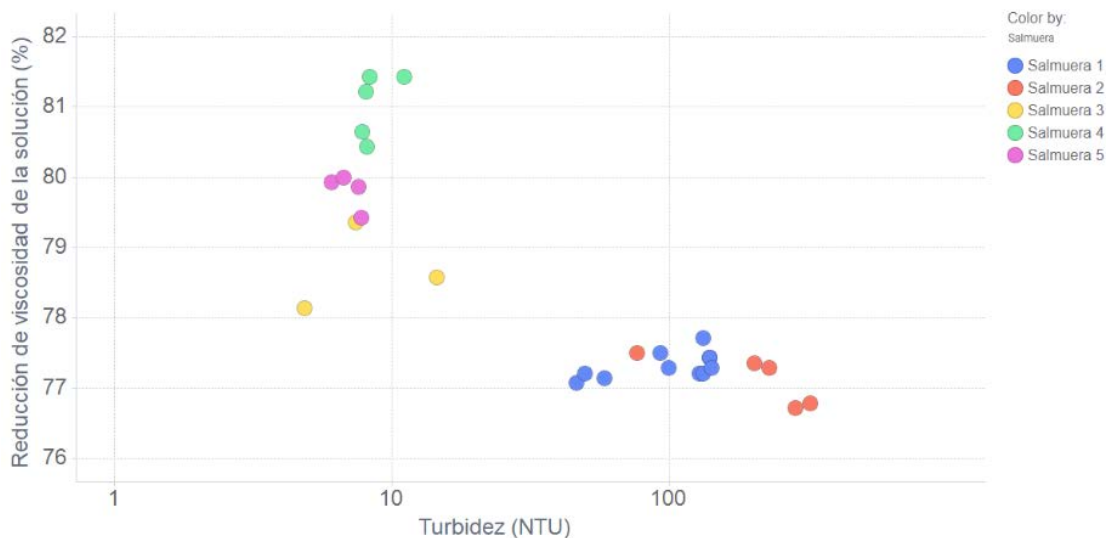


En la gráfica anterior se observa el aumento de la reducción de la viscosidad de la solución polimérica en aguas de producción con pH superiores a 8. Por debajo de este valor se puede observar que el porcentaje de reducción es en promedio 77.5 %; por el contrario, con pH más alcalinos se observa que el porcentaje de reducción de viscosidad llega a un máximo de 81.5% a un pH de 8.35.

Comparando el valor de viscosidad de una solución polimérica preparada con agua dulce y una preparada con salmuera con pH de 8.35, con la misma concentración de polímero y bajo las mismas condiciones, se observa que la viscosidad se reduce de 140 cP a 25.9 cP.

3.5.4 Efecto de la variación de turbidez. En la **Gráfica 24** se puede observar la variación de la turbidez, medida con Turbidímetro *Turbiquant 1100 T* de Merck®, de las distintas muestras de agua de producción sintética preparadas en el laboratorio.

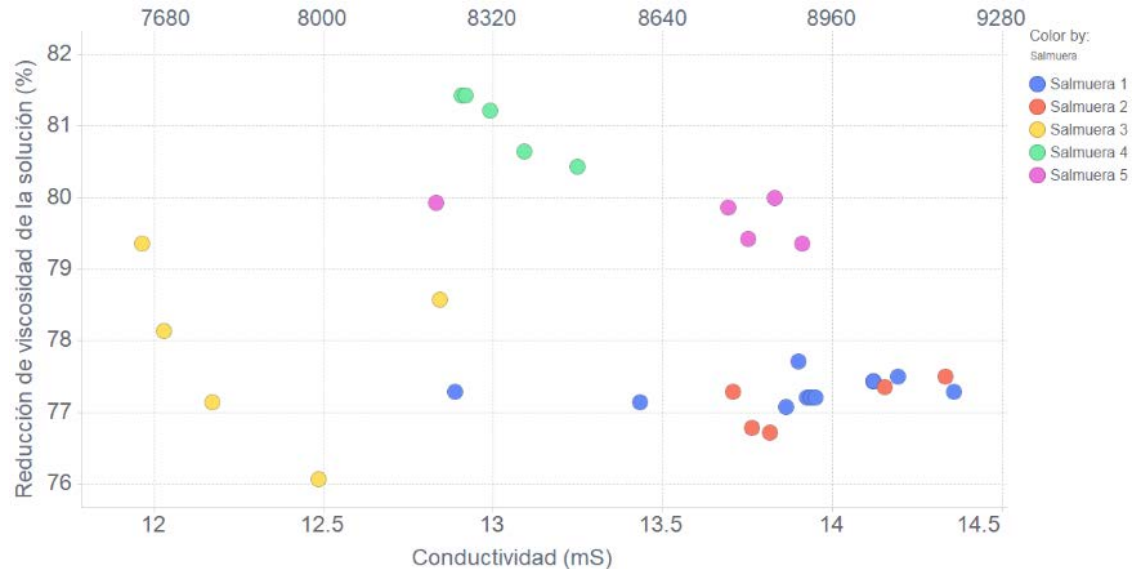
Gráfica 24. Efecto de la turbidez en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.



En la gráfica anterior se puede observar que la Turbidez de las muestras analizadas varía considerablemente entre 4.8 y 320 NTU. El mayor valor de porcentaje de reducción de viscosidad es encontrado a una turbidez de 11 NTU, por su parte el menor valor fue determinado en las salmueras más turbias alcanzando una reducción de tan solo 76% con valores de 320 NTU.

3.5.5 Efecto de la variación de la conductividad y sólidos disueltos. En la **Gráfica 25** se puede observar la medida de conductividad y su respectiva conversión a TDS, realizada con el conductímetro *ECTestr 11+*, para las 30 muestras de agua sintética de producción preparadas en el laboratorio.

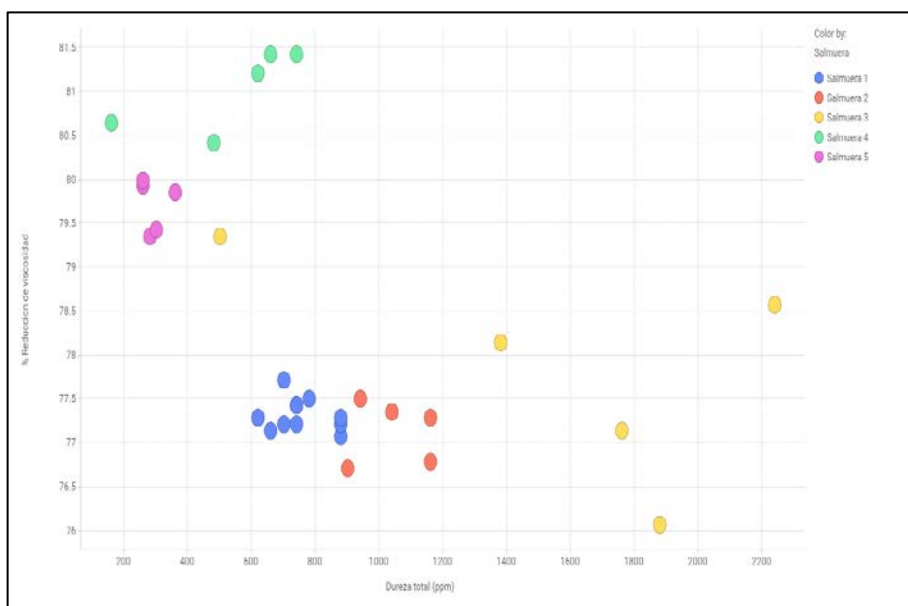
Gráfica 25. Efecto de la conductividad y TDS en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.



En la gráfica anterior se observa que la conductividad de las muestras varía de 11.96 a 14.35 mS, equivalente a una variación de sólidos totales disueltos entre 7654 y 9188 ppm. La reducción de la viscosidad de la solución polimérica con la variación de estos parámetros no muestra una tendencia o comportamiento específico. Se puede observar que la menor reducción se da con una concentración de 7987 ppm de TDS y la mayor a una concentración de 8313 ppm de TDS.

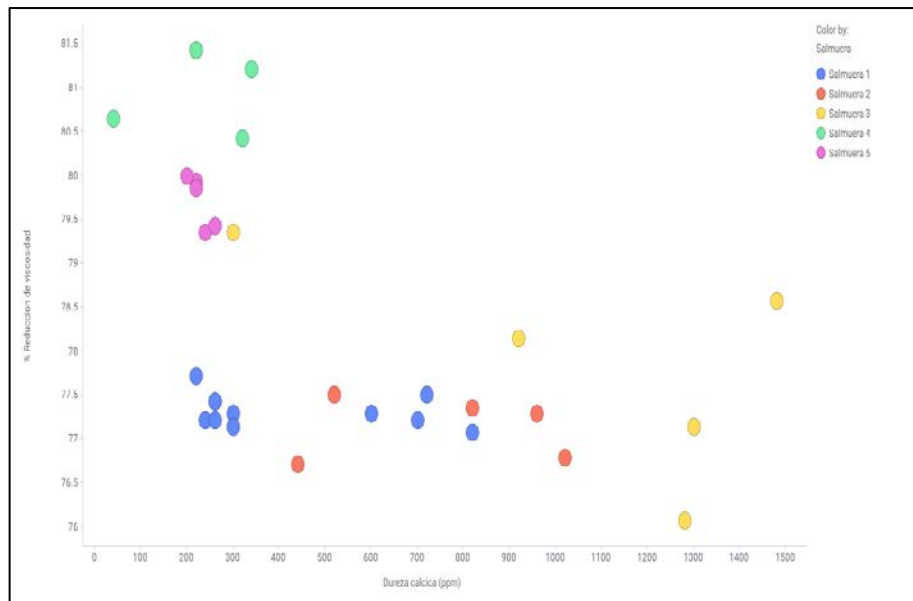
3.5.6 Efecto de la variación de la dureza Total. En la **Gráfica 26** se evidencia los resultados de dureza total de las muestras analizadas en el laboratorio, en el cual se obtiene que los menores porcentajes de reducción de viscosidad se presentan en concentraciones de dureza alta, lo que corresponde a la salmuera 1 (amarilla) que tiene mayor contenido de calcio. A menores concentraciones de dureza, donde se encuentran las salmueras con mayores concentraciones de magnesio y potasio, se observa un mayor porcentaje de reducción en la viscosidad.

Gráfica 26. Efecto de la Dureza Total en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.

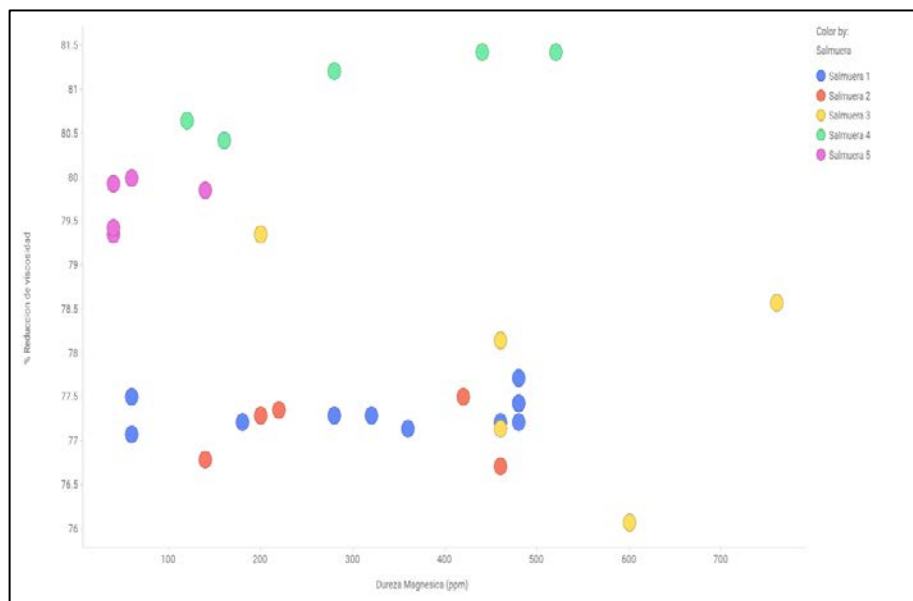


3.5.7 Efecto de la variación de la dureza Cálctica y Magnésica. En la **Gráfica 27**, se representa el resultado del efecto de la dureza cálcica en la viscosidad de la solución de CDG, donde se evidencia un comportamiento similar a la dureza total, en el cual, los menores porcentajes de reducción de viscosidad se obtienen en durezas cálcicas entre 400 y 1500 ppm, donde se encuentran las salmueras con mayores concentraciones de calcio, carbonatos, sulfuros, bario y estroncio. En el caso de la dureza magnésica (**Gráfica 28**), todas las salmueras presentan una variación en la dureza magnésica, sin embargo, no se evidencia variación entre la dureza magnésica de cada una de las salmueras y el porcentaje de reducción de viscosidad.

Gráfica 27. Efecto de la Dureza Cálctica en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.



Gráfica 28. Efecto de la Dureza Magnésica en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica.



4. DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presenta un análisis de los resultados encontrados en el diagnóstico de la PIA y en las pruebas de laboratorio realizadas al agua sintética de producción para determinar los límites permisibles.

4.1 DISCUSIÓN RESULTADOS OBTENIDOS EN EL DIAGNÓSTICO DE LA PIA

Actualmente el agua de producción que será empleada en la inyección de CDG no se identifican tendencias a incrementar o disminuir con el tiempo en los parámetros fisicoquímicos del agua. Para el periodo comprendido entre el 2011 y 2014 se evidenció una relación directa entre el parámetro de sólidos suspendidos totales del agua de producción en la línea de inyección con la cantidad de intervenciones a pozo en los campos que proveen de agua la PIA.

4.1.1 Discusión de contenido de Sólidos Totales Suspendidos. En los resultados obtenidos del parámetro de sólidos totales suspendidos en el diagnóstico del estado del agua de producción, se observa que se encuentran dentro del límite aceptable de 10 ppm⁸⁶, con un valor promedio de 10,12 ppm en la línea de inyección. Por lo tanto, el método de filtración (WENCO y NEW GAS) de la facilidad se encuentra dentro de la eficiencia requerida; es relevante mencionar que este parámetro no afecta la solución de CDG; en cambio, según CHANG, Harry. *et al*⁸⁷ en la inyectividad tiene un impacto negativo debido a la obstrucción en la garganta de poro. En la **Gráfica 15** se ilustran la concentración de dicho parámetro en los siete puntos de control que actualmente se encuentran en la PIA, evidenciándose que la mayor remoción de TSS se da en los equipos de skimming y en menor medida en los filtros. Adicional, se observa un aumento de la concentración entre el punto de control a la salida del filtro NEW GAS y la línea de inyección, dicho incremento se debe a la existencia de un tanque de almacenamiento (TK-10000), al cual posiblemente no se realiza el mantenimiento con la frecuencia suficiente para evitar un arrastre de sólidos a la corriente aguas arriba.

4.1.2 Discusión de contenido de grasas y aceites. El contenido de grasas y aceites en el agua de producción según Yanming⁸⁸ no es un parámetro que afecte la solución de CDG o la inyección de químicos, pero si a nivel de yacimiento puede provocar un cambio en la humectabilidad de la roca. En campo hay dos equipos que remueven dichos componentes aceitosos (Skimming y el filtro de New Gas), logrando así una remoción del 98% de la concentración de aceites y grasas del agua de producción. En la **Gráfica 16** se observa que el equipo que realiza un mayor

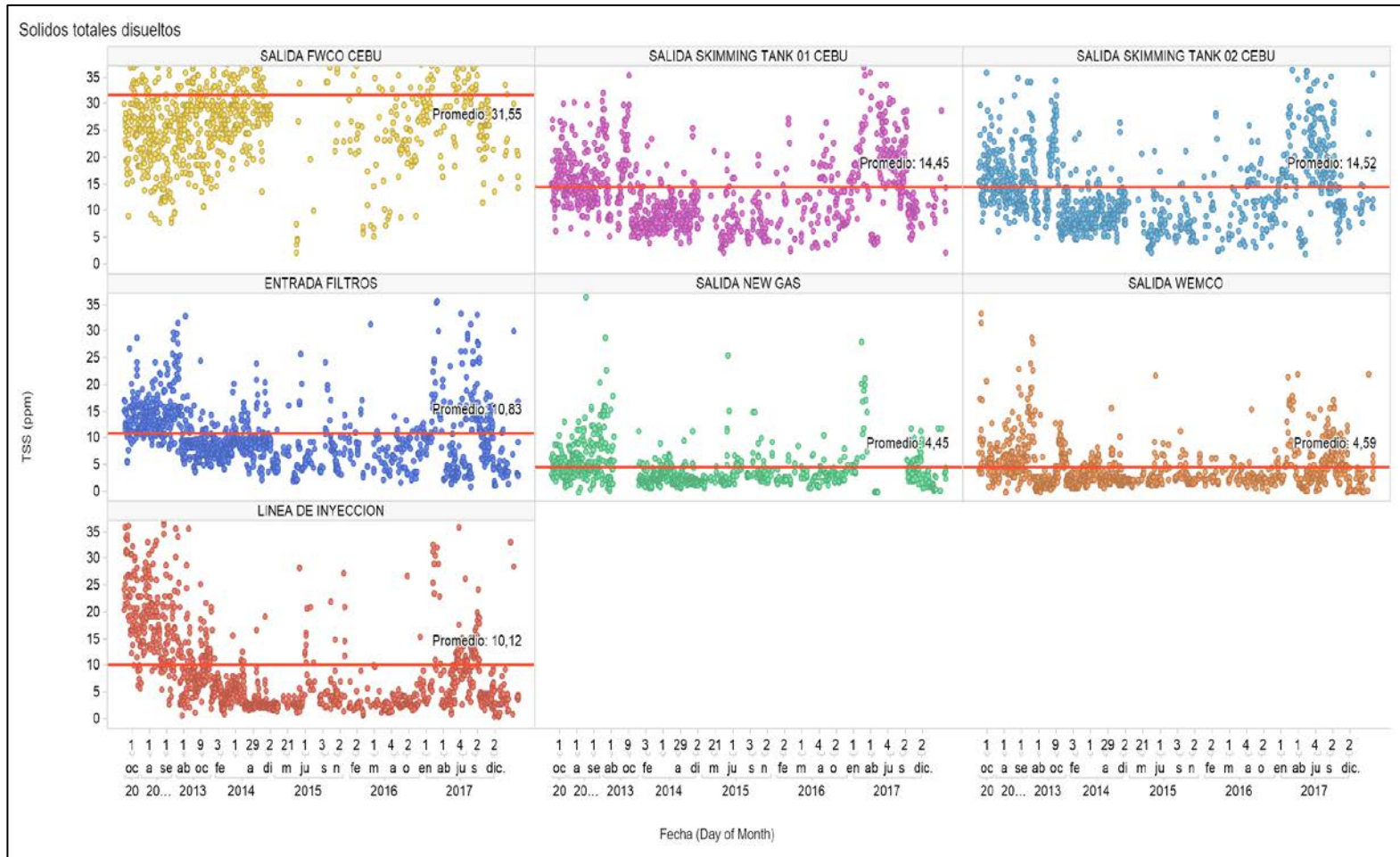
⁸⁶ CHANG, Harry. *et al*, *Chemical injection facilities-from pilot test to field wide expansion*, SPE 165308

⁸⁷ *Ibid*, p.15

⁸⁸ *Ibid*, p.23

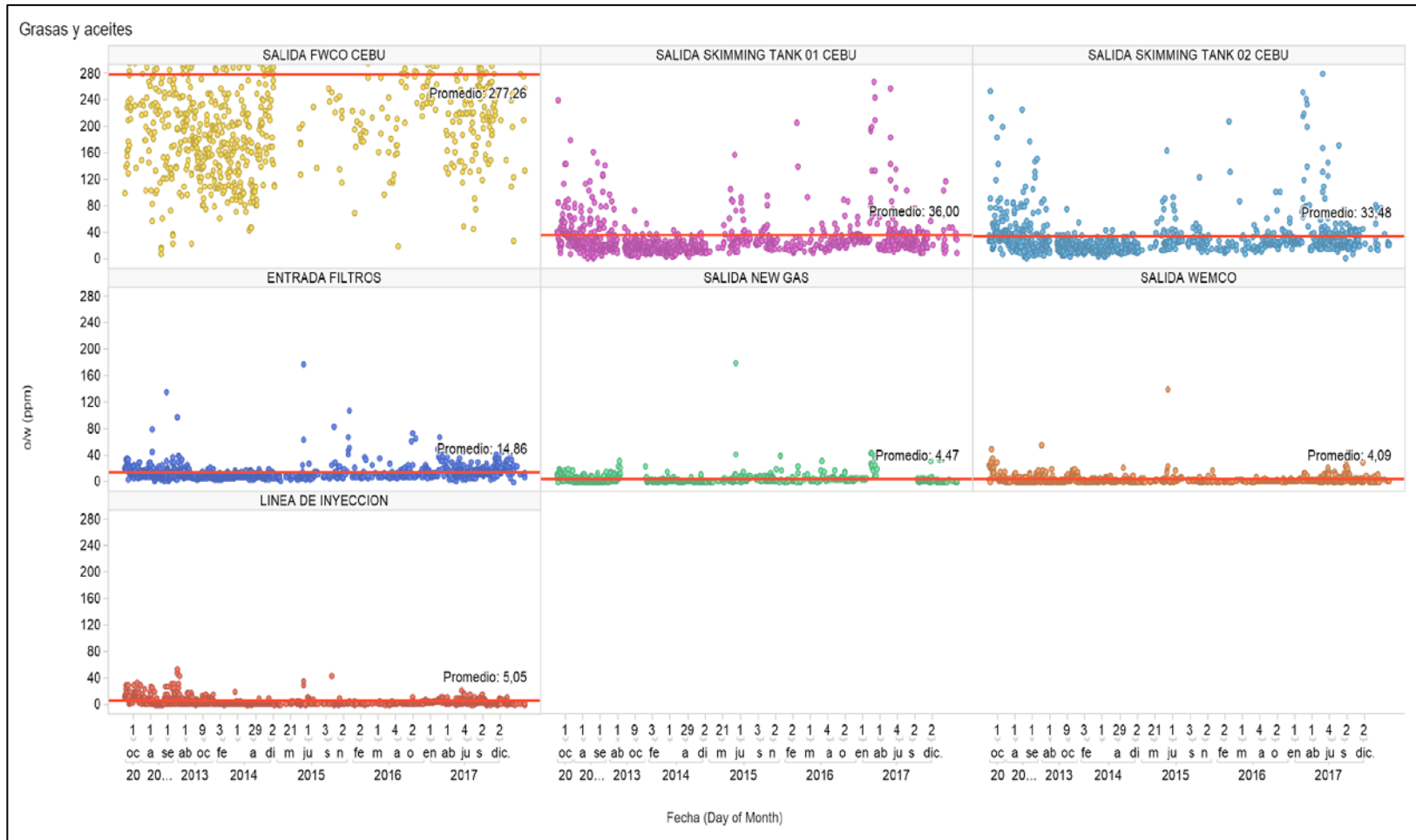
tratamiento de este parámetro es el skimming con una remoción del 54%, lo cual es un valor aceptable en la eficiencia de dichos equipos.

Gráfica 29. Comportamiento secuencial de la concentración de sólidos totales sedimentables en los equipos



Fuente: elaboración propia basada con Ecopetrol. Intelligent Water Management for CEOR operatios

Gráfica 30. Comportamiento secuencial de la concentración de grasas y aceites en los equipos.



Fuente: elaboración propia basada con Ecopetrol. Intelligent Water Management for CEOR operatios

4.1.3 Discusión de presencia de Hierro y Oxígeno disuelto. El contenido de hierro (Fe^{2+}) en el agua de producción durante el proceso de tratamiento en la PIA, se encuentra por encima del valor límite de 0.225 ppm, valor establecido por JOUENNE *et al*⁸⁹, el cual determinó dicho límite de hierro para la aplicación del HPAM, al realizar dos protocolos para evaluar la degradación del CDG a diferentes niveles de hierro y oxígeno disuelto, obteniendo los resultados que se muestran en la **Tabla 12**. Por otra parte, se llegó a la conclusión de que la degradación del polímero depende de la cantidad de Fe^{2+} oxidado o la cantidad de oxígeno disuelto consumido a altas temperaturas ($>80\text{ }^{\circ}C$)⁹⁰. Para el campo A, las concentraciones históricas de oxígeno disuelto están por debajo del límite de 0.032⁹¹, por lo tanto, el oxígeno disponible para oxidar el hierro es escaso; de manera que estos dos parámetros no conllevan a una degradación del CDG en la fase de expansión, sin embargo, una práctica recomendada es inyectar secuestrante de oxígeno (Tiocianato de potasio) en la línea de inyección de agua antes de ingresar a la unidad de dispersión de CDG y evitar una posible degradación a nivel de subsuelo.

Tabla 14. Retención de viscosidad a 0.2 y 8 s-1 vs cantidad de Fe^{2+} y oxígeno disuelto O_2 .

Retención de viscosidad (%)	A 8 s ⁻¹		A 0.2 s ⁻¹	
	Fe^{2+}	DO	Fe^{2+}	DO
	(ppm)	(ppm)	(ppm)	(ppm)
90	320	46	225	32
75	1300	186	650	93

Fuente: JOUENNE, S. KLIMENKOO, A. y LEVITT, D. Polymer Flooding: Establishing specifications for Dissolved Oxygen and iron in injection water. 2016. SPE 179614-MS

4.1.4 Discusión de valores de Dureza Total y Dureza Cálcica. El agua de producción está categorizada como agua dura según el promedio de los valores obtenidos de dureza total en el diagnostico (1298ppm), la cual, esta principalmente constituida de la dureza cálcica en un 80%, es decir, de cada 100 ppm de dureza total, 80 son de dureza cálcica. El campo actualmente no cuenta con un tratamiento específico para suavizar el agua, lo cual sería recomendable agregar fosfatos, ya que según CHANG⁹² los cationes de calcio (Ca^{2+}) y magnesio (Mg^{2+}) disminuyen la viscosidad de la solución de CDG debido al cambio que producen en la estructura de la molécula del polímero en el agua. La dureza cálcica presenta una fluctuación

⁸⁹ JOUENNE, S. KLIMENKOO, A. y LEVITT, D. Polymer Flooding: Establishing specifications for Dissolved Oxygen and iron in injection water. SPE 179614-MS

⁹⁰ CHANG, Op cit. p.7

⁹¹ JOUENNE, Op cit. p.2

⁹² CHANG Op, cit. p.17

durante todo el tratamiento en la PIA, evidenciando una disminución del 15% entre la corriente de entrada al FWKO y la entrada a los filtros, lo cual se puede deber a la precipitación del carbonato de calcio (CaCO_3), a causa de una mayor concentración de CO_2 liberado en el agua en el skimming por el metabolismo de las bacterias que en dicho proceso liberan dióxido de carbono. Dicha precipitación debe ser controlada, debido a la corrosión de tipo escama en la tubería, instrumentación y equipos aguas arriba. En la entrada de los filtros hasta la línea de inyección se evidencia un aumento de la dureza cálcica del 7%, este aumento posiblemente se deba a la disminución de CO_2 por la adición de bactericida e inhibidor de corrosión.

4.1.4 Discusión de la variación del pH. El pH del agua de producción se encuentra alrededor de 7, siendo un agua neutra y la temperatura de 150 °F es recomendable introducir en el control del agua un secuestrante de oxígeno, debido a que a mayor temperatura disminuye el tiempo de degradación del CDG y según Yang y Treiber⁹³ las soluciones con pH mayores o iguales a 7 y temperatura superior a 140 °F se debe emplear aditivos para disminuir la concentración de oxígeno.

4.2 DISCUSIÓN DEL ANÁLISIS HIDROGEOQUÍMICO

El uso de los gráficos de Durov y Piper es una técnica ampliamente usada para realizar estudios hidrogeológicos e hidrogeoquímicos de aguas subterráneas⁹⁴. Por este motivo, fue la técnica utilizada para analizar y caracterizar el agua proveniente de los diversos campos que convergen en la PIA.

4.2.1 Caracterización del agua de formación según el gráfico de Piper. Las gráficas de Piper generadas para cada uno de los 10 Campos se pueden encontrar en el **ANEXO B**, por su parte los resultados de dicha clasificación se pueden encontrar en la **Tabla 9**. Se observa una tendencia general en todos los campos a exhibir una predominancia de los iones Cl^- y HCO_3^- sobre el ion SO_4^{2-} , esta tendencia se puede observar a lo largo de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, debido a la poca presencia de minerales como el yeso o la anhidrita⁹⁵. Adicionalmente, la baja concentración de sulfatos puede estar relacionada con la reducción de SO_4^{2-} y otros compuestos azufrados inorgánicos a H_2S .

La presencia de Sodio asociado con Cloro en altas concentraciones en todos los campos evaluados, con excepción del Campo D que es el único que produce de la Formación Honda, confirma el origen del agua de formación el cual equivale a un ambiente marino. La elevada presencia de estas dos especies químicas también puede indicar que el agua ha estado atrapada en un ambiente deposicional marino y que la disolución de Cloruro de Sodio se da de forma permanente a lo largo de toda la cuenca con amplios tiempos de residencia. En cuanto a la presencia de

⁹³ Yang y Treiber

⁹⁴ Evaluation of graphical and multivariate statistical methods for classification of water chemistry data. Hydrogeol. J. 10 (4), 455–474.

⁹⁵ Hydrogeochemistry of the formation waters in the San Francisco field, UMV basin, Colombia – A multivariate statistical approach

estroncio, que se evidencia en todos los campos de la zona, se ha determinado que la precipitación de caliza después de fases sucesivas de disolución-precipitación, causa un incremento en la concentración de este metal⁹⁶.

Para la Formación Caballos, de la cual producen los Campos A, P3, S, T y T2, el agua se clasifica generalmente como clorada sódica en la cual predominan el catión Sodio y el anión Cloro. A pesar de esto se puede observar que tanto el Campo S como A tienen concentraciones altas de Calcio las cuales superan el 30% en la mayoría de los casos. Esto se ve reflejado en el comportamiento histórico de la dureza total, que para ambos campos se encuentra entre los 2000 y 4000 ppm. Cabe resaltar que el Campo A es el que históricamente ha tenido los valores más altos, con un promedio de 11000 ppm.

Para la Formación Honda se observa un aumento considerable de la concentración de Calcio, cuyo valor en algunos pozos del Campo D supera el valor del 60% y de Magnesio de 10%. La formación Honda es la más reciente de las tres, debido a que se depositó en el mioceno tardío en un ambiente netamente fluvial⁹⁷, es por esto que no se observa una predominancia del ion sodio. A pesar de que se puede apreciar, según los gráficos generados, que el agua de formación se clasifica como clorada calcica y/o magnésica se debe tener en cuenta el bajo número de muestras analizadas y la dispersión de las mismas. Debido a esto no se logra determinar con certeza que la naturaleza del agua de formación del grupo Honda sea clorada cálcica y/o magnésica, lo cual no supone un gran problema debido a que este es el único campo que entra a la PIA que produce de Honda, y también debido a que en volumen de agua solo aporta el 4% del total de la planta.

Para la Formación Monserrate, de la cual producen los Campos P, C, P2 y A, se observa que la clasificación de agua de formación es uniforme para las más de 800 muestras analizadas, siendo esta del tipo clorada sódica. Esto se da gracias a que la Formación Monserrate se depositó en un ambiente marino entre el Cretáceo Superior y el Maastrichtense temprano⁹⁸. La relación de los principales cationes en el agua (Sodio, Calcio y Magnesio) sugiere que el agua de la Formación Monserrate ha disuelto principalmente el mineral Halita durante la evolución del acuífero. En el gráfico de Piper construido para estos Campos se observa que la mayoría de muestras analizadas caen sobre la parte inferior del triángulo de cationes y aniones. Esta consistencia indica que el agua asociada a esta formación en esta parte de la

⁹⁶ Pulido-Bosch, A., Tahiri, A., Vallejos, A., 1999. Hydrogeochemical characteristics of processes in the temara aquifer in Northwester Morocco. *Water Air Soil Pollut.* 114 (3), 323–337.

⁹⁷ BELTRAN. N, GALLO. J, “The Geology of the Neiva Sub-Basin, Upper Magdalena Basin, Southern Portion en IX Conferencia Anual de la Sociedad Colombiana de Geólogos del Petróleo y Geofísicos, Bogotá, Colombia, 1979, p.365.

⁹⁸ PORTA. J, Estratigrafía del cretáceo superior y terciario en el extremo sur del Valle Medio del Magdalena. *Boletín geológico de la UIS*, ed.19, Bucaramanga, Colombia. 1965, p. 32.

Subcuenca de Neiva está totalmente madura con base a la composición hidrogeoquímica.

Se debe aclarar que todas las muestras recolectadas de agua de formación y producción fueron tomadas en el cabezal de producción como parte del programa de monitoreo actual del operador y por lo tanto no se encuentran a temperatura de yacimiento al momento de realizar la medición de los parámetros fisicoquímicos.

4.2.2 Caracterización del agua de formación según el gráfico de Durov. Como método paralelo al de Piper, se empleó el método de Durov para caracterizar hidrogeoquímicamente el agua de producción de los pozos que entran a la PIA. La utilidad de dicha grafica consiste en, además de reconfirmar lo interpretado en el gráfico de Piper, adicionar un parámetro en el análisis. El parámetro seleccionado fue el pH, debido a que se ha demostrado su influencia en la degradación química de CDG⁹⁹. Los gráficos de Durov de los 10 Campos que entran a la PIA se pueden encontrar en el **ANEXO B**, y su respectiva clasificación bajo este método en la **Tabla 11**.

Similar a lo analizado previamente, se observa que la naturaleza del agua de formación de los Campos A, P3, S, T y T2 (Formación Caballos) es clorada sódica. Sin embargo, con el gráfico de Durov, se logró determinar que además del alto contenido de calcio que comparten los Campos A2 y S también comparten el pH ligeramente ácido. Para el Campo S se observa que la parte sur del mismo presenta los niveles más altos de pH llegando a valores de 8.5., a pesar de que históricamente el pH se mantiene por debajo de 7. Por su lado el Campo A2, el cual es más reciente que el Campo S en cuanto a producción, presenta valores históricos por debajo de 6.5. Con esto se puede inferir que la evolución del acuífero de estos dos campos ha sido similar y notablemente diferente a la que han experimentado los Campos P3, T y T2.

La Formación Honda por su parte, no presenta una tendencia para cualificar el agua de formación como ácida o básica debido a la gran variación de este parámetro en las muestras. Similar a lo ocurrido con la caracterización del agua de formación utilizando el gráfico de Piper, no se puede asegurar la naturaleza de la misma con el gráfico de Durov. La caracterización del agua de la formación Honda será posible obteniendo una mayor cantidad de muestras; así como evaluando el agua de producción del Campo DT, el cual produce de la misma formación que el Campo D.

Finalmente, la interpretación del gráfico de Durov permite determinar que el agua de formación de los Campos C, P1, P2 y A es del tipo clorada sódica. Esto indica que la Formación Monserrate tiene un agua con alto contenido de ion sodio y cloruros con un pH ligeramente alcalino, manteniendo históricamente un rango de entre 7 y 8. La variación de este parámetro hacia el rango alcalino se puede deber a la litología inherente de esta formación, debido a que consiste de intercalaciones

⁹⁹ Yang y Treiber 1985

de capas de calizas en algunas partes de la formación, lo que puede generar que en su evolución logró diluir parte de estas rocas aumentando así el valor del pH.

4.3 DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS PRUEBAS DE LABORATORIO

En las pruebas de laboratorio realizadas con agua de producción sintética que representa la de la PIA, se logró determinar el efecto de diversas especies químicas en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica resultante, así como el efecto del pH, turbidez, conductividad y TDS, los cuales son parámetros monitoreados constantemente en campo.

4.3.1 Efecto de los cationes en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica. En los resultados experimentales para el catión estroncio, no se evidencia una relación en la variación de la concentración del catión y la reducción de viscosidad de la solución de CDG, por lo tanto, este ion no afecta directamente la viscosidad de la solución entre los rangos de concentración que se presenta en el agua de producción. Por lo cual, se determinó que el límite máximo para el estroncio es de 32 ppm, que, a su vez, es la máxima concentración histórica del agua de producción.

En el caso del catión bario, se determinó el valor de 54 ppm como límite máximo, el cual es la máxima concentración histórica medida en el agua de producción, ya que experimentalmente, este catión no presentó una variación en la reducción de viscosidad de la solución de CDG, ya que el valor de 77% permaneció constante en las cuatro concentraciones analizadas en el laboratorio.

La variación de concentración del potasio no presenta una afectación a la reducción de viscosidad de la solución de CDG, ya que las muestras analizadas en el laboratorio a diferentes concentraciones no presentaron cambios significativos en la viscosidad, sin embargo, en general, es el segundo ion que mayor porcentaje de reducción de viscosidad obtuvo experimentalmente (80%), en comparación con los obtenidos con los otros iones analizados (77%). El límite máximo establecido para el anión potasio es de 110 ppm, el cual es el valor máximo histórico que ha presentado el agua de producción.

Los resultados experimentales para el calcio evidencian un punto mínimo en la reducción de viscosidad para una concentración de 500 ppm, siendo este valor, el límite máximo establecido para garantizar la estabilidad de la solución de CDG. En la **Gráfica 17**, se evidencia que a concentraciones por debajo y por encima de 500 ppm la viscosidad se reduce, esto se debe a un efecto de apantallamiento que provoca el ion calcio a bajas concentraciones donde se reduce la viscosidad de la solución sin presentar precipitación. Para altas cantidades del ion Ca^{2+} se reduce drásticamente la viscosidad debido a la formación del complejo entre el catión divalente y el grupo carboxílico del CDG provocando la precipitación del mismo.

El magnesio presentó el mayor porcentaje de reducción de viscosidad (81,43%) en comparación a los resultados de los otros iones analizados en el laboratorio. Sin embargo, este resultado no es el esperado, ya que el ion magnesio es más soluble que el ion calcio y la precipitación del CDG es más lenta en comparación al Ca^{+2} . Se determinó que el límite máximo para este catión es de 100 ppm, la cual, es la concentración donde se observa la máxima reducción en la viscosidad.

4.3.2 Efecto de los aniones en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica. El límite máximo para el ion sulfuro es de 36 ppm, el cual se determinó teniendo en cuenta los resultados experimentales, en donde se evaluaron tres muestras de agua de producción a diferentes concentraciones de sulfuros, presentando reducciones de viscosidad similares. Por lo cual, se seleccionó dicho límite, debido a que es el máximo valor histórico de concentración de sulfuros que ha presentado el agua de producción.

Los carbonatos, al igual que los iones analizados anteriormente, no presenta una afectación a la viscosidad por sí solo, se evidencia un porcentaje de reducción de viscosidad constante a diferentes concentraciones de carbonatos, por lo cual, se asignó como límite de concentración de dicho ion el valor máximo medido en las caracterizaciones históricas del agua producción, el cual es de 990 ppm.

Por el lado de los cloruros, se observa en la **Gráfica 22** que para concentraciones de esta especie entre 9000 y 9800 ppm el porcentaje de reducción de viscosidad disminuye. Una vez superado este valor se observa que la reducción de viscosidad aumenta llegando a un valor máximo de 81.42% a 10230 ppm, este fenómeno se debe a que estos valores de salinidad corresponden a las salmueras con mayor concentración de catión Magnesio, que como se mencionó anteriormente es la especie química que más afecta en la viscosidad de la solución, seguida por el calcio. Los mayores valores de cloruros, presentan una menor reducción en la viscosidad, lo cual se debe a que estos valores de salinidad corresponden a salmueras con alta concentración de especies químicas que no influyen en la viscosidad, como el Bario y el Potasio. Según lo anterior se establece el límite en Cloruros en 9800 ppm, debido a que después de este valor aumenta considerablemente la pérdida de viscosidad.

4.3.3 Efecto del pH en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica. Como se mencionó anteriormente se observa que los mayores valores de porcentaje de reducción de viscosidad ocurren en pH superiores a 8. Este efecto se debe a la estructura molecular de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada HPAM, ya que, en ambientes de pH básicos, como lo es el agua de producción de la PIA, una reducción en el pH ocasiona que la molécula se expanda logrando así aumentar la viscosidad¹⁰⁰. Caso contrario ocurre cuando el pH aumenta, en el cual la molécula

¹⁰⁰ Jie Cao, Yebang Tan, Yuju Che & Haipeng Xin (2010) Effect of pH on Gelation Behavior of Hydrolyzed Polyacrylamide and O-carboxymethyl Chitosan Mixed System, Journal of Macromolecular Science, Part A, 47:6, 595-601

se contrae y reduce su radio hidrodinámico, generando así una reducción en la viscosidad de la solución polimérica.

Según los resultados encontrados, el pH del agua de la PIA que se va a utilizar para preparar los geles de dispersión coloidal no debe superar el valor de 8. En caso de hacerlo, la viscosidad de la solución no puede ser la ideal debido a que se puede presentar una pérdida de viscosidad de hasta 80%.

4.3.4 Efecto de la turbidez en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica. La variación del porcentaje de reducción de viscosidad con el aumento de la turbidez de la solución no logró ser un indicativo que permite determinar si el agua de producción puede ser usada para la inyección de CDG. Esto se debe a que como se observa en los resultados obtenidos, valores bajos de turbidez son los que muestran una mayor reducción en la viscosidad de la solución. Este efecto se debe a que las muestras que presentaban los valores más bajos de turbidez (6 – 11 NTU), son las que se evidenciaba la precipitación del polímero en fondo, por lo cual los sólidos suspendidos y disueltos que aumentan el valor de turbidez estaban atrapados en las cadenas poliméricas precipitadas¹⁰¹. Por el contrario, los valores más altos de turbidez muestran una menor reducción en la viscosidad de la solución formada, debido a que la concentración de las sales disueltas no es lo suficientemente alta como para que las cadenas poliméricas logren atrapar los sólidos y precipitarlos.

Entre todas las especies químicas analizadas en las salmueras sintéticas, el ion bicarbonato es el que más aporta valor a la turbidez de la solución sin lograr precipitar. Por el contrario, los cationes calcio y magnesio al superar una concentración de 100 y 50 ppm respectivamente, logran precipitar junto con las cadenas poliméricas de la solución.

Este efecto se debe a la capacidad del ion magnesio de actuar como agente coagulante. En estudios realizados sobre la capacidad del magnesio para reducir la turbidez y el color de aguas residuales se ha demostrado que el magnesio, en ambientes básicos, logra reducir la turbidez en un 60%¹⁰², lo cual se evidenció en las salmueras con presencia de sales de magnesio.

4.3.5 Efecto de la conductividad y sólidos totales disueltos en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica. La medida de conductividad permite determinar la cantidad de sólidos totales disueltos presentes en el agua a través de la determinación de una propiedad física medible. Esta propiedad es un buen indicador para determinar la calidad del agua de producción, sin embargo, se debe tener en cuenta que no logra discriminar ni cuantificar el tipo de sólidos disueltos en el agua.

¹⁰¹ Op Cit. Muller

¹⁰² Dziubek. Effect of pH and Magnesium on Colour and Turbidity Removal from Aqueous Solutions

Es por esta razón que no se observó una relación directa entre la conductividad o TDS y el porcentaje de reducción de viscosidad. Como se puede observar en los resultados el mayor valor de porcentaje de reducción de viscosidad se da a una conductividad de 12.92mS, el cual corresponde a las salmueras con mayor contenido de magnesio (100-520 ppm Mg+2), que como se describió anteriormente es la especie química que más reduce la viscosidad de la solución polimérica resultante.

4.3.6 Efecto de la dureza total, dureza cálcica y dureza magnésica en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica. Los resultados obtenidos a nivel experimental no son concluyentes para definir la dureza total, cálcica y magnésica como un parámetro que permita monitorear el estado del agua de producción para que sea apta la formación del CDG, ya que se evidenció que la influencia de la dureza total en la reducción de viscosidad está directamente ligada con la cantidad de magnesio presente en el agua de producción. Por esta razón, se selecciona como límite de dureza total la mayor concentración medida experimentalmente de 1480 ppm.

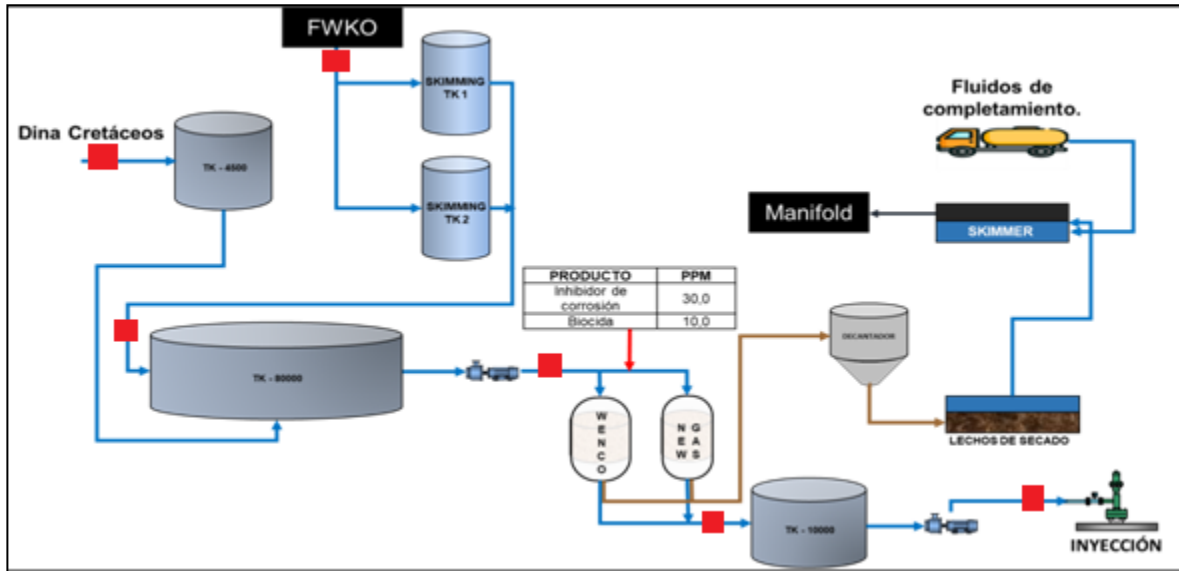
4.4 METODOLOGÍA DE MONITOREO Y CONTROL DE LA CALIDAD DEL AGUA DE PRODUCCIÓN PARA LA INYECCIÓN DE CDG

La presente metodología tiene por objetivo el aseguramiento de la calidad en los parámetros del agua de producción para que sea empleada en la inyección de CDG, estableciendo los parámetros que deben ser medidos, el método con el cual se deben determinar los parámetros, las frecuencias en las mediciones y los puntos de control.

4.4.1 Puntos De Control. Los puntos de control ubicados en la PIA-Cebú se seleccionaron tomando como criterio la entrada y salida de equipos donde se llevará a cabo ya sea un tratamiento químico o físico al agua de producción. Dichas modificaciones en los parámetros del agua se identificaron por medio de los resultados obtenidos en el diagnóstico.

Los puntos de control que se ilustran en la **Figura 20** son: a) entrada a los skimming; b) entrada al tanque TK-4500; c) entrada al tanque TK-80000; d) entrada a los filtros WENCO Y NEW GAS, e) Entrada al tanque TK-10000 y f) línea de inyección.

Figura 20. Puntos de medición del agua de producción de la PIA



Fuente: elaboración propia

4.4.2 Frecuencias De Medición. Las frecuencias se seleccionaron evaluando cada parámetro contra los criterios del grado de afectación al CDG y la variación del parámetro en las caracterizaciones históricas como se evidencia en el **Cuadro 4**. Las frecuencias allí estipuladas se tomaron del benchmarking.

Cuadro 5. Criterios para la asignación de frecuencias de medición

		Afectación al CDG	
		Alta	Ninguna
Variación en las caracterizaciones	Alta	1/ semana	1/mes
	Media	2/ mes	
	Baja	1/mes	

Fuente: elaboración propia

Parámetros De Control. Teniendo en cuenta los parámetros que actualmente mide Ecopetrol, los cuales incluyen aquellos que afectan directamente el CDG y los medidos por las empresas analizadas en el Benchmarking. Se opta por continuar con la determinación de los parámetros que actualmente mide ECOPETROL en Campo, los cuales se establecen en el **Cuadro 5**, junto con las frecuencias, límites y métodos de determinación. En los diagramas **del 22 a la 31**, se describe el paso a paso mediante un diagrama de flujo de cada método empleado para la determinación de las propiedades del agua de producción establecidas en el siguiente cuadro:

Cuadro 6. Metodología de monitoreo y control propuesta.

Parámetro	Determinación	Frecuencia	Método de determinación	Límite establecido
pH	Medido	1/semana	pH – Metro ¹⁰³	< 8
O ₂ Disuelto (ppm)	Medido	1/semana	Método yodométrico ¹⁰⁴	< 0.032 ppm
Dureza Total (ppm)	Medido	2/mes	Método Volumétrico ¹⁰⁵	<1480 ppm
Dureza Cálcica (ppm)	Medido	2/mes	Método Volumétrico ¹⁰⁶	<1020 ppm
Dureza Mg (ppm)	Calculado	2/mes	Correlación.	
SO ₄ (ppm)	Medido	1/mes	Método Nefelométrico ¹⁰⁷	<36 ppm
Ba (ppm)	Medido	1/mes	Método gravimétrico ¹⁰⁸	<54 ppm
Carbonatos-Bicarbonatos	Medido	1/mes	ASTM D 1067-06 ¹⁰⁹	<990 ppm

¹⁰³ INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES IDEAM. PH en aguas por electrometría. [En línea]. 2007, versión 3. [Citada: 28 de octubre de 2019] Disponible en:

<http://www.ideam.gov.co/documents/14691/38155/pH+en+agua+por+Electrometr%C3%ADa.pdf/ec53b64e-91eb-44c1-befe-41fcfccdff1>

¹⁰⁴ INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES IDEAM. Determinación de oxígeno disuelto por el método yodométrico modificación de Azida. [En línea]. 2004, versión 1. [Citada: 28 de octubre de 2019] Disponible en:

<http://www.ideam.gov.co/documents/14691/38155/Ox%C3%ADgeno+Disuelto+M%C3%A9todo+Winkler.pdf/e2c95674-b399-4f85-b19e-a3a19b801dbf>

¹⁰⁵ INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES IDEAM. Dureza total en agua con EDTA por volumetría. [En línea]. 2007, versión 2. [Citada: 28 de octubre de 2019] Disponible en:

<http://www.ideam.gov.co/documents/14691/38155/Dureza+total+en+agua+con+EDTA+por+volumetr%C3%ADa.pdf/44525f65-31ff-482e-bbf6-130f5f9ce7c3>

¹⁰⁶ Ibid., p. 11

¹⁰⁷ INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES IDEAM. Sulfatos en agua por el método Nefelométrico. [En línea]. 2007, versión 3. [Citada: 28 de octubre de 2019] Disponible en:

<http://www.ideam.gov.co/documents/14691/38155/Sulfato+en+agua+por+Nefelometr%C3%ADa.pdf/f65867a2-079f-420c-9067-b1c4c3139e89>

¹⁰⁸ CHANG, Suen. Determinación gravimétrica del Bario. Perú: José Faustino Sánchez Carrión. 2014.

¹⁰⁹ Sociedad Americana para Pruebas y Materiales ASTM-D 1067-06. Standard Test Methods for Acidity or Alkalinity of Water. 2006.

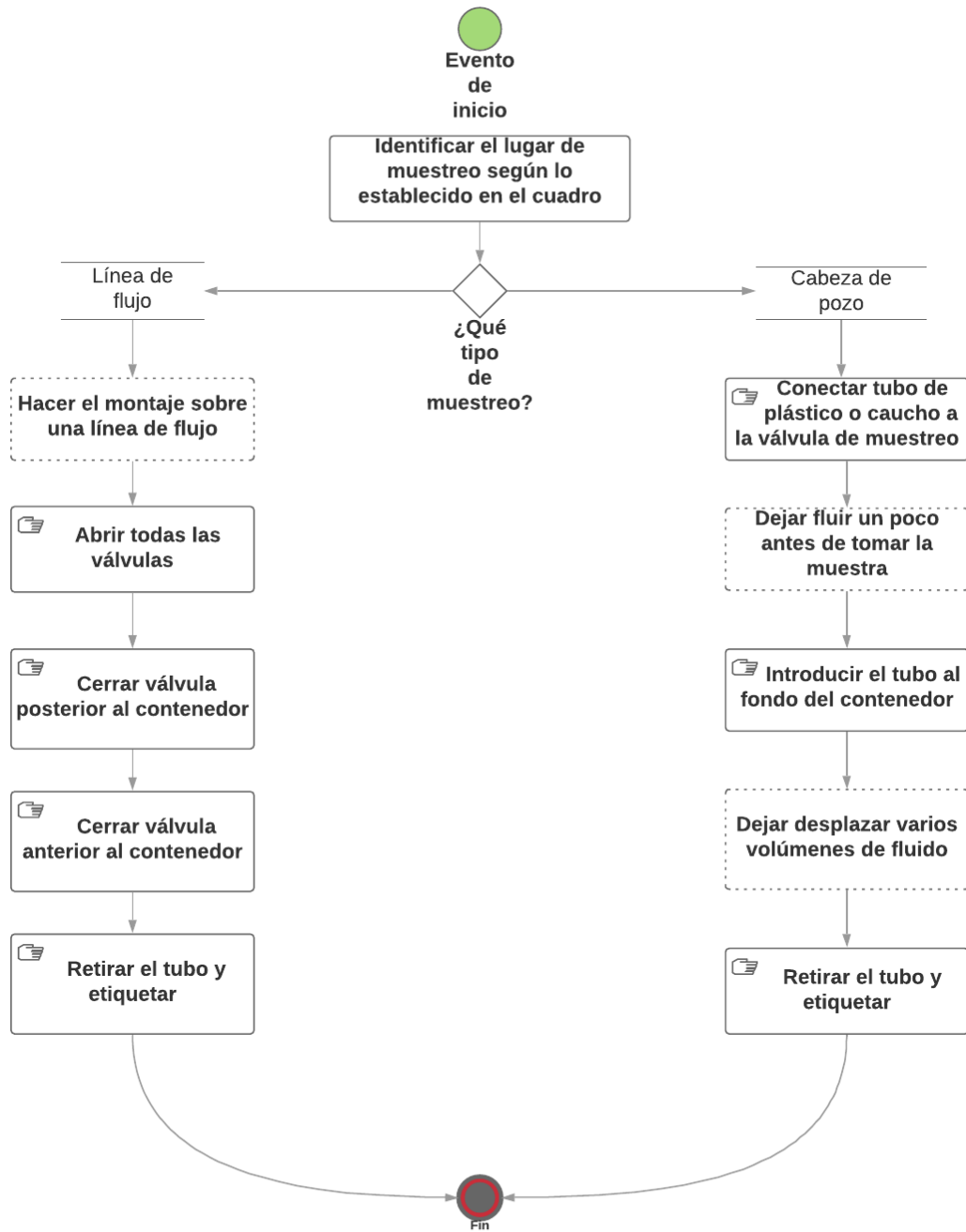
Cuadro 5. (Continuación)

Parámetro	Determinación	Frecuencia	Método de determinación	Límite establecido
Cl (ppm)	Medido	1/mes	Método volumétrico ¹¹⁰	<9800 ppm
Hierro(ppm)	Medido	2/mes	ASTM D 1068-05 ¹¹¹	<0.225 ppm
Ca ++ (ppm)	calculado*	1/mes	Correlación	< 500 ppm
Mg++ (ppm)	calculado*	1/semana	Correlación	< 100 ppm
Sr+ (ppm)	calculado*	1/mes	Correlación	< 32 ppm
K+ (ppm)	calculado*	1/mes	Correlación	< 110 ppm
*Puede ser calculado si la correlación entre los parámetros medidos y calculados es representativa $R^2 > 0,994$				

¹¹⁰ TOVAR, Julia y GUERRA, Jayeth. Manual de Laboratorio de química industrial inorgánica Experimental. Bogotá: Fundación Universidad de América.2012. p. 38.

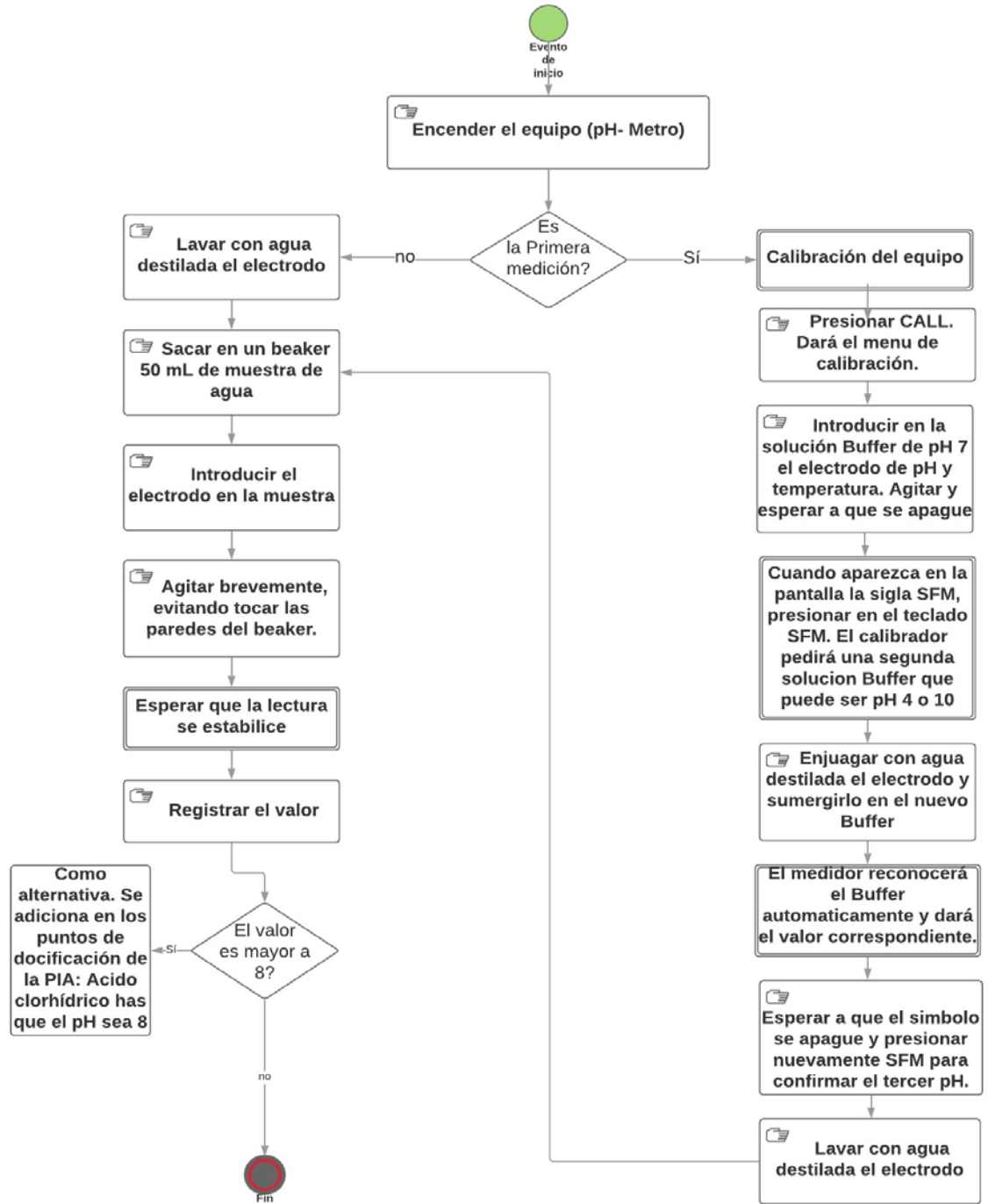
¹¹¹ Sociedad Americana para Pruebas y Materiales ASTM-D 1068-05. Standard Test Methods for Iron in Water. 2005.

Diagrama 1. Muestreo



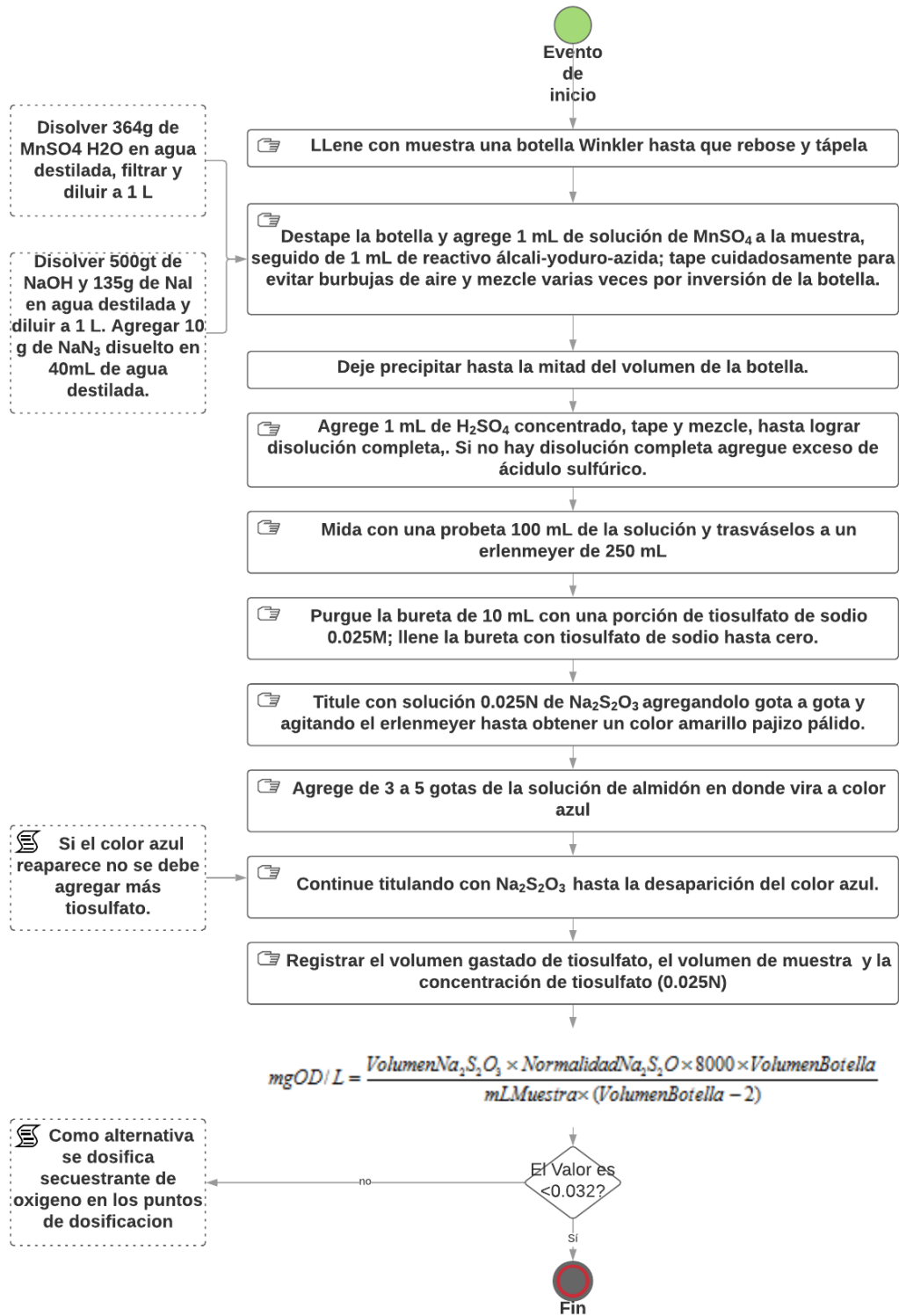
Fuente: elaboración propia

Diagrama 2. Medición pH



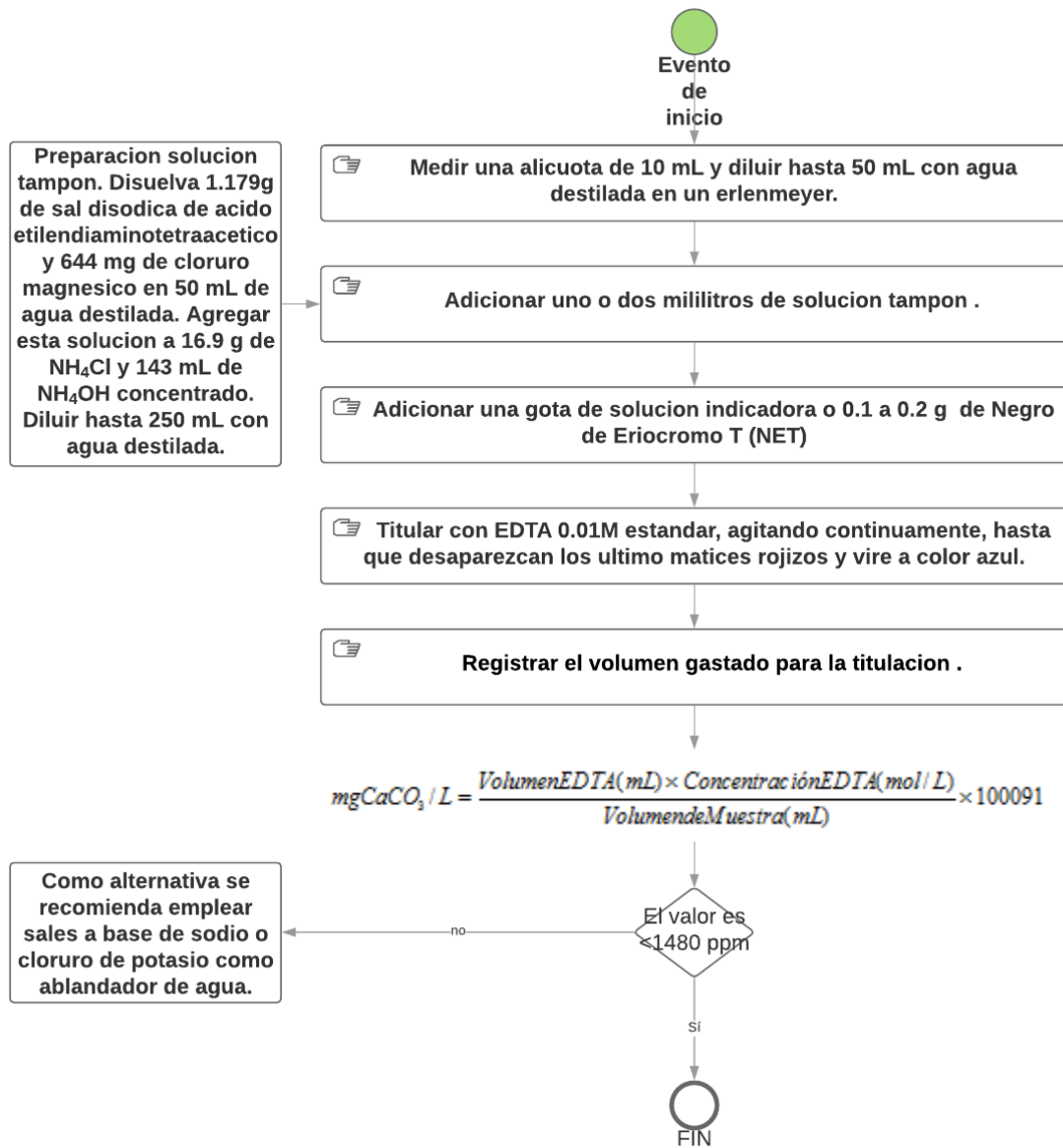
Fuente: elaboración propia

Diagrama 3. Medición de oxígeno disuelto.



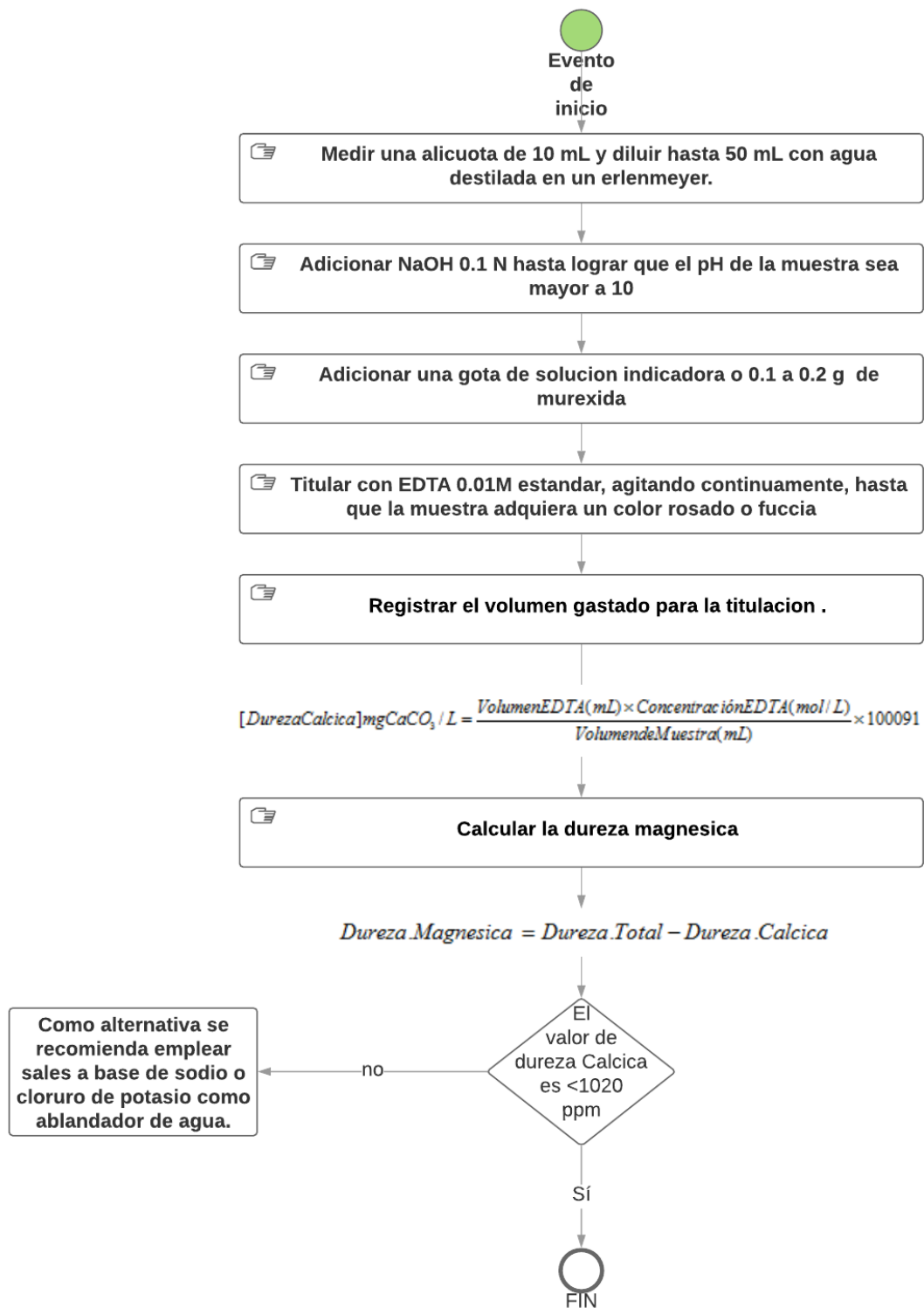
Fuente: elaboración propia

Diagrama 4. Medición Dureza Total



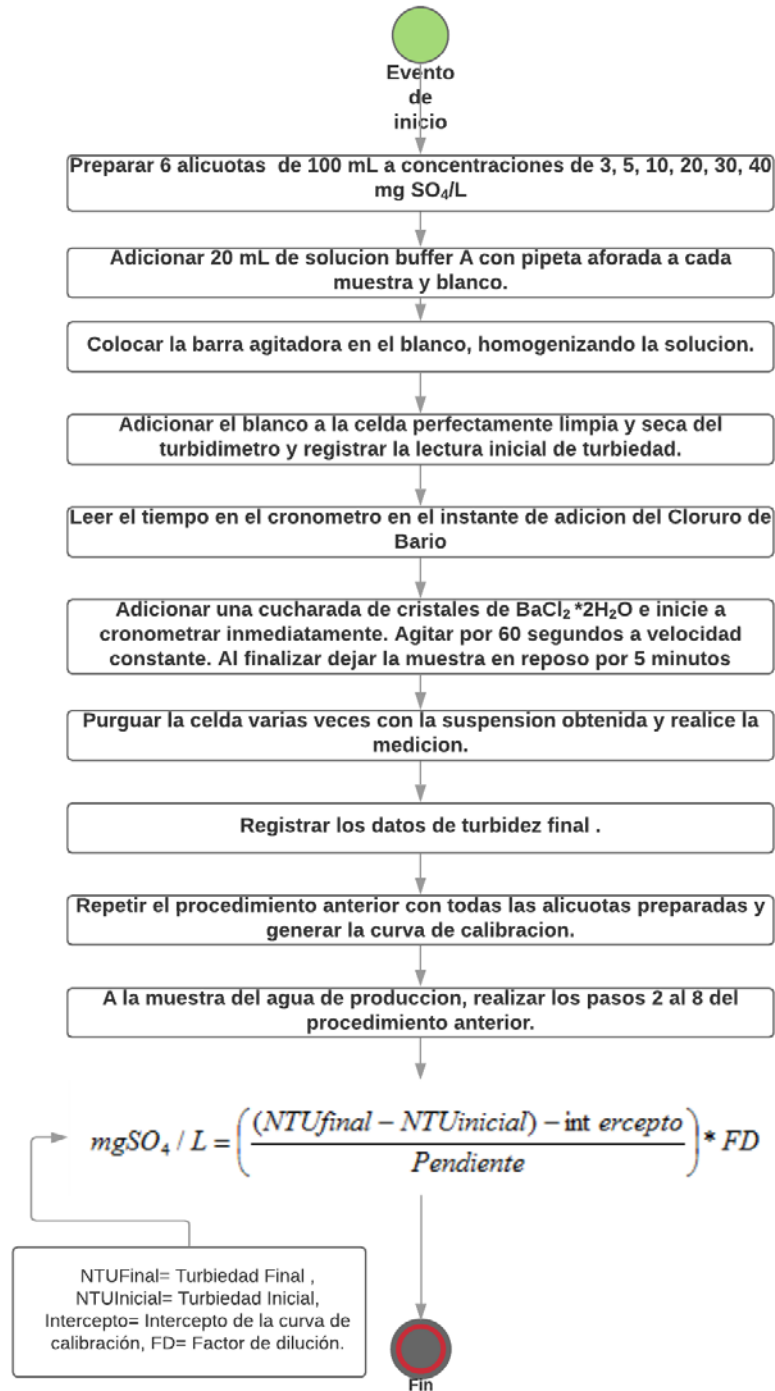
Fuente: elaboración propia

Diagrama 5. Medición Dureza Cálctica y cálculo de Dureza Magnésica



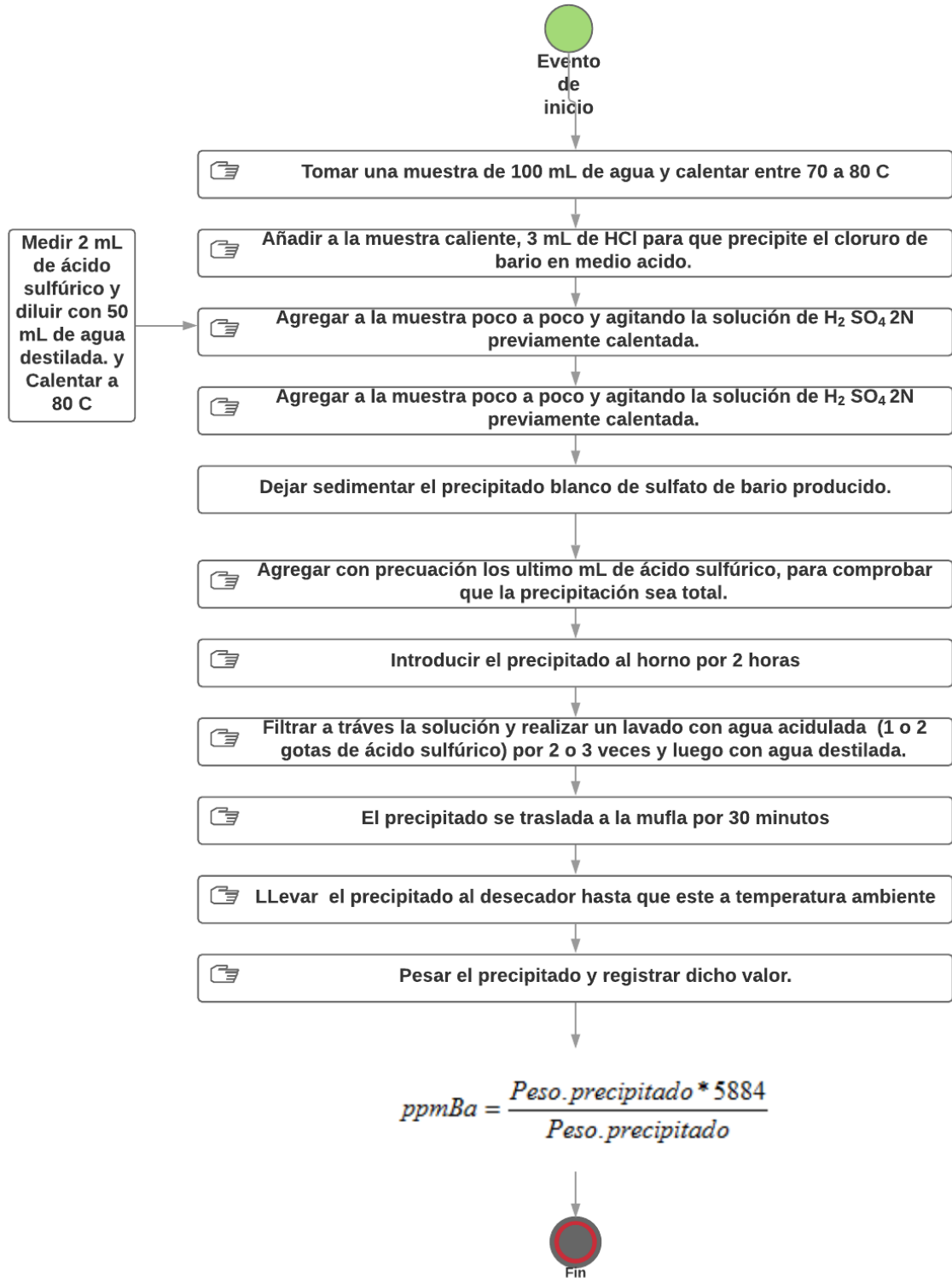
Fuente: elaboración propia

Diagrama 6. Medición de sulfatos



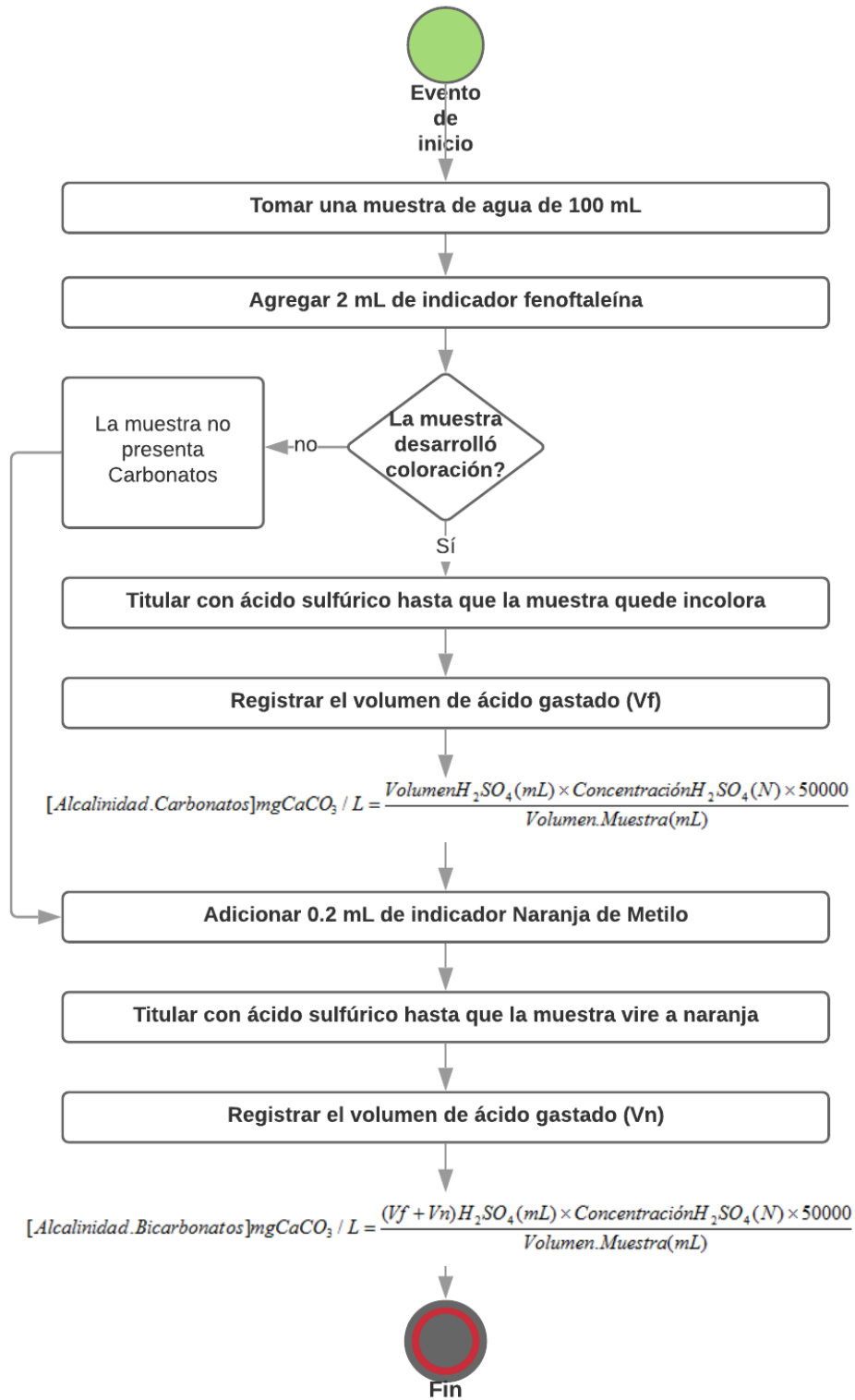
Fuente: elaboración propia

Diagrama 7. Medición Bario



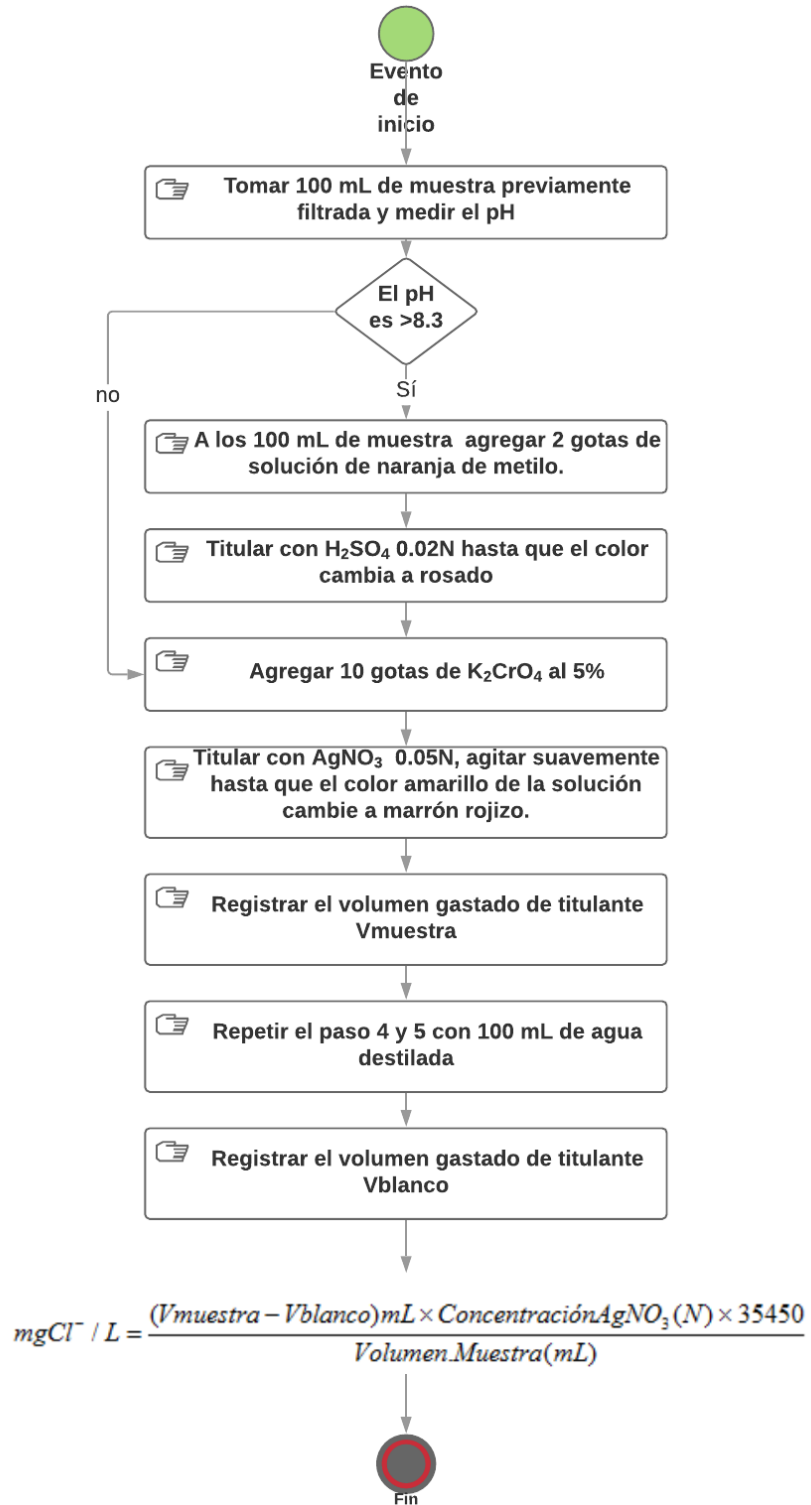
Fuente: elaboración propia

Diagrama 8. Medición Carbonatos y bicarbonatos



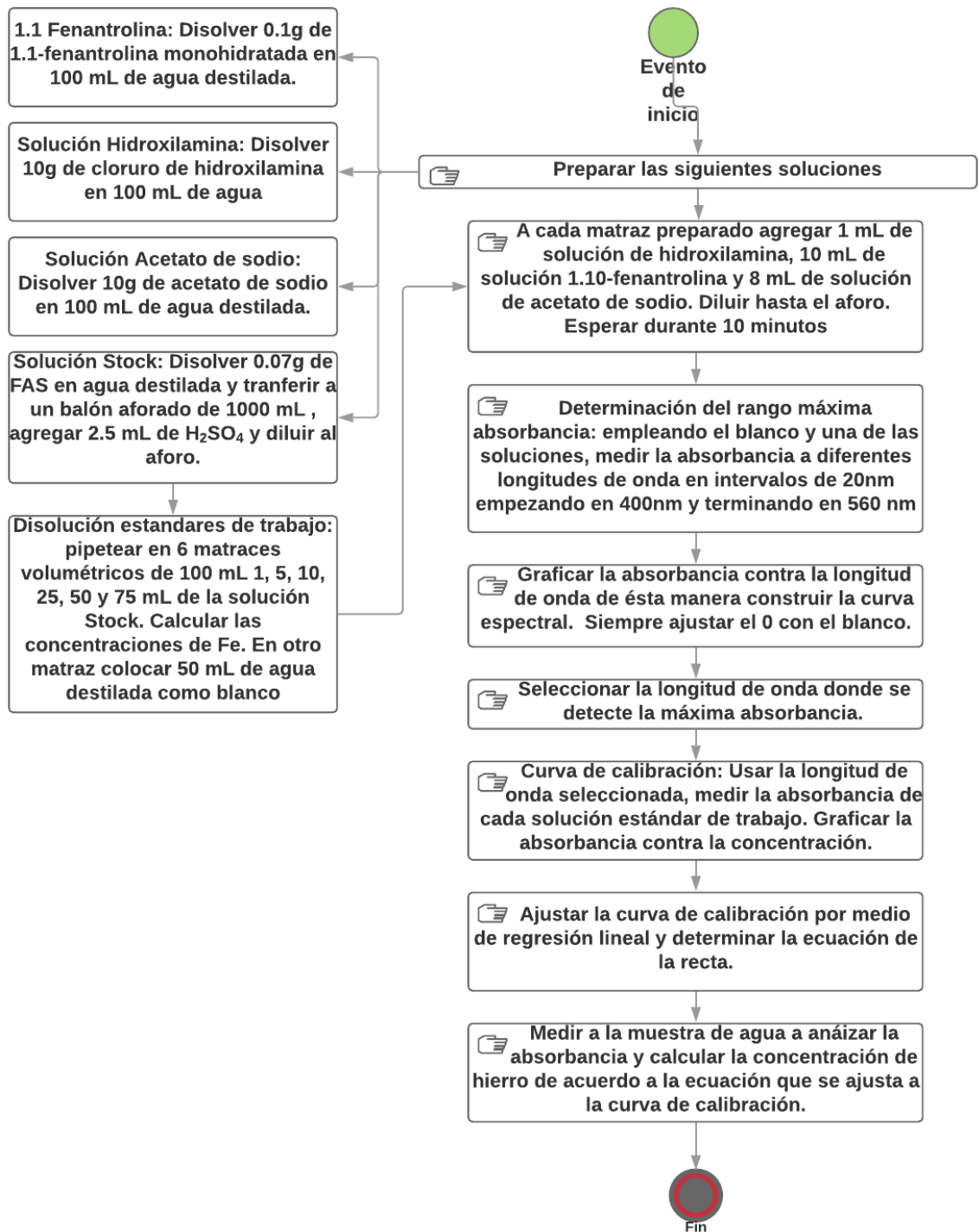
Fuente: elaboración propia

Diagrama 9. Medición de cloruros



Fuente: elaboración propia

Diagrama 10. Medición de Hierro



Fuente: elaboración propia

A continuación, se exponen las correlaciones suministradas por ECOPEPETROL empleadas actualmente en Campo, para el cálculo de los iones de Calcio, magnesio, estroncio y potasio.

Ecuación 5. Correlación para el cálculo del ión Calcio

$$ppmCa^{++} = DurezaCalcica \times 0.4$$

Fuente: ecuación suministrada por ECOPEPETROL

Ecuación 6. Correlación para el cálculo del ión Magnesio

$$ppmMg^{++} = DurezaCalcica \times 0.243$$

Fuente: ecuación suministrada por ECOPEPETROL

Ecuación 7. Correlación para el cálculo del ión Estroncio

$$ppmSr^{+} = DurezaCalcica \times 0.876$$

Fuente: ecuación suministrada por ECOPEPETROL

Ecuación 8. Correlación para el cálculo del ión Potasio

$$ppmK^{+} = DurezaCalcica \times 0.782$$

Fuente: ecuación suministrada por ECOPEPETROL

5. CONCLUSIONES

- La planta de inyección PIA, recibe y trata el agua de producción de 10 campos distintos que producen de las Formaciones Monserrate, Caballos y Honda, con una eficiencia calculada en remoción de sólidos suspendidos totales y grasas o aceites de 70% y 98% respectivamente.
- Según el análisis hidrogeoquímico realizado, el agua de producción proveniente de los campos que producen de la Formación Caballos es del tipo clorada sódica con contenido de Calcio, Magnesio, Bicarbonatos y Sulfuros mayor en 74%, 63%, 36% y 94%, respectivamente en comparación a la que proviene de la Formación Monserrate, genera que el agua de inyección a la salida de la PIA tenga alta presencia de dichas especies químicas. Por otro lado, el agua de producción de la Formación Monserrate es ligeramente alcalina con pH superiores a 8 y el agua de producción de la Formación Caballos es ligeramente ácida con pH entre 6.5 y 7.
- Ecopetrol, en comparación con las compañías Petrobel Belayim y IFP Technologies INC, realiza el monitoreo de un mayor número de parámetros que incluye aquellos que influyen directamente en la formación y estabilidad del CDG y de aquellos que miden las propiedades fisicoquímicas, para un total de 16 parámetros medidos y 6 calculados. Ecopetrol presenta la menor frecuencia en las mediciones, con dos mediciones al mes de los parámetros del agua de producción y con la mayor cantidad de puntos de muestreo (14 puntos) en comparación con las dos empresas analizadas en el benchmarking.
- Con base a los resultados experimentales obtenidos, se concluye que la especie química que más afecta la viscosidad de la solución polimérica es el Magnesio, reduciéndola a un valor de viscosidad absoluta de 26 cP equivalente a un porcentaje de reducción de 81.43%, con base en un patrón estándar de 140 cP. Así mismo, el parámetro de calidad de agua que más tiene incidencia en la reducción de viscosidad es el pH, ya que se puede apreciar que en soluciones alcalinas con pH superior a 8 la viscosidad se reduce considerablemente, llegando a valores de 26 cP que concuerdan con la reducción en salmueras de alto contenido de magnesio de hasta 520 ppm.
- Los componentes iónicos del agua tales como sulfatos, carbonatos, bario, potasio, estroncio, presentaron una disminución de viscosidad que oscila alrededor del 77%. No obstante, las concentraciones de estos elementos analizadas en el desarrollo experimental, no presentan una afectación directa en la reducción de viscosidad de la solución de CDG. En el caso de las propiedades fisicoquímicas del agua como lo es la dureza total, dureza cálcica, dureza magnésica, conductividad, sólidos totales disuelto y turbidez los resultados

obtenidos no fueron concluyentes, a razón de que no se evidencia una tendencia entre las mediciones de los parámetros y la disminución en la viscosidad.

- La metodología de monitoreo y control involucra la medición de nueve parámetros del agua de producción y cinco parámetros calculados por medio de correlaciones; adicional, se establecieron seis puntos de control ubicados en la Planta de Inyección, donde se realizarán los muestreos con tres frecuencias: una vez a la semana para los parámetros con mayor afectación en la viscosidad de la solución, los cuales son pH, O₂ disuelto y el catión magnesio; la frecuencia de dos veces al mes para los parámetros que influyen en menor medida en la viscosidad de la solución; y una vez al mes aquellos parámetros que no impactan la formación de la solución del gel.

6. RECOMENDACIONES

- Incluir el punto de control propuesto a la llegada del agua de producción de la batería del Campo A en la planta de inyección de agua PIA, debido a que el agua de producción puede cambiar su composición fisicoquímica en este recorrido y afectar de manera negativa la calidad de agua de inyección.
- Realizar los experimentos propuestos a la temperatura del yacimiento y en condiciones anaeróbicas, para que se pueda evaluar el efecto de estas especies químicas a escala y condiciones del yacimiento del Campo A.
- Evaluar técnica y financieramente la expansión de la inyección de geles de dispersión coloidal en los Campos P1, P2 y C ubicados en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena mediante simulación numérica de yacimientos.
- Evaluar el efecto del tratamiento químico actual de la planta de inyección PIA, para determinar la afectación de los productos químicos empleados en la formación de los geles de dispersión coloidal.
- Desarrollar un estudio de bioprospección en los yacimientos de la Subcuenca de Neiva en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena que permita producir en superficie o en el yacimiento biopolímeros para ser usados en técnicas de recuperación microbial MEOR.
- Evaluar la viabilidad técnico-financiera de otros polímeros que tengan un mejor desempeño en presencia del ión magnesio en el agua.
- Monitorear los parámetros de pH, oxígeno disuelto y concentración del catión magnesio como control mínimo a la calidad del agua de producción para asegurar la formación de la solución del CDG.

BIBLIOGRAFÍA

AINAL. Abidin, PUSPASARI. Theodore, y WINSTON. Nugroho, "Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology," *Procedia Chem.*, vol. 4, pp. 11-16, 2012.

AKSTINAT, Myram. Polymers for enhanced oil recovery in reservoirs of extremely high salinities and high temperatures. SPE 8979, Proceedings of the SPE Fifth International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry, Stanford, CA, 28-30 May 1980

AL-ASSI, Abdulwahed., WILLHITE, Paul., GREEN, Don. W., y MCCOOL, Stanley. (2009, September 1). Formation and Propagation of Gel Aggregates Using Partially Hydrolyzed Polyacrylamide and Aluminum Citrate. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/100049-PA

ANIL, Jain. et al. Water Analysis - A Key Tool for Reservoir Monitoring Under Cyclic Steam Stimulation. Presentado en: SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference. Kuwait. 2015.

ARAGHI, Moradi y BEARDMORE, Doe. The application of gels in enhanced oil recovery: Theory, Polymers and Crosslinkers. Bartsville: Phillips Research Center, 1984. p.301

AYORA, Carles. "Elements for a methodology to interpret hydrochemical data". Cataluña, España. 2015 p.54

BAILEY. Bill, et al. Control de agua. Oilfield Review-Schlumberger, 2000. p.41.

BAOJUN, Bai; JIA, Zhou y MINGFEI, Yin. A comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control. Missouri university of Science and Technology. 2015.

BELTRAN. N, GALLO. J, "The Geology of the Neiva Sub-Basin, Upper Magdalena Basin, Southern Portion en IX Conferencia Anual de la Sociedad Colombiana de Geólogos del Petróleo y Geofísicos, Bogotá, Colombia, 1979, p.365.

BERDUGO, Carolina et al. High temperature utilization of PAM and HPAM by microbial communities enriched from oilfield produced water and activated sludge. Springer Open, 2019

BOYD C., E. Total Hardness. En: Quality. Springer, Cham. [En línea]. [Consultado 9, noviembre, 2019] Disponible en: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-17446-4_9

CASTILLO VARGAS, Iván Camilo. Evaluación técnico-financiera de la sarta de varilla hueca implementada para el sistema de levantamiento de bombeo de cavidades progresivas en el pozo-a del campo Yaguará (Trabajo de grado). Bogotá: Fundación Universidad de América, 2018.

CASTRO, Rubén. Comparación de los proyectos de CDG del mundo con el Campo A. Bucaramanga 2011, p.67. Trabajo de investigación (Magister en Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander

CHANG, Harry. *et al*, *Chemical injection facilities-from pilot test to field wide expansion*, SPE 165308

CHANG, Suen. Determinación gravimétrica del Bario. Perú: José Faustino Sánchez Carrión. 2014.

CHARTIO, "What is a Scatter Plot and When to Use It". [En línea]. [Consultado 15, Agosto, 2019] disponible en: <https://chartio.com/learn/charts/what-is-a-scatter-plot/>

CHUANGYONG, Je y MIANPING, Zheng. Hydrochemical characteristics and sources of brines in the Gasikule salt lake, Northwest Qaidam Basin, China. *Geochemical Journal*, Volumen: 5 p.481-494.

COLOMBIA. Ministerio de Minas y Energía. Decreto 1895. (15, septiembre, 1973). Por el cual se dictan las normas sobre exploración y explotación de petróleo y gas. En: Presidencia de la república de Colombia. Bogotá D.C. 1973. 1 p.

CRAFT. Benjamin y HAWKINS, Murray. *Applied Petroleum reservoir engineering*. Segunda Edición, Nueva Jersey: Prentice Hall Ed, 1991. P.380

DAVISON, Peter. y MENTZER, Enro. Polymer flooding in North Sea reservoirs. SPE 9300, Presented to the SPE 55th Annual Fall Conference, Dallas, TX, 21-24 September 1980. [Soc. Pet. Eng. J. June 1982, 353-362.]

DUROV, Samuel. *Natural Waters and Graphic Representation of Their Composition*. Moscu: Doklady Akademii Nauk, 1948. p.87-90.

DWYER, Patrick y DELAMAIDE, Eric. Produced water treatment -preparing for EOR projects.

Dziubek. Effect of pH and Magnesium on Colour and Turbidity Removal from Aqueous Solutions

ECOPETROL. Plan de Desarrollo Conceptual Campo Dina Cretáceo, 2015. p.1-17.

ECOPETROL. Evaluación y selección experimental de geles de dispersión coloidal para inyección, Piedecuesta, Colombia. Instituto Colombiano del Petroleo ICP, 2018.

Espinosa C, Torres K. Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extra pesados. Universidad de San Buenaventura. 2009.

FORREST, Craig. Aspectos de ingeniería de la inyección de agua: Heterogeneidad de yacimiento. New York: Society of petroleum engineers AIME, 1982. p.51

HERNANDEZ, Alberto. “Estudio de una planta de desalación alimentada por energía eólica para el suministro de agua de riego para la recuperación del entorno hidrológico del parque nacional de Doñana”. Universidad de La Laguna, España. p.42. 2016.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos NTC-1486. Bogotá D.C.: El instituto. 2018. ISBN 9789588585673. 153 p.

INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES IDEAM. Determinación de oxígeno disuelto por el método yodométrico modificación de Azida. [En línea]. 2004, versión 1. [Citada: 28 de octubre de 2019] Disponible en: <http://www.ideam.gov.co/documents/14691/38155/Ox%C3%ADgeno+Disuelto+M%C3%A9todo+Winkler.pdf/e2c95674-b399-4f85-b19e-a3a19b801dbf>

INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES IDEAM. Dureza total en agua con EDTA por volumetría. [En línea]. 2007, versión 2. [Citada: 28 de octubre de 2019] Disponible en: <http://www.ideam.gov.co/documents/14691/38155/Dureza+total+en+agua+con+EDTA+por+volumetr%C3%ADa.pdf/44525f65-31ff-482e-bbf6-130f5f9ce7c3>

INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES IDEAM. PH en aguas por electrometría. [En línea]. 2007, versión 3. [Citada: 28 de octubre de 2019] Disponible en: <http://www.ideam.gov.co/documents/14691/38155/pH+en+agua+por+Electrometr%C3%ADa.pdf/ec53b64e-91eb-44c1-befe-41fcfccdff1>

INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES IDEAM. Sulfatos en agua por el método Nefelométrico. [En línea]. 2007, versión 3. [Citada: 28 de octubre de 2019] Disponible en: <http://www.ideam.gov.co/documents/14691/38155/Sulfato+en+agua+por+Nefelometr%C3%ADa.pdf/f65867a2-079f-420c-9067-b1c4c3139e89>

Jie Cao, Yebang Tan, Yuju Che & Haipeng Xin (2010) Effect of pH on Gelation Behavior of Hydrolyzed Polyacrylamide and O-carboxymethyl Chitosan Mixed System, Journal of Macromolecular Science, Part A, 47:6, 595-601

JOUENNE, S. KLIMENKOO, A. y LEVITT, D. Polymer Flooding: Establishing specifications for Dissolved Oxygen and iron in injection water. SPE 179614-MS

KAMENETSKAYA, Irina. Custom colloidal dispersion gels compatibility with water treatment chemicals in A Field. Houston: Tiorco Company. 2013. p.2

KORTAM, M., et al. Designing and implementing adequate monitoring plan for pilot project of polymer flooding in Belayim Land Field. 2017

KWAN. Min. Ko, *et al*, "Surfactant flooding characteristics of dodecyl alkyl sulfate for enhanced oil recovery," J. Ind. Eng. Chem., vol. 20, no. 1, pp. 228-233, 2014.

LENNTECH. Water Treatment. [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.lenntech.es/turbidez.htm>

LOPEZ, Aleida, CORTES, Mario y CUELLAR, Durley. Cuencas Sedimentarias de Colombia. Bogotá D.C.: Instituto CET Petrol. 2012.

LOZANO, Edinson. Y ZAMORA, Nadezhda. Tectónica Geociencias Básicas Anexo O Copilación de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. Bogotá D.C.: ANH, 2014. 6 p.

MALGORZATA, Tartatuns y MARCIN, Kozak. "What story does the durov diagram tell?". Rzeszow, Polonia: Universidad de manejo y tecnologías de la informacion. 2017, p.6.

MAYA, Gustavo y CASTRO GARCÍA, Rubén Hernán. Diseño, ejecución y monitoreo y expansión de un proceso EOR mediante la inyección de geles de dispersión coloidal. En: Petrotecnia, 2013

MINGZHE. Dong, QIANG. Liu, y AIFEN. Li, "Displacement mechanisms of enhanced heavy oil recovery by alkaline- flooding in a micromodel," Particuology, vol. 10, no. 3, pp. 298-305, 2012.

MOJICA, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar-Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y superior del Magdalena. [Diapositiva], Bogotá D.C.: ANH, 2009. 53 p.

MULLER, Guy. Thermal stability of high molecular weight polyacrilamide aqueous solutions. Published on Polymer Bulletin, Volumen 5. 1981. p.31-37.

PARIS. Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de yacimientos, Caracas, Venezuela, 2010. p.170

PATTON, E. C. (1947, December 1). Evaluation of Pressure Maintenance by Internal Gas Injection in Volumetrically Controlled Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/947112-G

PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales: Introducción al recobro adicional de petróleo. Caracas, Venezuela: Centro internacional de investigación y desarrollo, 1997.

PETROWIKI. [En línea] [Consultado 8, noviembre, 2019]. Disponible en: https://petrowiki.org/Vertical_displacement_in_a_waterflood

PIPER, Arnold. A Graphic Procedure in the Geochemical Interpretation of Water-Analyses. Wisconsin: Transactions American Geophysical Union, 1944. p.914-928

PORTA. J, Estratigrafía del cretáceo superior y terciario en el extremo sur del Valle Medio del Magdalena. Boletín geológico de la UIS, ed.19, Bucaramanga, Colombia. 1965, p. 32.

Pulido-Bosch, A., Tahiri, A., Vallejos, A., 1999. Hydrogeochemical characteristics of processes in the temara aquifer in Northwester Morocco. Water Air Soil Pollut.114 (3), 323–337

PYE, David. (1964, August 1). Improved Secondary Recovery by Control of Water Mobility. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/845-PA

RANGANATHAN, Rin y RYZNAR, Lews. "An Experimental Study of the In Situ Gelation Behavior of a Polyacrylamide/Aluminum Citrate "Colloidal Dispersion" Gel in a Porous Medium and its Aggregate Growth During Gelation Reaction". Conference: International Symposium on Oilfield Chemistry. 1997. p.12

RYLES, Ryan. Elevated Temperature Testing of Mobility Control Reagents. SPE 12008, Presented on the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5-8 October, San Francisco, California. 1983

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Completion fluid [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/completion_fluid.aspx

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Connate Water. [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/connate_water.aspx

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Dip [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/dip.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Diversion [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/diversion.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Flow unit [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/flow_unit.aspx

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Free Water. [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/free_water.aspx

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Heterogeneity [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/h/heterogeneity.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Injection water. [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/i/injection_water.aspx

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Migration [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/m/migration.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Mobility [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/m/mobility.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Mobility ratio [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/m/mobility_ratio.aspx

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Permeability [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/permeability.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Petroleum [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/petroleum.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Petroleum system [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/petroleum_system.aspx

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: PH [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/ph.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Porosity [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/porosity.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Primary recovery [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/primary_recovery.aspx

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Produced Water. [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/produced_water.aspx

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Recovery Factor [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/recovery_factor.aspx

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Reservoir [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/reservoir.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Residual oil saturation [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/residual_oil_saturation.aspx

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Seal [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/seal.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Secondary recovery [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/secondary_recovery.aspx

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Sedimentary basin [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/sedimentary_basin.aspx

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Source rock [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/source_rock.aspx

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Stratigraphy [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/stratigraphy.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Ternary diagram [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/t/ternary_diagram.aspx

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Tertiary recovery [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/t/tertiary_recovery.aspx

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Trap [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/t/trap.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Water cut [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/w/water_cut.aspx

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Wettability [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/w/wettability.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Viscosity [En línea] [Consultado 9. Noviembre. 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/v/viscosity.aspx>

SHUPE, Russell. Chemical stability of polyacrylamide polymers. SPE 9299, Proceedings of the SPE 55th Annual Fall Conference, Dallas, TX, 21-24 September 1980.

SILDO, Ken., SKAUGE, A., y SKAUGE, Tim. (2010, January 1). Propagation of Colloidal Dispersion Gels (CDG) in Laboratory Corefloods. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/129927-MS

SMITH, J. E. (1995, January 1). Performance of 18 Polymers in Aluminum Citrate Colloidal Dispersion Gels. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/28989-MS

Sociedad Americana para Pruebas y Materiales ASTM-D 1067-06. Standard Test Methods for Acidity or Alkalinity of Water. 2006

Sociedad Americana para Pruebas y Materiales ASTM-D 1068-05. Standard Test Methods for Iron in Water. 2005.

SORBIE, Kenneth. Polymer Improved Oil Recovery: Introduction to polymer flooding. Nueva York: Springer Science, 1991.

STAPENHURST, Tim. The Benchmarking book: What is Benchmarking?. Dallas: Butterworth Heinemann Editorial, 2009. p.3-18.

TOVAR, Julia y GUERRA, Jayerth. Manual de Laboratorio de química industrial inorgánica Experimental. Bogotá: Fundación Universidad de América.2012. p. 38.

VELOZA, Gabriel Eduardo, *et al.* Dislocación de Facies en el Tope de la Secuencia Cretácica de la Subcuenca de Neiva, Valle Superior del Magdalena y sus Implicaciones en el Modelo Estratigráfico Secuencial Colombiano. En: Boletín de Geología. Enero-junio, 2008, vol. 30 no.1, p. 31

YANG, Shiao. y TREIBER, Lyn. Chemical stability of polyacrylamide under simulated field Conditions. SPE 14232, Proceedings of the SPE 60th Annual Fall Conference, Las Vegas, NV, 22-25 September 1985.

ANEXOS

ANEXO A.

EJEMPLO DEL PROCEDIMIENTO DIAGRAMA PIPER

Tabla. Ejemplo de la composición química (ppm) de una muestra de agua.

Pozo	FECHA dd/mm/yy	SO ₄ ²⁻ (ppm)	HCO ₃ ⁻ (ppm)	Cl ⁻ (ppm)	Ca ²⁺ (ppm)	Mg ²⁺ (ppm)	Na ²⁺ (ppm)
Pozo A-6	30/08/2011	1	707,6	4600	452	19,44	4128,56

Fuente: Ecopetrol.

A. Convertir de ppm a meq/l por ejemplo, para el bicarbonato:

$$HCO_3^- \left(\frac{meq}{l} \right) = \frac{707.6 \text{ ppm}}{61} = 11.6 \text{ meq/l}$$

Tabla. Ejemplo de composición química (meq) de una muestra de agua.

Pozo	FECHA dd/mm/yy	SO ₄ meq/L	HCO ₃ meq/L	Cl meq/L	Ca ++ meq/L	Mg++ meq/L	Na + K meq/L
Pozo A-6	30/08/2011	0,021	11,6	129,6	22,6	1,62	66,59

Fuente: Elaboración propia

B. Convertir los cationes de meq/l a %meq/l, **Ecuación 2:**

Ecuación . Cálculo del total de cationes principales

$$Total \text{ cationes} \left(\frac{meq}{l} \right) = \sum Ca + Mg + Na + K$$

Donde:

Ca: Es la concentración en meq/l de Ca²⁺ presente en la muestra de agua.

Mg: Es la concentración en meq/l de Mg²⁺ presente en la muestra de agua.

Na: Es la concentración en meq/l de Na⁺ presente en la muestra de agua.

K: Es la concentración en meq/l de K⁺ presente en la muestra de agua.

$$Total \text{ cationes} \left(\frac{meq}{l} \right) = \sum Ca + Mg + Na + K = 90.81$$

$$\%Ca = \frac{meq \text{ Ca/l}}{Total \text{ Cationes}} = 0.25$$

C. Convertir los aniones de meq/l a %meq/l, **Ecuación 3:**

Ecuación . Cálculo del total de aniones principales.

$$Total\ aniones\ \left(\frac{meq}{l}\right) = \sum SO_4^{2-} + HCO_3^- + Cl^-$$

Donde:

SO₄²⁻: Es la concentración en meq/l de sulfatos presentes en la muestra de agua.

HCO₃⁻: Es la concentración en meq/l de bicarbonatos presente en la muestra de agua.

Cl⁻: Es la concentración en meq/l de cloruros presente en la muestra de agua.

$$Total\ aniones\ \left(\frac{meq}{l}\right) = \sum SO_4^{2-} + HCO_3^- + Cl^- = 141.19$$

$$\%Cl = \frac{meq\ Cl/l}{Total\ aniones} = 0.92$$

D. Convertir los porcentajes de aniones y cationes hallados en los pasos anteriores (**Tabla**) para cada ternario en coordenadas en pixeles.

Tabla . Porcentaje de aniones y cationes.

Compuesto	%meq/L
SO ₄	0,01%
HCO ₃	8,22%
Cl	91,77%
Total aniones	100,00%
Ca	24,89%
Mg	1,78%
Na + K	73,33%
Total cationes	100,00%

Fuente: elaboración propia

Con las composiciones del diagrama ternario para cationes y aniones se convierte a coordenadas con las **Ecuaciones 1,2,3,4**. Se debe considerar que las dimensiones de la imagen generada por los autores en Adobe Illustrator® son 900px*780px.

Ecuación . Conversión de composiciones ternarias de cationes a pixeles en X.

$$X_{cat}: 450px * (0.5 * \%Mg + \% (Na + K))$$

Fuente. Autores

Ecuación . Conversión de composiciones ternarias de aniones a pixeles en X.

$$X_{an}: 450px + 450px * (0.5 * \%SO_4 + \%Cl)$$

Fuente. Autores

Ecuación . Conversión de composiciones ternarias de cationes a pixeles en Y.

$$Y_{cat}: 390px * \%Mg$$

Fuente. Autores

Ecuación . Conversión de composiciones ternarias de cationes a pixeles en Y.

$$Y_{an}: 390px * \%SO_4$$

Fuente. Autores

Donde:

Xcat: Numero de pixeles en el eje X para ubicar la composición en el ternario de cationes, pixeles.

Ycat: Numero de pixeles en el eje Y para ubicar la composición en el ternario de cationes, pixeles.

Xan: Numero de pixeles en el eje X para ubicar la composición en el ternario de aniones, pixeles.

Yan: Numero de pixeles en el eje Y para ubicar la composición en el ternario de aniones, pixeles.

% Mg: Composición de Mg⁺², porcentaje.

% (Na + K): Composición de Na⁺ + K⁺, porcentaje.

% SO₄²⁻: Composición de sulfatos, porcentaje.

% Cl: Composición de cloruros, porcentaje.

Debido a que el intercepto de ambas coordenadas de los gráficos ternarios se debe dar dentro del diamante con las clasificaciones previamente mencionadas, se

desarrollaron las **Ecuaciones 7,8** que permiten obtener este intercepto a partir de las concentraciones de las especies químicas.

Ecuación . Cálculo de la coordenada en X para el diamante de clasificación.

$$Xd: \frac{Y_{an} - Y_{cat} + m_1 X_{cat} - m_2 X_{an}}{m_{cat} - m_{an}}$$

Fuente. Autores

Ecuación . Cálculo de la coordenada en Y para el diamante de clasificación.

$$Yd: m_{cat} * (X_{diamante} - X_{cat}) + Y_{cat}$$

Fuente. Autores

Donde:

Xd: Numero de pixeles en X para ubicar la muestra en el triángulo de clasificación, pixeles.

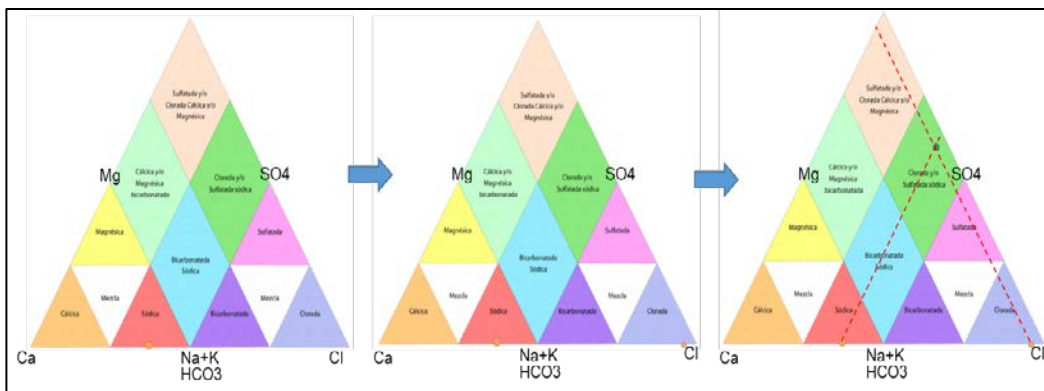
Yd: Numero de pixeles en Y para ubicar la muestra en el triángulo de clasificación, pixeles.

Mcat: Pendiente positiva equivalente a una recta de 60°, 1.173.

Man: Pendiente negativa equivalente a una recta de 60°, -1.173

La **Figura 1** muestra el proceso de construcción del diagrama de Durov , para la muestra del ejemplo de la **Tabla 1**.

Figura . Procedimiento para la construcción del diagrama de Piper con la metodología propuesta.



Fuente. Ecopetrol y Autores. Programa: Intelligent Water Management for CEOR operations.

ANEXO B.

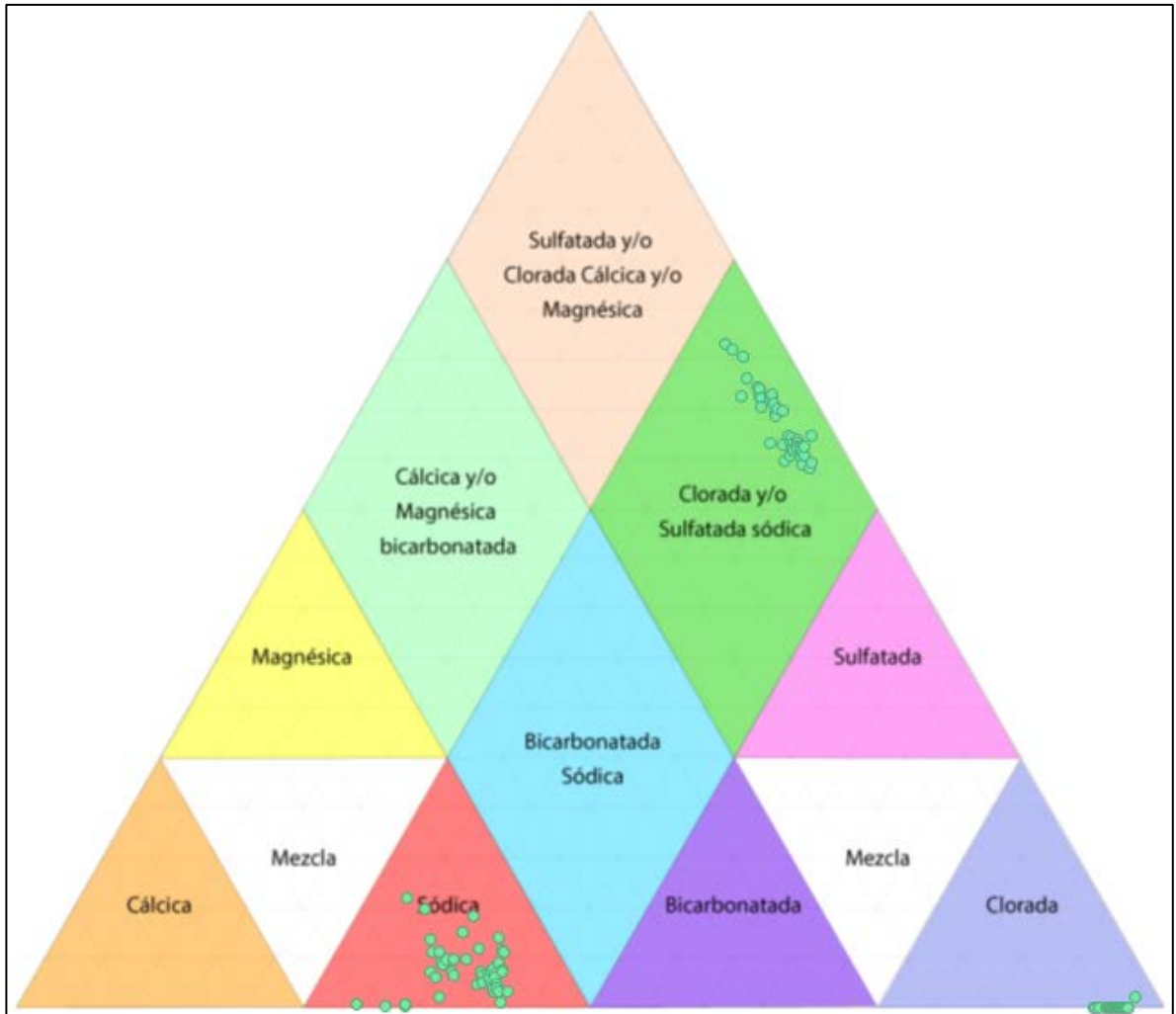
GRÁFICOS DE PIPER Y DUROV

1. Gráficos de Piper.

1.1 Grafico del Campo A2



1.2 Gráfico del Campo C



1.3 Gráfico del Campo A.



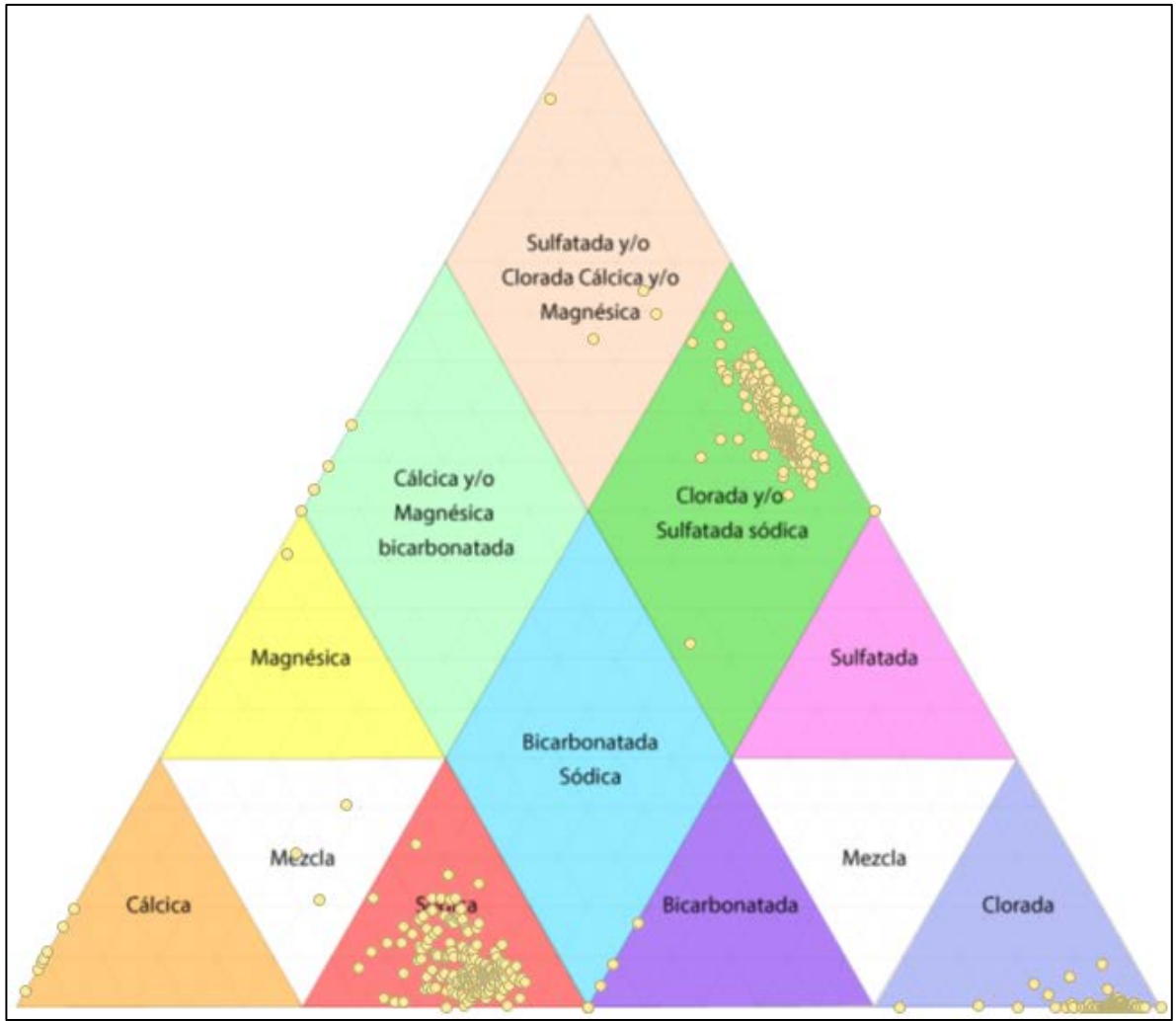
1.4 Gráficos del Campo D.



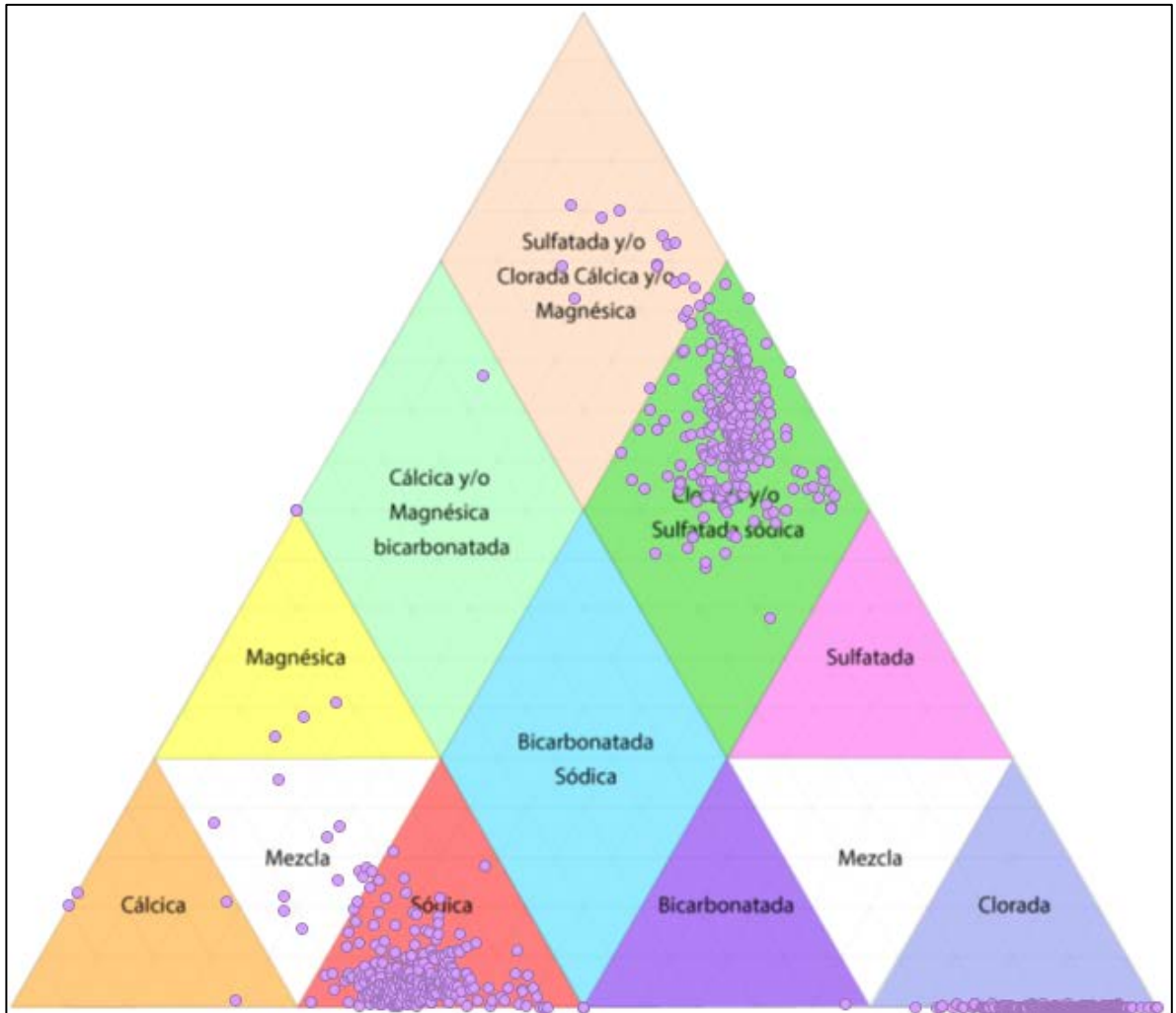
1.5 Gráfico del Campo P3.



1.6 Gráfico del Campo P1



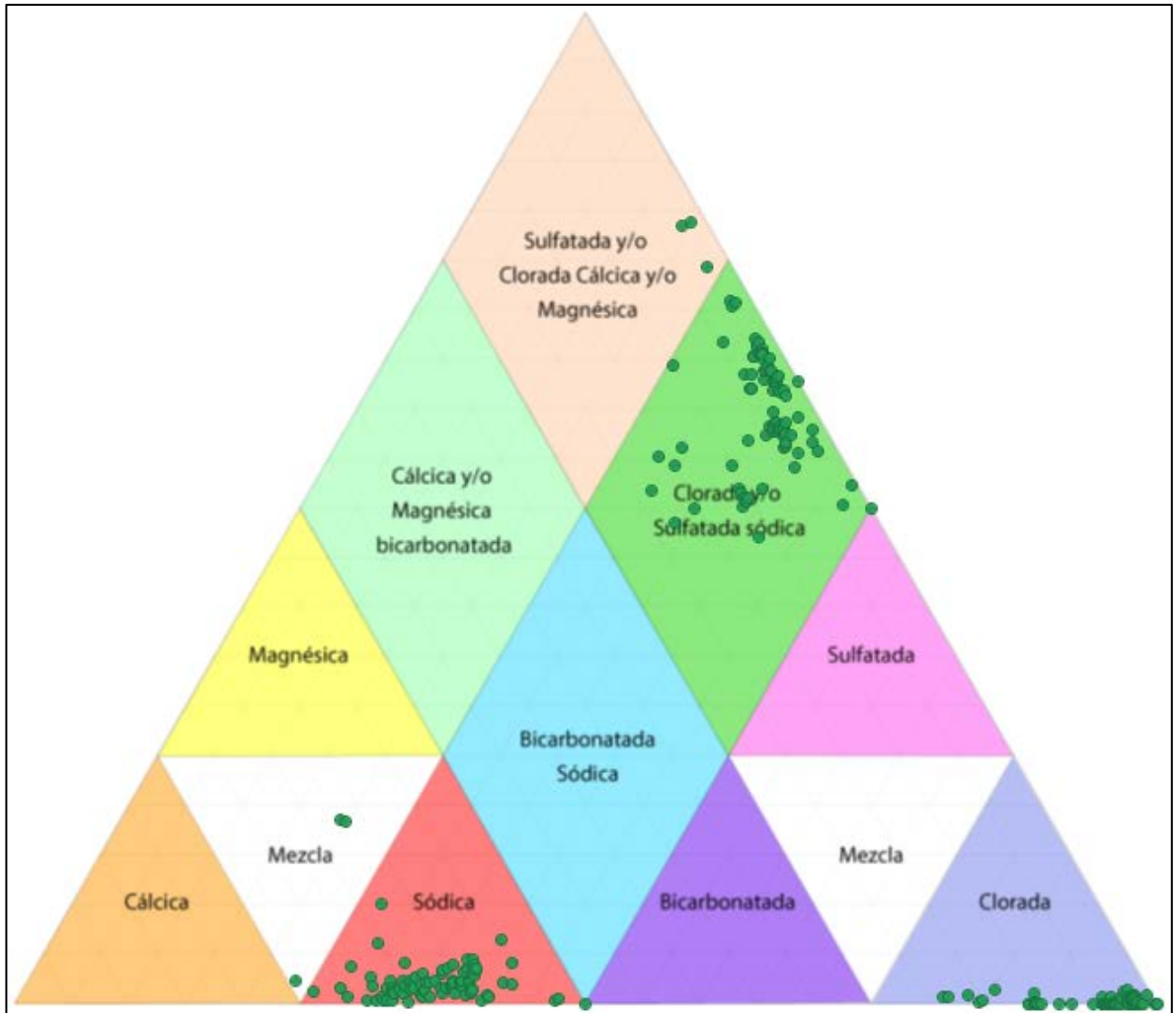
1.8 Grafico del Campo S



1.9 Grafico del Campo T

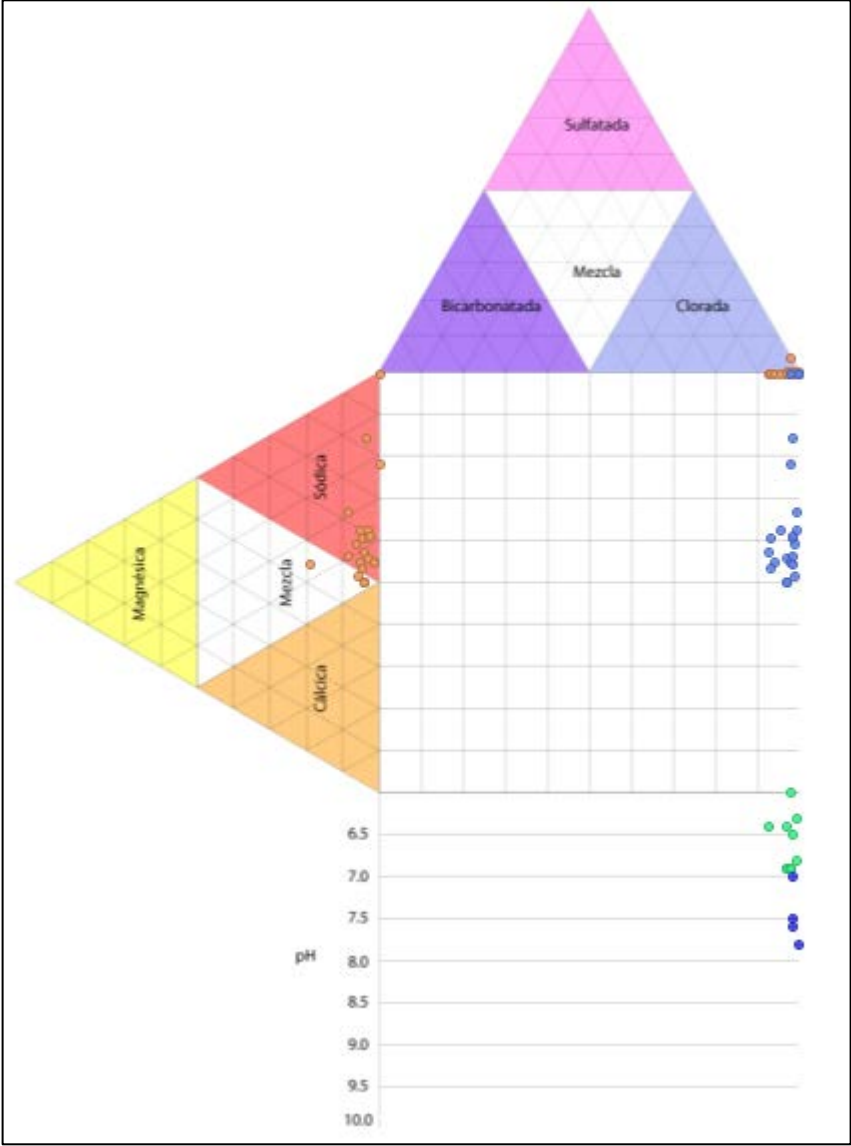


1.10 Grafico del Campo T2

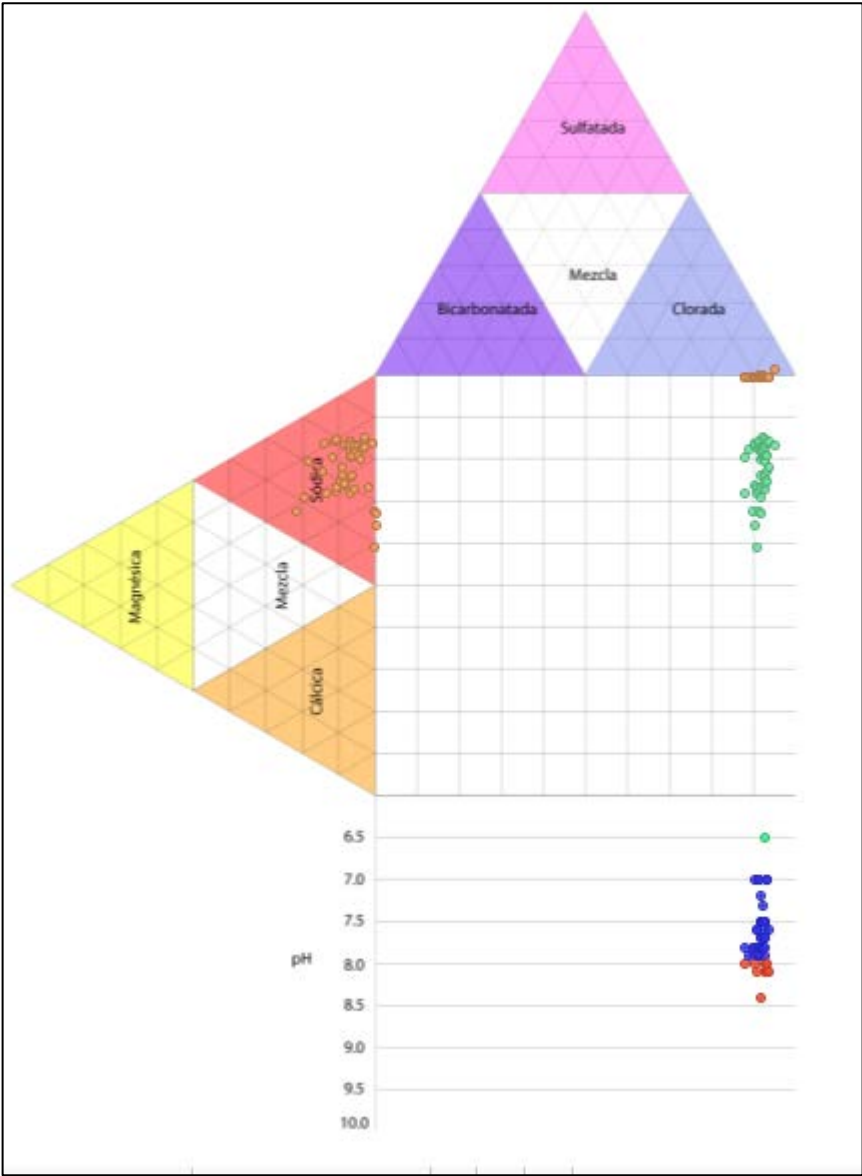


2. Gráficos de Durov

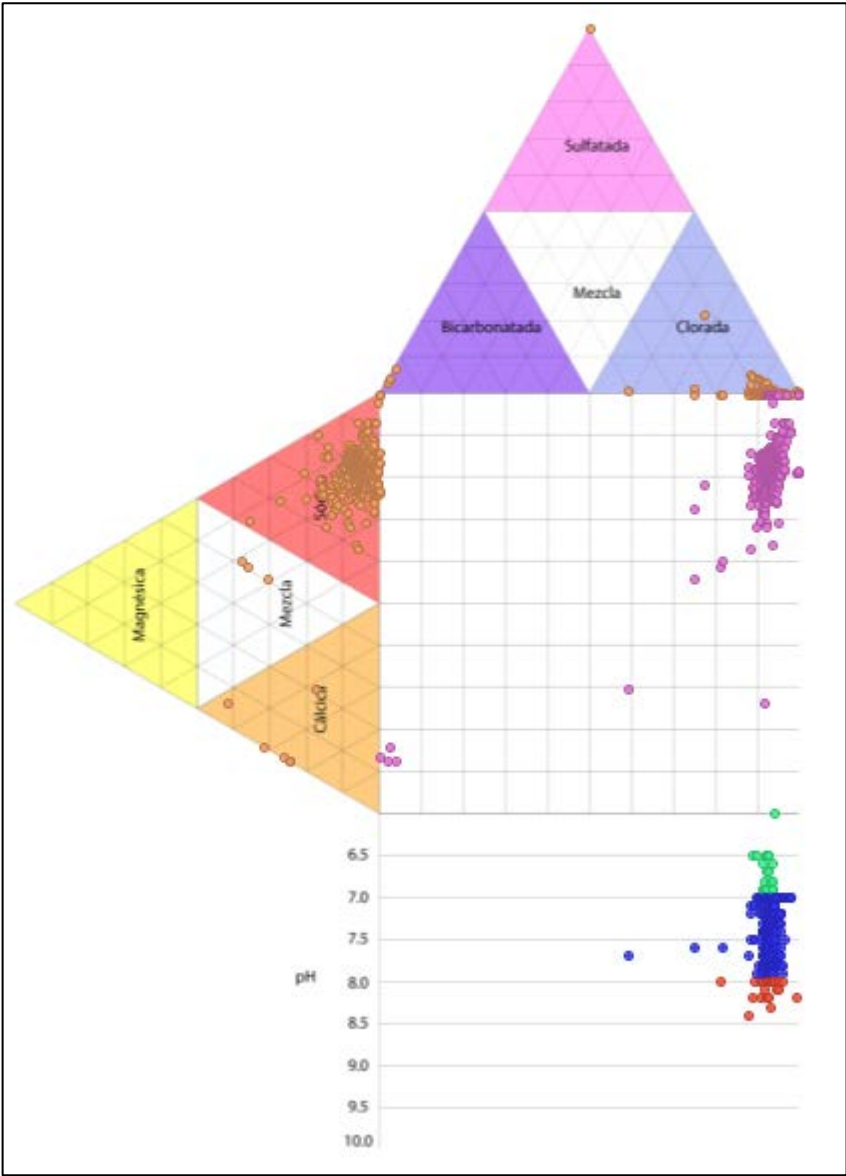
2.1 Grafico del Campo A2



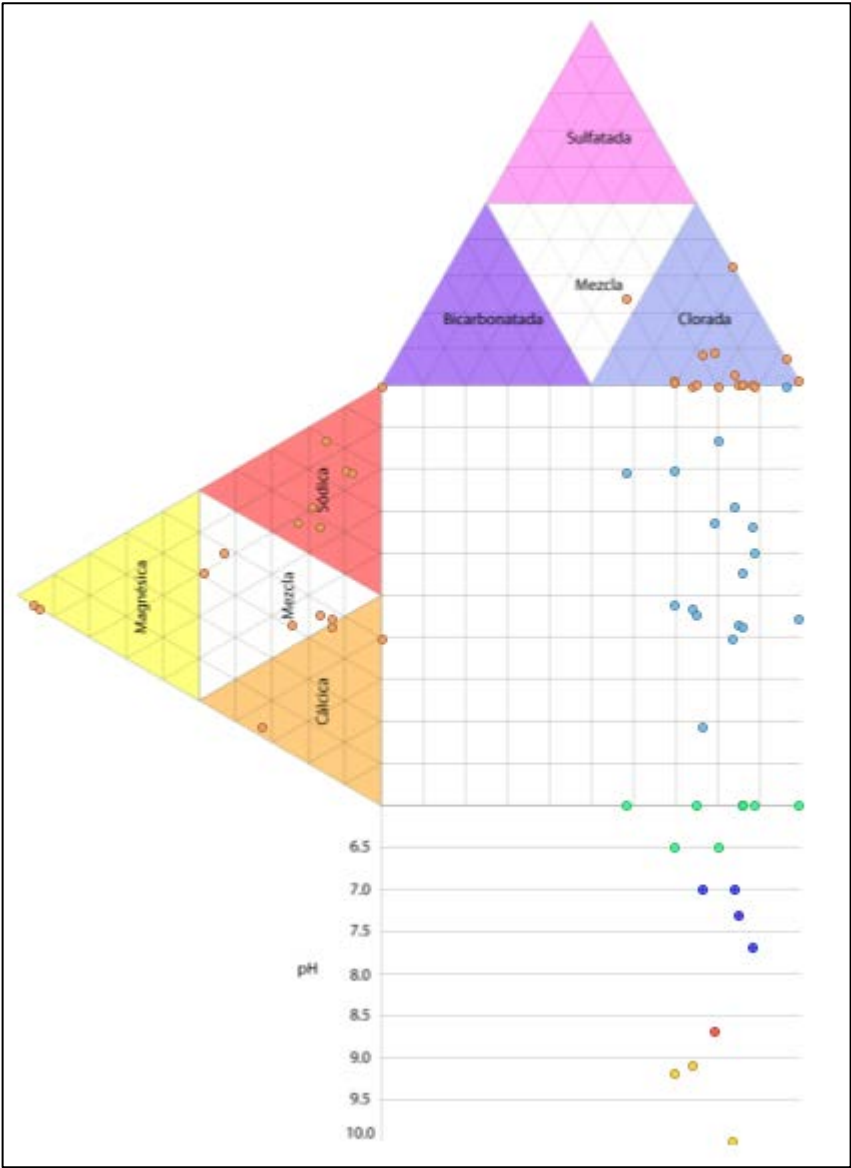
2.2 Grafico del Campo C



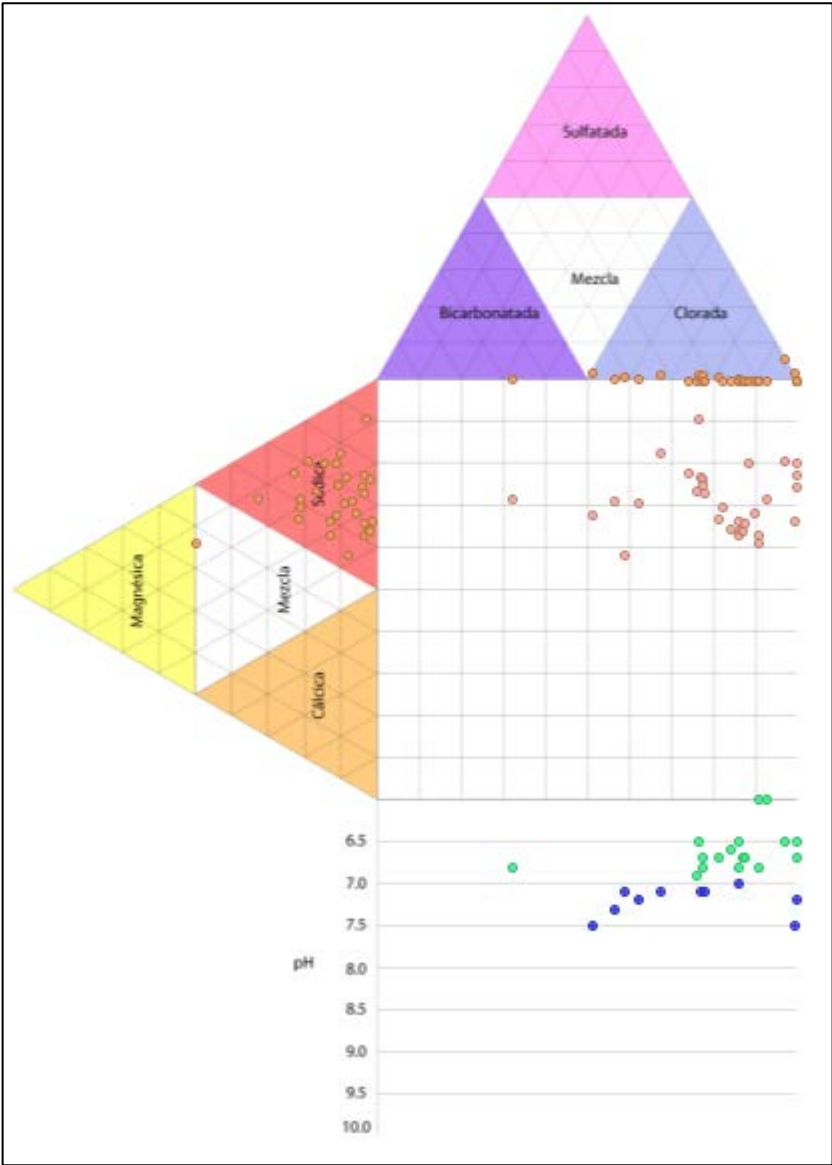
2.3 Grafico del Campo A



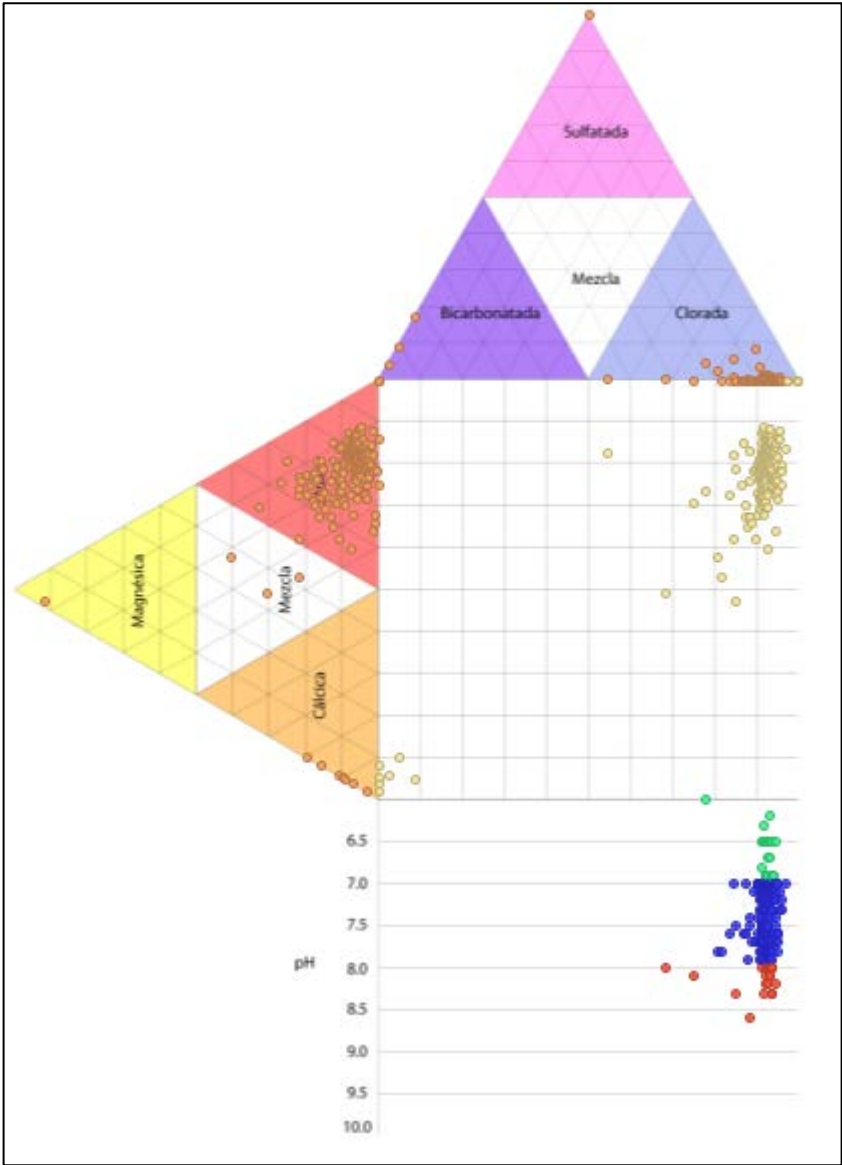
2.4 Grafico del Campo D



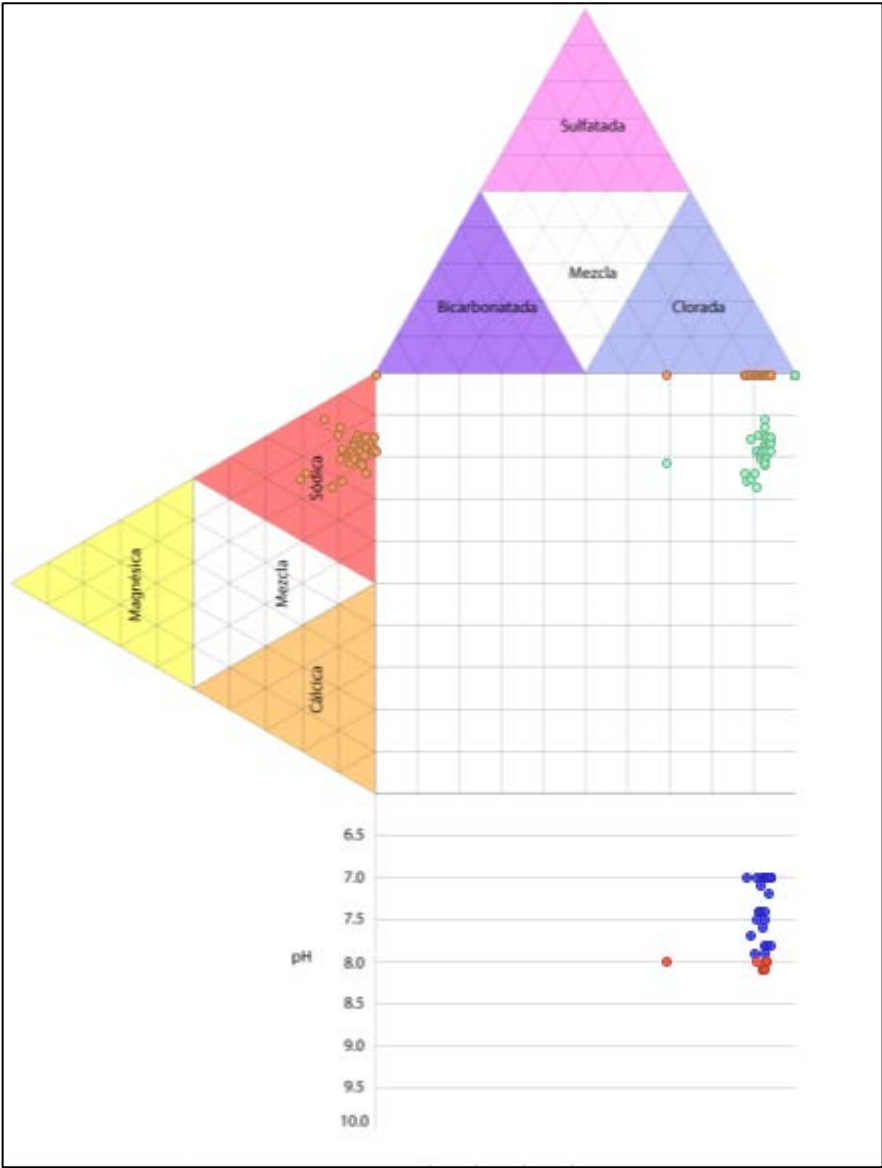
2.5 Grafico del Campo P3



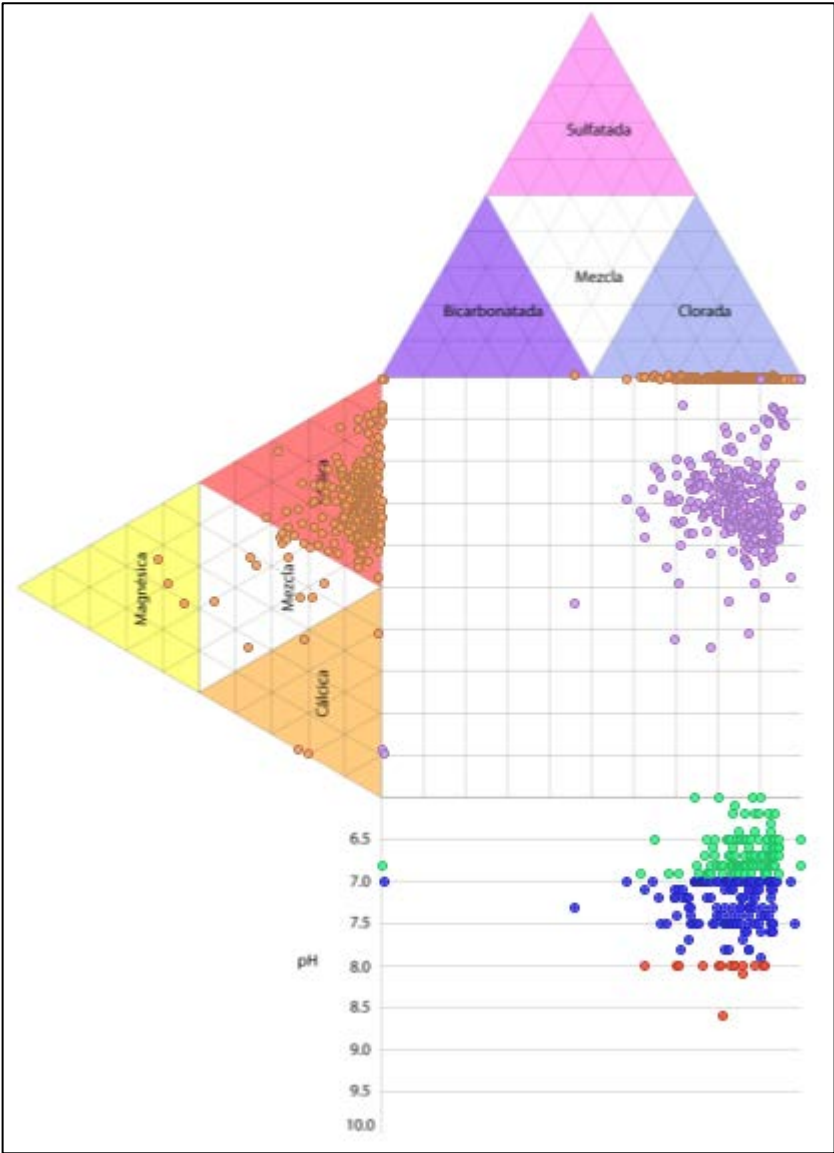
2.6 Grafico del Campo P1



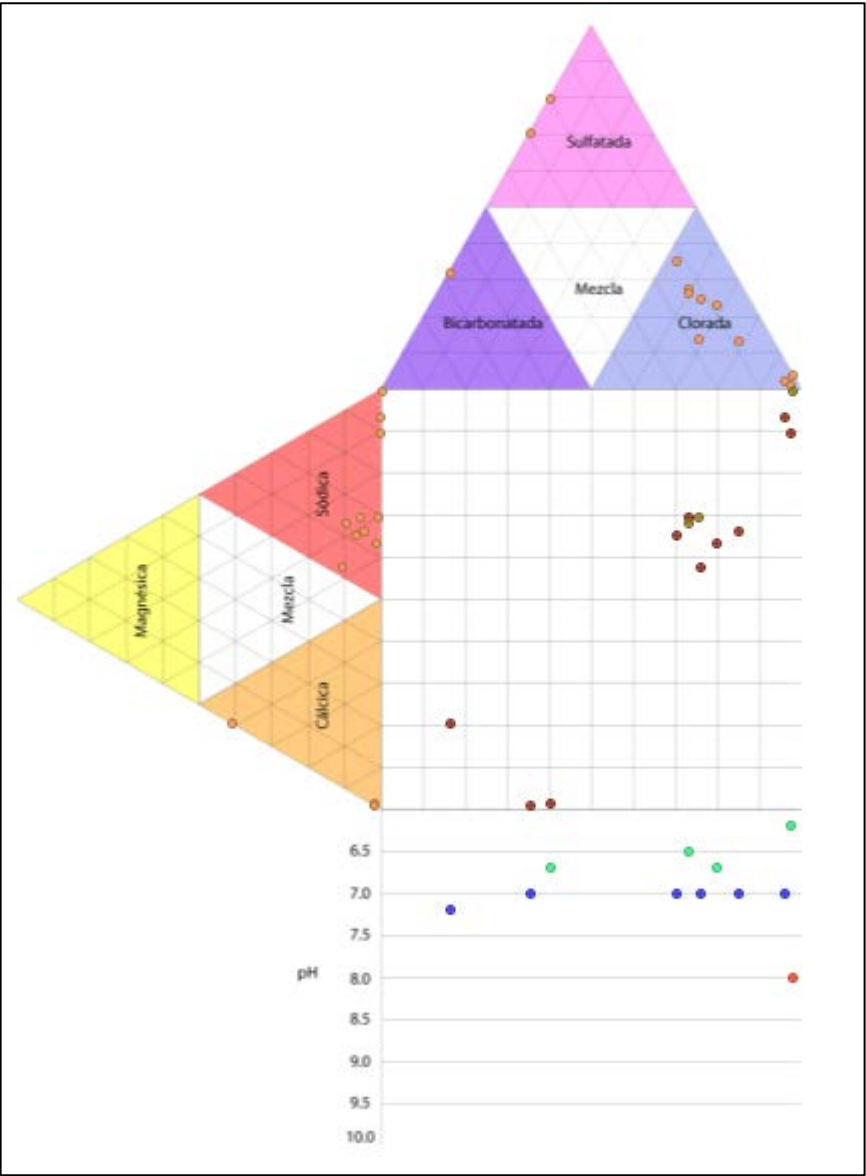
2.7 Grafico del Campo P2



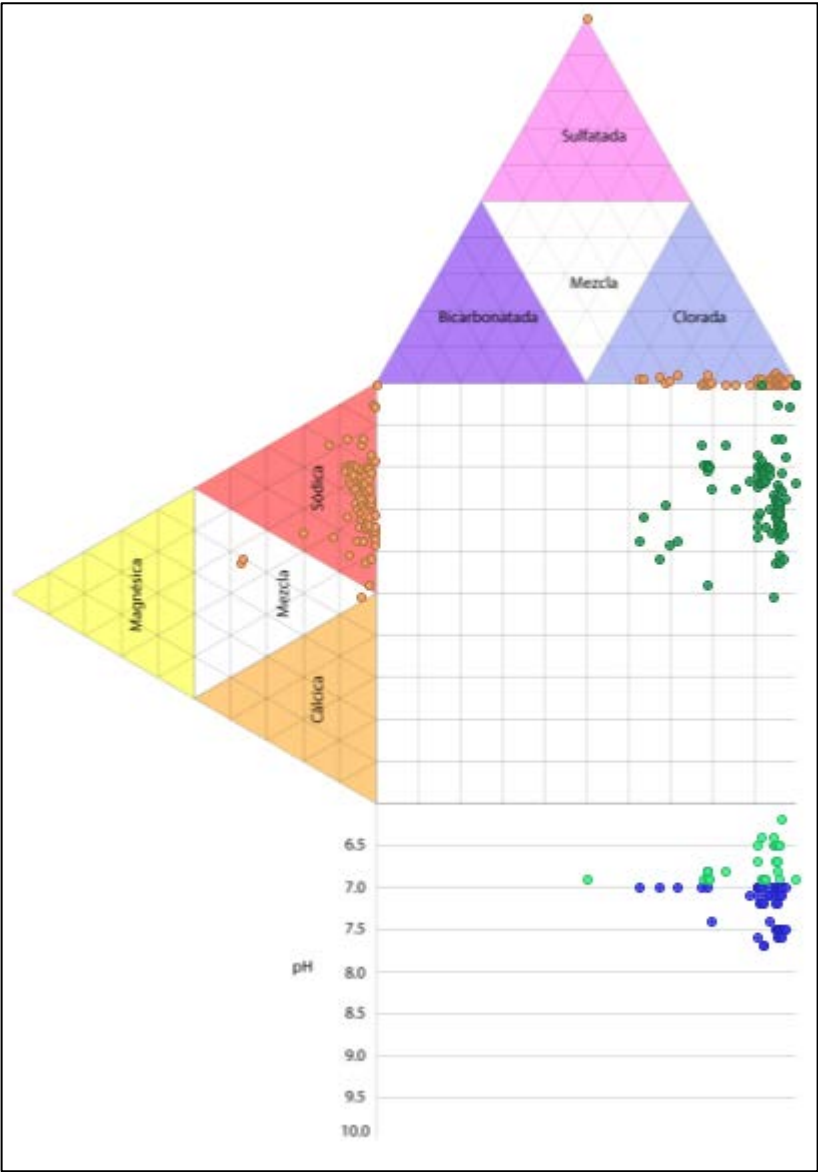
2.8 Grafico del Campo S



2.9 Grafico del Campo T



2.10 Grafico del Campo T2



ANEXO C.

DATOS ESTADÍSTICOS POR CAMPO QUE ENTRAN A LA PIA

pH

Campo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
CAMPO A2	6.81	0.59	0.35	5.50	7.78	14
CAMPO C	7.65	0.39	0.15	6.50	8.40	43
CAMPO A	7.42	0.42	0.17	6.00	8.40	258
CAMPO D	7.14	1.40	1.97	5.50	10.00	16
CAMPO P3	6.81	0.36	0.13	5.91	7.50	30
CAMPO P1	7.38	0.48	0.23	5.50	8.63	206
CAMPO P3	7.42	0.43	0.18	7.00	8.10	36
CAMPO S	7.05	0.46	0.21	5.96	8.60	252
CAMPO T	6.83	0.30	0.09	6.20	7.20	10
CAMPO T	8.00			8.00	8.00	1
CAMPO T2	7.03	0.31	0.10	6.24	7.70	82

Oxígeno disuelto

Campo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
CAMPO A2	0.00			0.00	0.00	1
CAMPO A	0.05	0.17	0.03	0.00	1.00	37
CAMPO P1	0.06	0.21	0.04	0.00	1.00	23
CAMPO P3	0.87	0.23	0.05	0.60	1.00	3
CAMPO S	0.00			0.00	0.00	1
CAMPO T2	0.02	0.08	0.01	0.00	0.45	29

Hierro total

Campo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
CAMPO A2	34.31	83.44	6962.42	3.80	310.00	13
CAMPO C	0.56	0.73	0.54	0.00	3.25	44
CAMPO A	1.01	2.03	4.14	0.00	23.60	243
CAMPO D	9.72	27.00	729.01	0.00	105.00	15
CAMPO P3	8.39	13.07	170.85	0.05	48.75	29
CAMPO P1	2.69	5.38	28.91	0.00	46.00	208
CAMPO P3	2.72	13.47	181.35	0.00	84.50	39
CAMPO S	7.35	12.25	150.16	0.00	110.00	254
CAMPO T	3.94	3.60	12.97	0.12	11.30	10
CAMPO T	6.24	2.40	5.76	3.72	8.50	3
CAMPO T2	10.17	16.66	277.51	0.00	98.50	88

Dureza total

Campo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No de muestras
CAMPO A2	10597.50	3355.60	11260072.37	2880	17900	20
CAMPO C	1122.04	333.28	111072.80	690	2000	46
CAMPO A	1011.50	340.47	115917.03	94	3570	431
CAMPO D	1188.13	2353.99	5541256.25	50	7680	16
CAMPO P3	3169.85	7025.90	49363306.80	180	34000	34
CAMPO P1	1049.86	358.44	128478.29	220	2720	241
CAMPO P3	1155.00	239.60	57409.46	620	1790	38
CAMPO S	2080.33	1509.72	2279267.38	119	9520	283
CAMPO T	795.50	293.45	86113.61	460	1150	10
CAMPO T	490.00	98.99	9800.00	420	560	2
CAMPO T2	2536.96	1948.61	3797078.46	229	11100	92

Dureza cálcica

Campo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
CAMPO A2	9289.00	2998.42	8990535.79	2220	15700	20
CAMPO C	786.87	337.82	114120.83	320	1930	46
CAMPO A	706.52	217.30	47217.52	55	1710	431
CAMPO D	225.00	198.63	39453.33	20	800	16
CAMPO P3	965.29	555.94	309074.15	120	1890	34
CAMPO P1	697.27	241.77	58452.70	120	2110	241
CAMPO P3	828.16	207.96	43247.87	170	1220	38
CAMPO S	1600.89	1043.43	1088747.17	117	5280	283
CAMPO T	699.00	296.66	88010.00	400	1100	10
CAMPO T	375.00	49.50	2450.00	340	410	2
CAMPO T2	2107.67	1480.98	2193310.77	110	6000	92

Dureza Magnésica

Campo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
CAMPO A2	1137.83	1014.96	1030145.06	0	4720	23
CAMPO C	335.17	206.96	42830.68	20	1020	46
CAMPO A	295.35	243.92	59496.11	0	2310	446
CAMPO D	961.88	2271.69	5160576.25	0	7200	16
CAMPO P3	2204.56	6999.07	48986985.41	60	33000	34
CAMPO P1	348.25	287.19	82480.55	0	2010	244
CAMPO P3	326.84	235.41	55416.79	20	1010	38
CAMPO S	474.41	799.46	639139.83	0	6040	286

CAMPO T	96.50	89.94	8089.17	10	275	10
CAMPO T	76.67	75.06	5633.33	0	150	3
CAMPO T2	411.40	902.43	814388.54	0	6760	96

Sulfatos

Campo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
CAMPO A2	125.30	257.35	66231.48	5.00	1200.00	20
CAMPO C	6.63	23.44	549.39	0.00	160.00	46
CAMPO A	20.09	40.96	1677.97	0.00	360.00	452
CAMPO D	45.00	86.63	7504.00	0.00	350.00	16
CAMPO P3	70.53	161.28	26010.78	1.00	700.00	33
CAMPO P1	15.70	43.15	1861.79	0.00	410.00	243
CAMPO P3	3.67	3.86	14.91	0.00	16.50	38
CAMPO S	9.79	13.91	193.50	0.00	110.00	284
CAMPO T	780.50	407.92	166396.50	132.00	1260.00	10
CAMPO T	441.00	419.64	176101.00	77.00	900.00	3
CAMPO T2	98.29	125.66	15791.47	0.00	525.00	93

Bario

Campo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
CAMPO A2	206.53	821.99	675661.37	0.00	3600.00	19
CAMPO C	14.85	11.34	128.62	2.00	69.00	46
CAMPO A	26.20	47.85	2289.49	0.00	600.00	445
CAMPO D	44.74	74.40	5535.32	1.00	250.00	16
CAMPO P3	53.36	63.97	4091.54	0.00	371.00	33
CAMPO P1	16.94	23.72	562.43	0.00	243.00	237
CAMPO P3	19.40	11.99	143.82	1.00	55.00	39
CAMPO S	66.27	84.74	7181.18	0.00	1125.00	284
CAMPO T	5.35	7.88	62.11	0.00	25.00	10
CAMPO T	11.33	7.77	60.33	5.00	20.00	3
CAMPO T2	25.39	39.07	1526.35	0.00	201.00	95

Bicarbonato

Campo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
CAMPO A2	951.07	959.72	921055.45	0.00	3782.00	23
CAMPO C	686.25	116.13	13486.54	366.00	1098.00	46
CAMPO A	623.75	187.90	35305.13	0.00	2379.00	450
CAMPO D	216.83	178.74	31949.46	0.00	585.60	15
CAMPO P3	1549.02	1753.94	3076316.19	0.00	10370.00	32
CAMPO P1	621.58	345.48	119354.84	0.00	5526.60	244

CAMPO P3	880.97	224.21	50268.96	671.00	1976.40	38
CAMPO S	1368.07	446.35	199229.64	0.00	4135.80	285
CAMPO T	474.34	76.70	5882.42	353.80	585.60	10
CAMPO T	353.80	306.46	93918.04	0.00	536.80	3
CAMPO T2	1175.07	1758.15	3091076.34	0.00	9028.00	97

Conductividad

Campo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
CAMPO A2	73.47	67.38	4539.90	30.50	251.00	9
CAMPO C	56.99	243.96	59514.98	12.50	1459.00	35
CAMPO A	54.70	154.01	23719.56	1.74	1795.00	212
CAMPO D	1.46	0.66	0.43	0.08	2.10	12
CAMPO P3	11.26	5.60	31.34	2.20	20.10	25
CAMPO P1	47.44	213.49	45579.16	1.60	1753.00	169
CAMPO P3	21.27	1.67	2.77	18.80	25.90	26
CAMPO S	25.88	49.87	2487.22	2.32	499.00	217
CAMPO T	23.43	28.38	805.36	6.70	56.20	3
CAMPO T2	27.33	32.61	1063.67	3.84	198.20	62

Calcio

Campo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
CAMPO A2	3349.67	1758.52	3092386.67	0.00	6280.00	24
CAMPO C	314.75	135.13	18259.33	128.00	772.00	46
CAMPO A	280.59	178.08	31711.13	0.00	3400.00	445
CAMPO D	87.75	81.56	6652.73	0.00	320.00	16
CAMPO P3	388.73	225.30	50758.45	48.00	756.00	33
CAMPO P1	275.31	101.10	10220.80	0.00	844.00	243
CAMPO P3	331.26	83.18	6919.66	68.00	488.00	38
CAMPO S	634.96	420.14	176518.18	0.00	2112.00	287
CAMPO T	279.60	118.67	14081.60	160.00	440.00	10
CAMPO T	150.00	19.80	392.00	136.00	164.00	2
CAMPO T2	822.17	598.50	358206.08	0.00	2400.00	97

Magnesio

Campo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
CAMPO A2	276.49	246.64	60829.04	0.00	1146.96	23
CAMPO C	76.46	52.54	2760.26	0.00	247.86	49
CAMPO A	67.82	59.90	3587.93	0.00	561.33	472
CAMPO D	207.77	524.01	274589.83	0.00	1749.60	18
CAMPO P3	479.32	1614.83	2607674.84	0.00	8019.00	38

CAMPO P1	75.09	70.98	5038.27	0.00	488.43	275
CAMPO P3	71.86	59.24	3509.86	0.00	245.43	42
CAMPO S	113.30	193.17	37315.06	0.00	1467.72	291
CAMPO T	23.45	21.86	477.66	2.43	66.83	10
CAMPO T	18.63	18.24	332.64	0.00	36.45	3
CAMPO T2	89.69	209.83	44028.96	0.00	1642.68	107

Estroncio

Campo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
CAMPO A2	5367.77	4889.69	23909042.82	0.00	13753.20	23
CAMPO C	76.90	168.93	28537.36	0.00	586.92	47
CAMPO A	404.65	461.75	213208.66	0.00	7446.00	467
CAMPO D	16.18	39.14	1532.26	0.00	166.44	17
CAMPO P3	125.92	330.42	109174.13	3.78	1655.64	33
CAMPO P1	205.40	304.69	92836.73	0.00	998.64	264
CAMPO P3	155.89	296.29	87786.98	3.57	1068.72	38
CAMPO S	174.88	466.75	217855.95	0.00	3854.40	291
CAMPO T	405.06	404.67	163758.70	8.40	963.60	10
CAMPO T	5.81	5.03	25.33	0.00	8.82	3
CAMPO T2	360.87	578.56	334732.42	0.00	3407.64	104

DATOS ESTADÍSTICOS POR POZO DE LOS CAMPOS DE LA FORMACION MONSERRATE

pH

Pozo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
C-03	7.63	0.30	0.09	7.16	8.00	9
C-04	7.73	0.41	0.17	7.00	8.40	12
C-06	7.56	0.42	0.18	6.50	8.00	12
C-07	7.68	0.42	0.18	7.00	8.10	10
A-001	7.00	0.00	0.00	7.00	7.00	2
A-002	7.49	0.49	0.24	6.50	8.20	17
A-003	7.10			7.10	7.10	1
A-004	7.13	0.23	0.05	7.00	7.40	3
A-005	7.20			7.20	7.20	1
A-006	7.08	0.26	0.07	6.62	7.72	36
A-008R	6.61	0.14	0.02	6.51	6.71	2
A-009R	7.41	0.28	0.08	7.21	7.73	3
A-012	7.23	0.40	0.16	7.00	7.69	3

A-013R	7.52	0.34	0.11	7.08	7.89	6
A-015	7.54	0.44	0.20	6.50	8.10	16
A-016	7.51	0.40	0.16	7.00	8.22	16
A-019	7.64	0.42	0.17	6.50	8.00	17
A-020	7.53	0.33	0.11	7.00	8.00	13
A-021R	7.46	0.26	0.07	7.21	7.88	5
A-022	7.51	0.37	0.14	6.50	8.00	17
A-023	7.72	0.37	0.14	7.00	8.30	12
A-024	7.63	0.41	0.17	7.00	8.40	17
A-025	7.16	0.41	0.16	6.82	7.90	6
A-026R	7.23	0.07	0.01	7.15	7.28	3
A-027	7.47	0.55	0.30	6.00	8.10	15
A-028	7.37	0.28	0.08	7.00	7.70	9
A-036	7.55	0.38	0.14	6.50	8.00	18
A-040	7.18			7.18	7.18	1
A-041	6.57			6.57	6.57	1
A-042	7.19	0.26	0.07	6.97	7.61	5
A-044	7.30	0.27	0.07	7.01	7.65	5
A-046	7.36	0.16	0.03	7.18	7.59	5
A-047	7.61	0.20	0.04	7.38	7.75	3
P1-03	7.27	0.51	0.27	6.50	8.10	13
P1-05	7.80	1.18	1.39	6.96	8.63	2
P1-07	7.35	0.71	0.50	5.50	8.28	12
P1-08	7.37	0.45	0.20	6.50	8.19	12
P1-11	7.48	0.50	0.25	6.50	8.50	12
P1-12	7.33	0.52	0.27	6.50	8.18	10
P1-13ST	7.39	0.52	0.27	6.50	8.10	15
P1-14	7.47	0.46	0.21	6.50	8.00	12
P1-16	7.37	0.51	0.26	6.50	8.32	16
P1-19	7.46	0.45	0.20	6.50	8.00	14
P1-22	7.62	0.31	0.10	7.15	8.00	8
P1-23	7.33	0.11	0.01	7.25	7.40	2
P1-24	7.65	0.48	0.23	6.50	8.30	12
P1-25	7.41	0.48	0.23	6.50	8.28	14
P1-27	7.18	0.25	0.06	7.00	7.74	15
P1-28	7.40	0.34	0.12	7.00	7.90	10
P1-30	7.45	0.34	0.12	7.00	8.00	13
P1-31	7.20			7.20	7.20	1
P1-34	6.73	0.40	0.16	6.22	7.40	7
P1-35	7.13	0.14	0.02	7.04	7.34	4

P1-40	7.40	0.14	0.02	7.30	7.50	2
P2-01	7.48	0.46	0.21	7.00	8.10	8
P2-02ST2	7.36	0.56	0.31	7.00	8.00	3
P2-03ST	7.47	0.45	0.20	7.00	8.10	9
P2-04	7.39	0.45	0.20	7.00	7.97	6
P2-05ST	7.00			7.00	7.00	1
P2-06	7.45	0.44	0.19	7.00	8.10	8
P2-09	7.02			7.02	7.02	1

Oxígeno disuelto

Pozo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
A-003	0.00			0.00	0.00	1
A-006	0.05	0.18	0.03	0.00	1.00	34
A-008R	0.00			0.00	0.00	1
A-037	0.15			0.15	0.15	1
P1-27	0.09	0.25	0.06	0.00	1.00	15
P1-34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4
P1-35	0.01	0.03	0.00	0.00	0.05	4
P2-02ST2	1.00			1.00	1.00	1
P2-03ST	0.60			0.60	0.60	1
P2-05ST	1.00			1.00	1.00	1

Hierro total

Pozo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
C-03	0.25	0.35	0.12	0.00	1.12	9
C-04	0.80	0.67	0.45	0.00	2.35	14
C-06	0.54	0.72	0.52	0.00	2.30	12
C-07	0.83	1.03	1.07	0.05	3.25	10
A-001	1.14	0.47	0.22	0.80	1.84	4
A-002	0.44	0.41	0.16	0.01	1.60	27
A-003	0.89			0.89	0.89	1
A-004	2.17	1.46	2.12	0.80	3.70	3
A-005	0.20			0.20	0.20	1
A-006	0.78			0.78	0.78	1
A-008R	1.37	0.37	0.14	1.10	1.63	2
A-009R	3.72	2.92	8.54	0.03	8.85	13
A-010R	9.53	5.31	28.20	2.37	19.70	9
A-012	1.48	1.25	1.57	0.02	2.92	5

A-013R	0.76	0.79	0.62	0.07	1.90	5
A-015	0.73	0.90	0.82	0.03	4.10	28
A-016	1.59	3.78	14.27	0.02	17.00	27
A-019	0.97	1.61	2.58	0.01	6.16	31
A-020	1.30	3.68	13.52	0.02	14.05	14
A-021R	2.68	1.97	3.88	0.07	5.95	16
A-022	0.82	0.61	0.37	0.00	1.84	22
A-023	0.49	0.48	0.23	0.01	1.40	20
A-024	0.75	1.08	1.17	0.00	5.35	28
A-025	1.30	2.53	6.40	0.10	7.00	7
A-026R	2.65	3.63	13.21	0.15	8.94	7
A-027	0.46	0.69	0.48	0.01	2.70	15
A-028	5.09	8.37	70.04	0.17	23.60	8
A-031	1.10			1.10	1.10	1
A-036	0.63	1.03	1.06	0.01	5.00	26
A-040	2.98	2.33	5.41	0.53	6.85	6
A-041	1.23			1.23	1.23	1
A-042	3.18	2.62	6.87	0.48	8.35	14
A-043	3.83	4.61	21.23	0.18	9.86	4
A-044	2.41	3.05	9.31	0.45	7.40	7
A-045	0.21			0.21	0.21	1
A-046	1.69	2.07	4.28	0.00	6.12	7
A-047	2.89	0.13	0.02	2.80	2.98	2
P1-03	2.83	3.05	9.28	0.00	8.55	15
P1-05	2.96			2.96	2.96	1
P1-07	4.85	3.81	14.49	0.07	10.90	13
P1-08	1.85	1.88	3.53	0.01	5.60	13
P1-09	9.60			9.60	9.60	1
P1-11	0.94	1.78	3.17	0.01	6.89	14
P1-12	14.51	14.42	207.90	0.81	46.00	12
P1-13ST	0.58	0.61	0.37	0.00	2.40	16
P1-14	0.46	0.55	0.31	0.01	1.83	13
P1-16	4.48	6.46	41.69	0.03	22.80	19
P1-19	0.44	0.52	0.27	0.00	1.67	15
P1-22	1.09	1.52	2.31	0.05	5.50	11
P1-23	0.76	0.46	0.21	0.20	1.47	5
P1-24	1.69	2.46	6.07	0.00	9.40	15
P1-25	0.46	0.37	0.14	0.00	1.30	15
P1-28	5.30	8.68	75.27	0.21	24.10	11
P1-29A	0.12			0.12	0.12	1

P1-30	1.19	0.78	0.61	0.12	2.37	12
P1-31	2.00			2.00	2.00	1
P1-34	1.88	0.10	0.01	1.79	1.99	4
P1-40	0.60	0.57	0.32	0.20	1.00	2
P2-01	0.57	0.64	0.42	0.00	2.00	9
P2-02ST2	2.00			2.00	2.00	1
P2-03ST	0.21	0.16	0.03	0.06	0.60	10
P2-04	0.14	0.07	0.00	0.02	0.20	6
P2-05ST	2.50			2.50	2.50	1
P2-06	0.69	1.29	1.67	0.07	4.10	9

Dureza Total

Pozo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
C-03	1131.00	311.71	97165.56	800	1680	10
C-04	1085.00	278.89	77780.77	700	1680	14
C-06	1147.67	455.85	207803.52	690	2000	12
C-07	1134.20	297.66	88603.07	860	1730	10
A-001	910.00	293.43	86100.00	640	1310	5
A-002	898.86	191.20	36558.05	430	1300	28
A-003	1170.00	43.59	1900.00	1140	1220	3
A-004	730.00	168.23	28300.00	600	920	3
A-005	2180.00			2180	2180	1
A-006	1083.97	156.77	24575.63	870	1600	36
A-008R	1045.00	21.21	450.00	1030	1060	2
A-009R	934.77	75.00	5625.69	790	1050	13
A-010R	892.86	51.55	2657.14	840	1000	7
A-012	984.00	326.93	106880.00	620	1410	5
A-013R	668.75	340.06	115641.07	190	970	8
A-015	1000.17	187.78	35259.45	810	1600	30
A-016	928.62	215.80	46569.46	660	1840	29
A-019	868.13	283.09	80138.38	94	1570	31
A-020	1076.43	502.45	252455.49	640	2440	14
A-021R	838.19	95.93	9201.90	710	1030	16
A-022	1201.25	578.09	334185.33	810	3540	24
A-023	1001.14	315.58	99593.43	330	2014	21
A-024	1045.60	465.66	216834.59	700	3270	30
A-025	1065.00	299.12	89472.22	900	1900	10

A-026R	1031.43	91.73	8414.29	930	1180	7
A-027	1376.67	385.44	148566.67	760	2320	15
A-028	975.56	238.49	56877.78	670	1340	9
A-031	1130.00			1130	1130	1
A-036	1069.17	565.72	320034.63	620	3570	30
A-037	1010.00			1010	1010	1
A-040	1230.00	137.11	18800.00	1120	1460	5
A-041	1060.00	84.85	7200.00	1000	1120	2
A-042	871.06	85.61	7329.47	740	1030	18
A-043	1120.00	102.31	10466.67	980	1210	4
A-044	1035.56	115.77	13402.78	930	1280	9
A-045	1100.00			1100	1100	1
A-046	1062.00	111.63	12462.22	910	1290	10
A-047	1346.67	291.95	85233.33	1010	1530	3
P1-03	980.43	248.55	61774.88	660	1400	14
P1-05	1715.00	1209.15	1462050.00	860	2570	2
P1-07	668.57	503.03	253043.96	220	2160	14
P1-08	944.71	234.50	54991.14	750	1410	14
P1-09	850.00			850	850	1
P1-11	1114.00	487.48	237640.00	750	2600	15
P1-12	1255.00	310.42	96361.11	810	1770	10
P1-13ST	1060.00	245.03	60037.50	690	1560	17
P1-14	1028.67	347.17	120526.67	530	1800	15
P1-16	1078.33	293.30	86026.47	560	1880	18
P1-19	963.00	182.57	33330.67	730	1340	16
P1-22	1166.15	304.32	92608.97	820	1740	13
P1-23	1184.00	325.47	105930.00	920	1740	5
P1-24	877.33	194.44	37806.67	550	1260	15
P1-25	1183.47	474.82	225449.76	810	2720	17
P1-27	1138.67	192.24	36955.24	950	1720	15
P1-28	914.67	129.04	16650.42	780	1210	12
P1-30	1001.86	276.86	76651.36	680	1500	14
P1-31	1700.00			1700	1700	1
P1-34	1086.43	20.96	439.29	1055	1110	7
P1-35	1182.50	15.00	225.00	1170	1200	4
P1-40	2210.00	14.14	200.00	2200	2220	2
P2-01	1036.25	168.09	28255.36	840	1420	8
P2-02ST2	1033.33	366.79	134533.33	620	1320	3
P2-03ST	1157.00	241.06	58112.22	910	1700	10
P2-04	1340.00	261.23	68240.00	1000	1790	6

P2-05ST	1210.00	254.56	64800.00	1030	1390	2
P2-06	1151.25	223.12	49783.93	1030	1700	8
P2-09	1260.00			1260	1260	1

Dureza Cálrica

Pozo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
C-03	838.00	376.94	142084.44	360	1660	10
C-04	770.71	369.90	136822.53	320	1660	14
C-06	824.83	400.03	160022.15	480	1930	12
C-07	712.80	154.84	23976.18	390	950	10
A-001	660.00	245.36	60200.00	380	960	5
A-002	638.89	178.20	31755.06	190	930	28
A-003	970.00	81.85	6700.00	900	1060	3
A-004	613.33	123.42	15233.33	510	750	3
A-005	620.00			620	620	1
A-006	895.42	195.25	38123.16	630	1390	36
A-008R	725.00	63.64	4050.00	680	770	2
A-009R	675.15	89.36	7985.31	530	790	13
A-010R	708.57	79.46	6314.29	580	810	7
A-012	690.00	154.76	23950.00	490	860	5
A-013R	439.00	197.40	38968.00	130	680	8
A-015	676.23	158.95	25266.32	340	1020	30
A-016	662.52	222.73	49609.47	350	1560	29
A-019	620.81	199.76	39902.56	56	1170	31
A-020	561.43	142.77	20382.42	260	780	14
A-021R	580.44	125.89	15848.13	440	870	16
A-022	834.58	273.38	74738.95	570	1710	24
A-023	699.05	270.66	73259.05	240	1660	21
A-024	676.53	170.16	28953.09	430	1290	30
A-025	784.00	182.46	33293.33	560	1060	10
A-026R	687.86	302.87	91732.14	55	980	7
A-027	833.00	231.02	53370.71	460	1440	15
A-028	580.00	145.69	21225.00	310	800	9
A-031	830.00			830	830	1
A-036	655.27	191.76	36771.44	350	1260	30
A-037	820.00			820	820	1
A-040	1048.00	100.85	10170.00	900	1180	5
A-041	825.00	7.07	50.00	820	830	2
A-042	633.94	113.05	12781.23	460	840	18
A-043	817.50	29.86	891.67	780	850	4

A-044	743.33	151.16	22850.00	540	1030	9
A-045	820.00			820	820	1
A-046	813.00	130.56	17045.56	620	1000	10
A-047	1260.00	268.51	72100.00	950	1420	3
P1-03	611.07	154.50	23869.92	400	940	14
P1-05	1255.00	1209.15	1462050.00	400	2110	2
P1-07	363.57	198.44	39378.57	120	760	14
P1-08	648.21	158.62	25160.03	460	1050	14
P1-09	680.00			680	680	1
P1-11	687.33	141.70	20078.10	520	1030	15
P1-12	929.00	297.71	88632.22	660	1680	10
P1-13ST	715.29	169.30	28663.97	410	1120	17
P1-14	684.67	146.52	21469.52	490	1060	15
P1-16	682.22	180.12	32441.83	350	1020	18
P1-19	582.50	127.51	16260.00	390	860	16
P1-22	844.77	299.39	89632.36	512	1680	13
P1-23	816.00	160.41	25730.00	630	980	5
P1-24	548.00	130.50	17031.43	350	780	15
P1-25	766.47	294.28	86599.26	340	1580	17
P1-27	922.00	114.03	13002.86	700	1140	15
P1-28	650.42	134.58	18111.17	490	910	12
P1-30	659.64	198.48	39394.09	340	1080	14
P1-31	600.00			600	600	1
P1-34	854.29	45.04	2028.57	790	920	7
P1-35	910.00	8.16	66.67	900	920	4
P1-40	550.00	127.28	16200.00	460	640	2
P2-01	660.00	275.47	75885.71	170	960	8
P2-02ST2	733.33	255.80	65433.33	440	910	3
P2-03ST	856.00	116.83	13648.89	690	1080	10
P2-04	1030.00	103.34	10680.00	920	1170	6
P2-05ST	965.00	360.62	130050.00	710	1220	2
P2-06	823.75	106.36	11312.50	720	990	8
P2-09	730.00			730	730	1

Dureza Magnésica

Pozo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
C-03	293.00	132.08	17445.56	20	450	10
C-04	314.29	201.33	40534.07	20	730	14
C-06	322.83	252.22	63612.70	50	1020	12
C-07	421.40	222.02	49290.71	190	890	10

A-001	250.00	130.38	17000.00	140	470	5
A-002	234.81	135.36	18323.49	0	490	31
A-003	200.00	40.00	1600.00	160	240	3
A-004	210.00	207.85	43200.00	90	450	3
A-005	1560.00			1560	1560	1
A-006	188.56	89.98	8095.57	22	370	36
A-008R	320.00	84.85	7200.00	260	380	2
A-009R	259.62	97.90	9585.26	110	450	13
A-010R	143.33	109.77	12050.00	0	310	9
A-012	294.00	239.65	57430.00	110	700	5
A-013R	229.75	162.27	26331.93	30	448	8
A-015	313.48	144.71	20939.92	0	700	31
A-016	266.10	146.28	21396.74	27	650	29
A-019	239.59	120.78	14587.73	0	500	32
A-020	515.00	450.23	202703.85	130	1800	14
A-021R	217.05	125.83	15833.50	0	380	19
A-022	366.67	339.55	115292.75	110	1830	24
A-023	302.10	137.65	18946.19	90	690	21
A-024	369.07	336.26	113073.58	70	1980	30
A-025	255.45	234.11	54807.27	0	840	11
A-026R	300.63	286.09	81845.98	0	935	8
A-027	543.67	186.26	34694.52	270	880	15
A-028	395.56	203.97	41602.78	150	700	9
A-031	300.00			300	300	1
A-036	413.90	449.76	202285.27	10	2310	30
A-037	190.00			190	190	1
A-040	151.67	210.09	44136.67	0	560	6
A-041	235.00	77.78	6050.00	180	290	2
A-042	237.11	69.33	4806.69	70	330	18
A-043	242.00	155.95	24320.00	0	400	5
A-044	263.00	130.64	17067.78	0	430	10
A-045	280.00			280	280	1
A-046	249.00	97.69	9543.33	110	470	10
A-047	86.67	25.17	633.33	60	110	3
P1-03	369.36	162.87	26525.79	220	800	14
P1-05	460.00	0.00	0.00	460	460	2
P1-07	305.00	516.20	266457.69	20	2010	14
P1-08	296.50	125.44	15734.58	140	620	14
P1-09	170.00			170	170	1
P1-11	426.67	398.11	158495.24	30	1570	15

P1-12	326.00	227.90	51937.78	90	770	10
P1-13ST	344.71	166.70	27788.97	170	840	17
P1-14	344.00	237.51	56411.43	0	960	15
P1-16	375.26	256.28	65681.87	0	1000	19
P1-19	380.50	169.07	28585.33	108	720	16
P1-22	321.38	211.08	44554.92	60	820	13
P1-23	368.00	403.26	162620.00	110	1080	5
P1-24	329.33	142.85	20406.67	120	660	15
P1-25	417.00	424.52	180218.00	60	1920	17
P1-27	216.67	126.30	15952.38	110	580	15
P1-28	243.92	129.49	16766.74	0	470	13
P1-29A	0.00			0	0	1
P1-30	342.21	229.71	52768.64	120	920	14
P1-31	1100.00			1100	1100	1
P1-34	232.14	46.53	2165.48	170	270	7
P1-35	272.50	18.93	358.33	260	300	4
P1-40	1660.00	141.42	20000.00	1560	1760	2
P2-01	376.25	239.28	57255.36	40	670	8
P2-02ST2	300.00	115.33	13300.00	180	410	3
P2-03ST	301.00	289.58	83854.44	20	1010	10
P2-04	310.00	201.00	40400.00	50	660	6
P2-05ST	245.00	106.07	11250.00	170	320	2
P2-06	327.50	285.44	81478.57	70	980	8
P2-09	530.00			530	530	1

Sulfato

Pozo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
C-03	2.70	4.76	22.68	0.00	16.00	10
C-04	15.29	41.90	1755.45	0.00	160.00	14
C-06	2.67	3.20	10.24	0.00	12.00	12
C-07	3.20	2.90	8.40	0.00	7.00	10
A-001	4.80	3.96	15.70	1.00	10.00	5
A-002	17.33	29.80	887.89	0.00	130.00	30
A-003	2.00	1.00	1.00	1.00	3.00	3
A-004	6.67	5.69	32.33	2.00	13.00	3
A-005	1.00			1.00	1.00	1
A-006	13.25	12.13	147.21	0.00	34.00	36
A-008R	4.00	4.24	18.00	1.00	7.00	2
A-009R	17.13	18.72	350.27	0.00	53.00	15
A-010R	15.67	10.99	120.75	1.00	30.00	9

A-012	8.00	5.39	29.00	1.00	15.00	5
A-013R	54.25	114.14	13027.07	1.00	336.00	8
A-015	19.25	42.64	1818.22	0.00	225.00	31
A-016	91.47	94.38	8907.57	4.00	360.00	30
A-019	10.85	19.58	383.34	0.00	90.00	33
A-020	7.29	12.25	150.07	1.00	49.00	14
A-021R	25.95	27.61	762.16	0.00	78.00	19
A-022	16.04	36.43	1326.87	0.00	180.00	25
A-023	9.20	14.53	211.21	0.00	45.00	21
A-024	20.70	25.77	664.21	0.00	89.00	32
A-025	8.00	12.44	154.67	1.00	42.00	10
A-026R	25.63	39.79	1583.13	1.00	120.00	8
A-027	9.63	20.49	419.85	1.00	75.00	16
A-028	5.11	8.99	80.86	0.00	28.00	9
A-031	1.00			1.00	1.00	1
A-036	12.35	17.70	313.44	0.00	67.00	31
A-037	6.00			6.00	6.00	1
A-040	31.75	18.59	345.58	0.00	58.00	6
A-041	3.50	2.12	4.50	2.00	5.00	2
A-042	12.01	8.84	78.14	0.00	26.00	18
A-043	6.25	6.65	44.25	1.00	16.00	4
A-044	15.30	28.02	785.12	0.00	88.00	10
A-045	5.00			5.00	5.00	1
A-046	10.15	13.12	172.11	1.00	40.00	10
A-047	10.00	7.00	49.00	2.00	15.00	3
P1-03	12.21	23.34	544.95	0.00	70.00	14
P1-05	4.00	1.41	2.00	3.00	5.00	2
P1-07	69.14	136.03	18504.90	0.00	410.00	14
P1-08	17.29	34.26	1173.91	0.00	125.00	14
P1-09	36.00			36.00	36.00	1
P1-11	7.00	14.36	206.31	0.00	56.00	14
P1-12	3.60	4.33	18.71	0.00	15.00	10
P1-13ST	22.82	60.93	3712.65	0.00	250.00	17
P1-14	8.21	16.76	280.95	0.00	61.00	14
P1-16	14.05	18.26	333.39	0.00	59.00	19
P1-19	12.65	28.79	828.62	0.00	100.00	17
P1-22	23.23	32.69	1068.36	0.00	85.00	13
P1-23	32.60	32.28	1042.30	1.00	80.00	5
P1-24	9.00	16.35	267.29	0.00	51.00	15
P1-25	2.81	4.32	18.70	0.00	16.00	16

P1-27	4.94	3.65	13.33	0.00	12.00	15
P1-28	18.62	33.28	1107.26	0.00	100.00	13
P1-29A	0.05			0.05	0.05	1
P1-30	14.20	29.57	874.46	0.00	110.00	15
P1-31	0.00			0.00	0.00	1
P1-34	4.43	4.16	17.29	0.00	10.00	7
P1-35	4.25	0.50	0.25	4.00	5.00	4
P1-40	24.00	31.11	968.00	2.00	46.00	2
P2-01	2.61	1.93	3.74	1.00	6.50	9
P2-02ST2	1.00	1.73	3.00	0.00	3.00	3
P2-03ST	5.85	5.56	30.89	0.00	16.50	10
P2-04	2.58	2.84	8.04	0.00	8.00	6
P2-05ST	7.00			7.00	7.00	1
P2-06	3.63	3.78	14.27	1.00	10.00	8
P2-09	3.00			3.00	3.00	1

Bario

Pozo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
C-03	15.50	7.66	58.72	3.00	30.00	10
C-04	16.14	11.02	121.36	2.00	48.00	14
C-06	11.25	5.34	28.57	3.00	20.00	12
C-07	16.70	18.71	350.01	7.00	69.00	10
A-001	39.80	64.48	4157.20	7.00	155.00	5
A-002	37.77	35.90	1288.46	0.00	130.00	30
A-003	12.67	9.29	86.33	5.00	23.00	3
A-004	17.00	4.36	19.00	12.00	20.00	3
A-005	5.00			5.00	5.00	1
A-006	24.74	11.42	130.32	5.00	44.00	34
A-008R	15.50	3.54	12.50	13.00	18.00	2
A-009R	15.20	11.16	124.46	2.00	36.00	15
A-010R	21.00	23.33	544.25	2.00	80.00	9
A-012	13.60	5.03	25.30	8.00	20.00	5
A-013R	13.31	21.62	467.21	2.00	66.00	8

A-015	58.33	124.81	15576.82	1.00	600.00	31
A-016	19.33	19.65	385.95	1.00	80.00	30
A-019	20.17	16.79	281.91	0.00	64.00	32
A-020	19.79	22.52	507.10	1.00	90.00	14
A-021R	19.58	23.38	546.59	0.00	88.00	19
A-022	22.88	23.22	539.16	1.00	100.00	24
A-023	42.43	70.99	5039.46	5.00	348.00	21
A-024	32.11	50.77	2577.96	0.00	288.00	31
A-025	23.40	13.65	186.27	5.00	44.00	10
A-026R	58.25	150.30	22588.79	1.00	430.00	8
A-027	21.27	11.26	126.78	6.00	55.00	15
A-028	15.33	8.60	74.00	2.00	29.00	9
A-031	7.00			7.00	7.00	1
A-036	16.48	16.14	260.56	1.00	64.00	30
A-037	15.00			15.00	15.00	1
A-040	8.87	5.91	34.91	0.00	16.00	6
A-041	16.00	0.00	0.00	16.00	16.00	2
A-042	18.89	16.82	282.84	2.00	55.00	18
A-043	12.50	1.73	3.00	11.00	15.00	4
A-044	26.45	23.04	531.03	2.00	80.00	10
A-045	13.00			13.00	13.00	1
A-046	16.60	19.21	368.93	4.00	67.00	10
A-047	19.93	2.32	5.36	18.00	22.50	3
P1-03	9.36	11.04	121.94	1.00	45.00	14
P1-05	14.00	5.66	32.00	10.00	18.00	2
P1-07	17.21	20.92	437.57	0.00	64.00	14
P1-08	11.21	14.52	210.95	1.00	60.00	14
P1-09	64.00			64.00	64.00	1
P1-11	12.14	15.16	229.82	3.00	63.00	14
P1-12	11.90	5.22	27.21	4.00	20.00	10
P1-13ST	14.81	11.31	127.90	2.00	36.00	16
P1-14	16.79	18.11	328.03	0.00	61.00	14
P1-16	25.00	41.88	1753.65	1.00	164.00	18
P1-19	9.75	6.38	40.73	2.00	27.00	16
P1-22	20.15	17.40	302.64	4.00	54.00	13
P1-23	39.40	29.31	859.30	9.00	78.00	5
P1-24	25.93	62.83	3947.46	0.00	243.00	14
P1-25	16.63	6.84	46.78	5.00	30.00	16
P1-27	19.15	5.44	29.64	6.00	28.00	13
P1-28	20.77	27.75	770.19	0.00	90.00	13

P1-29A	0.08			0.08	0.08	1
P1-30	10.87	10.17	103.41	1.00	45.00	15
P1-31	8.00			8.00	8.00	1
P1-34	24.57	12.91	166.62	14.00	53.00	7
P1-35	15.25	0.50	0.25	15.00	16.00	4
P1-40	8.00	5.66	32.00	4.00	12.00	2
P2-01	25.50	10.43	108.86	17.00	50.00	8
P2-02ST2	17.00	13.00	169.00	2.00	25.00	3
P2-03ST	19.00	13.24	175.33	1.00	45.00	10
P2-04	15.93	7.73	59.70	7.00	25.50	7
P2-05ST	8.00	0.00	0.00	8.00	8.00	2
P2-06	22.88	13.80	190.41	12.00	55.00	8
P2-09	1.00			1.00	1.00	1

Bicarbonato

Pozo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
C-03	744.20	131.40	17265.44	646.60	1098.00	10
C-04	677.97	130.76	17098.61	366.00	890.60	14
C-06	704.45	87.91	7728.98	561.20	841.80	12
C-07	618.05	81.09	6575.49	500.20	768.60	10
A-001	566.08	39.15	1533.05	500.20	597.80	5
A-002	664.31	189.18	35789.46	0.00	951.60	31
A-003	650.67	187.55	35175.85	524.60	866.20	3
A-004	467.67	190.70	36366.57	292.80	671.00	3
A-005	780.80			780.80	780.80	1
A-006	677.68	104.81	10985.54	451.40	1012.60	36
A-008R	725.90	8.63	74.42	719.80	732.00	2
A-009R	600.24	93.39	8722.02	390.40	707.60	15
A-010R	448.42	84.60	7157.38	317.20	573.40	9
A-012	514.84	124.83	15583.55	353.80	695.40	5
A-013R	469.70	167.79	28152.02	231.80	732.00	8
A-015	614.09	64.35	4141.08	512.40	744.20	31
A-016	666.37	94.64	8956.06	475.80	829.60	29
A-019	541.46	151.01	22804.22	0.00	841.80	34
A-020	623.07	60.62	3674.39	536.80	732.00	14
A-021R	597.16	136.37	18596.30	280.60	768.60	19
A-022	817.91	348.45	121420.81	597.80	2379.00	24
A-023	555.39	95.33	9088.45	353.80	780.80	21
A-024	615.98	194.56	37854.91	390.40	1500.60	31
A-025	721.02	92.81	8614.53	622.20	939.40	10

A-026R	675.58	172.77	29850.39	427.00	1000.40	8
A-027	565.27	126.51	16003.84	329.40	732.00	15
A-028	614.07	98.55	9711.81	536.80	841.80	9
A-031	634.40			634.40	634.40	1
A-036	620.98	214.05	45815.52	402.60	1610.40	30
A-037	524.60			524.60	524.60	1
A-040	307.03	503.75	253767.24	0.00	1183.40	6
A-041	805.20	17.25	297.68	793.00	817.40	2
A-042	524.60	73.08	5340.73	366.00	634.40	18
A-043	429.44	294.50	86729.07	0.00	829.60	5
A-044	711.26	95.55	9130.51	500.20	793.00	10
A-045	878.40			878.40	878.40	1
A-046	886.94	150.42	22625.33	597.80	1037.00	10
A-047	788.93	92.38	8533.49	683.20	854.00	3
P1-03	582.99	91.07	8293.33	439.20	719.80	14
P1-05	616.10	77.64	6028.02	561.20	671.00	2
P1-07	412.27	189.62	35957.56	183.00	939.40	14
P1-08	636.14	109.94	12087.12	536.80	963.80	14
P1-09	463.60			463.60	463.60	1
P1-11	627.89	92.78	8608.62	390.40	756.40	15
P1-12	439.32	95.96	9208.38	341.60	646.60	10
P1-13ST	634.54	76.61	5868.37	451.40	756.40	17
P1-14	997.96	1257.25	1580685.05	536.80	5526.60	15
P1-16	519.21	167.85	28174.31	0.00	780.80	19
P1-19	604.66	80.18	6429.27	475.80	768.60	16
P1-22	633.37	145.32	21116.88	500.20	1037.00	13
P1-23	644.16	120.59	14541.67	451.40	756.40	5
P1-24	548.27	83.08	6901.46	378.20	671.00	15
P1-25	626.15	71.49	5111.45	463.60	744.20	17
P1-27	767.79	114.28	13060.00	524.60	982.10	15
P1-28	589.35	194.33	37765.29	0.00	780.80	13
P1-29A	305.00			305.00	305.00	1
P1-30	606.51	100.88	10176.73	280.60	719.80	14
P1-31	549.00			549.00	549.00	1
P1-34	721.54	52.91	2799.61	634.40	793.00	7
P1-35	713.70	12.20	148.84	707.60	732.00	4
P1-40	634.40	0.00	0.00	634.40	634.40	2
P2-01	831.13	81.56	6652.62	719.80	939.40	8
P2-02ST2	1256.60	630.04	396956.28	805.20	1976.40	3
P2-03ST	851.56	155.47	24171.62	695.40	1195.60	10

P2-04	833.67	60.59	3671.39	768.60	902.80	6
P2-05ST	1073.60	396.83	157472.72	793.00	1354.20	2
P2-06	814.35	85.46	7303.79	671.00	927.20	8
P2-09	878.40			878.40	878.40	1

Conductividad

Pozo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
C-03	16.11	1.01	1.03	14.60	17.80	7
C-04	146.64	435.26	189454.51	13.70	1459.00	11
C-06	15.21	1.36	1.84	12.50	17.50	9
C-07	16.49	1.38	1.91	15.00	19.60	8
A-001	73.30	93.38	8720.47	17.20	181.10	3
A-002	26.30	17.78	316.18	11.67	64.80	16
A-003	19.18			19.18	19.18	1
A-004	19.77	2.02	4.08	17.60	21.60	3
A-005	9.09			9.09	9.09	1
A-006	35.51	38.79	1504.48	6.79	182.30	32
A-009R	39.98	62.66	3926.86	3.42	133.80	4
A-010R	272.04	319.40	102015.96	15.62	623.00	5
A-012	62.05	88.28	7792.80	14.90	194.40	4
A-013R	15.82	19.91	396.49	1.74	29.90	2
A-015	19.35	8.43	71.06	14.20	40.00	10
A-016	63.09	151.27	22883.22	13.30	585.00	14
A-019	52.71	130.48	17024.16	2.67	556.00	17
A-020	17.88	8.87	78.72	9.00	43.50	11
A-021R	191.96	184.27	33955.47	68.70	507.00	5
A-022	36.24	57.24	3276.22	12.80	223.00	13
A-023	58.53	109.89	12076.57	14.80	387.00	11
A-024	55.98	99.46	9891.98	13.70	381.00	16
A-026R	8.80			8.80	8.80	1
A-027	22.57	3.00	9.01	15.90	25.60	12
A-028	16.35	1.19	1.42	14.40	18.00	6
A-036	17.98	4.29	18.37	12.20	25.20	13
A-040	604.24	1031.25	1063471.85	2.55	1795.00	3
A-042	44.06	4.68	21.88	36.90	49.60	7
A-043	29.20	12.73	162.00	20.20	38.20	2
P1-03	15.99	2.10	4.39	12.20	18.80	10
P1-05	12.80	5.94	35.28	8.60	17.00	2
P1-07	4.69	3.20	10.23	1.60	10.80	9
P1-08	173.35	523.91	274485.32	12.30	1753.00	11

P1-09	2.80			2.80	2.80	1
P1-11	13.64	4.83	23.29	2.51	17.70	11
P1-12	14.91	2.10	4.42	11.50	18.10	10
P1-13ST	13.89	3.86	14.88	2.96	17.70	12
P1-14	71.79	190.12	36144.23	12.58	645.00	11
P1-16	122.40	386.28	149210.56	11.10	1408.00	13
P1-19	13.62	4.35	18.93	3.58	18.80	10
P1-22	10.82	6.34	40.20	2.64	17.40	8
P1-23	4.06	2.22	4.93	2.49	5.63	2
P1-24	51.39	130.31	16980.29	2.80	465.00	12
P1-25	15.05	4.20	17.62	2.91	18.60	11
P1-27	14.66	4.12	16.96	6.75	19.23	11
P1-28	12.67	5.37	28.82	2.73	18.10	9
P1-30	15.97	1.85	3.43	13.50	19.50	10
P1-34	1522.00			1522.00	1522.00	1
P1-35	13.38	0.41	0.17	12.84	13.84	4
P1-40	9.36			9.36	9.36	1
P2-01	20.83	1.54	2.36	19.30	22.90	7
P2-03ST	22.16	0.94	0.88	20.60	23.50	7
P2-04	22.82	1.77	3.13	21.40	25.90	5
P2-06	19.73	0.55	0.31	18.80	20.50	7

Calcio

Pozo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
C-03	280.03	189.22	35802.59	0.00	665.66	12
C-04	288.45	163.70	26797.41	0.00	665.66	15
C-06	330.76	160.41	25731.72	192.48	773.93	12
C-07	285.83	62.09	3855.39	156.39	380.95	10
A-001	264.66	98.39	9680.22	152.38	384.96	5
A-002	224.17	108.89	11857.94	0.00	372.93	32
A-003	388.97	32.82	1077.37	360.90	425.06	3
A-004	245.95	49.49	2449.54	204.51	300.75	3

A-005	124.31	175.80	30905.95	0.00	248.62	2
A-006	359.06	78.30	6130.24	252.63	557.39	36
A-007	0.00			0.00	0.00	1
A-008R	290.73	25.52	651.24	272.68	308.77	2
A-009R	234.64	100.87	10175.65	0.00	316.79	15
A-010R	221.00	128.30	16459.77	0.00	324.81	9
A-011	0.00			0.00	0.00	1
A-012	276.69	62.06	3851.18	196.49	344.86	5
A-013	0.00			0.00	0.00	1
A-013R	176.04	79.16	6266.09	52.13	272.68	8
A-014	0.00			0.00	0.00	1
A-015	262.42	79.37	6299.45	0.00	409.02	31
A-016	248.53	108.84	11847.21	0.00	625.56	31
A-018	0.00			0.00	0.00	1
A-019	220.49	110.09	12119.18	0.00	469.17	35
A-020	225.13	57.25	3277.51	104.26	312.78	14
A-021	0.00			0.00	0.00	1
A-021R	196.00	98.63	9727.18	0.00	348.87	19
A-022	321.28	126.48	15997.45	0.00	685.71	25
A-023	280.32	108.54	11780.13	96.24	665.66	21
A-024	254.33	93.84	8806.82	0.00	517.29	32
A-025	261.99	139.12	19355.57	0.00	425.06	12
A-026R	241.35	148.84	22153.71	0.00	392.98	8
A-027	313.16	122.41	14983.55	0.00	577.44	16
A-028	232.58	58.42	3413.00	124.31	320.80	9
A-029	0.00			0.00	0.00	1
A-030	0.00			0.00	0.00	1
A-031	332.83			332.83	332.83	1
A-032	0.00			0.00	0.00	1
A-034	0.00			0.00	0.00	1
A-035	0.00			0.00	0.00	1
A-036	254.29	89.12	7943.01	0.00	505.26	31
A-037	328.82			328.82	328.82	1
A-040	350.21	175.34	30743.01	0.00	473.18	6
A-041	330.83	2.84	8.04	328.82	332.83	2
A-042	254.21	45.33	2055.23	184.46	336.84	18
A-043	262.08	146.86	21567.14	0.00	340.00	5
A-044	268.27	110.23	12151.02	0.00	413.03	10
A-045	328.82			328.82	328.82	1
A-046	326.01	52.35	2740.94	248.62	401.00	10

A-047	505.26	107.67	11593.75	380.95	569.42	3
P1-03	214.41	101.65	10331.72	0.00	376.94	16
P1-04	0.00			0.00	0.00	1
P1-05	503.26	484.87	235099.10	160.40	846.11	2
P1-06	0.00			0.00	0.00	1
P1-07	127.57	89.26	7967.62	0.00	304.76	16
P1-08	227.44	106.72	11388.98	0.00	421.05	16
P1-09	272.68			272.68	272.68	1
P1-11	258.39	88.10	7761.26	0.00	413.03	16
P1-12	286.56	193.33	37377.16	0.00	673.68	13
P1-13ST	256.64	110.80	12276.26	0.00	449.12	19
P1-14	242.25	106.46	11334.58	0.00	425.06	17
P1-16	223.83	126.04	15886.58	0.00	409.02	22
P1-19	219.84	75.24	5660.67	0.00	344.86	17
P1-22	314.56	146.63	21500.94	0.00	673.68	14
P1-23	327.22	64.32	4137.41	252.63	392.98	5
P1-24	193.90	87.88	7722.35	0.00	312.78	17
P1-25	275.00	147.54	21769.45	0.00	633.58	19
P1-26	0.00			0.00	0.00	1
P1-27	369.72	45.73	2090.87	280.70	457.14	15
P1-28	223.56	106.93	11434.65	0.00	364.91	14
P1-29A	0.00			0.00	0.00	1
P1-30	246.88	102.70	10546.75	0.00	433.08	15
P1-31	120.30	170.13	28944.18	0.00	240.60	2
P1-34	342.57	18.06	326.20	316.79	368.92	7
P1-35	364.91	3.27	10.72	360.90	368.92	4
P1-40	110.28	130.70	17082.43	0.00	256.64	4
P2-01	235.25	135.87	18459.95	0.00	384.96	9
P2-02ST2	294.07	102.58	10521.75	176.44	364.91	3
P2-03ST	312.05	112.63	12686.61	0.00	433.08	11
P2-04	354.03	160.63	25801.67	0.00	469.17	7
P2-05ST	386.97	144.61	20912.17	284.71	489.22	2
P2-06	293.62	117.11	13715.43	0.00	396.99	9
P2-09	292.73			292.73	292.73	1

Magnesio

Pozo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
C-03	59.33	40.14	1610.92	0.00	109.35	12
C-04	71.28	51.10	2611.37	0.00	177.39	15
C-06	78.45	61.29	3756.27	12.15	247.86	12

C-07	102.40	53.95	2910.57	46.17	216.27	10
A-001	60.75	31.68	1003.83	34.02	114.21	5
A-002	55.27	33.89	1148.82	0.00	119.07	32
A-003	48.60	9.72	94.48	38.88	58.32	3
A-004	51.03	50.51	2550.92	21.87	109.35	3
A-005	189.54	268.05	71850.82	0.00	379.08	2
A-006	45.82	21.86	478.04	5.35	89.91	36
A-007	0.00			0.00	0.00	1
A-008R	77.76	20.62	425.15	63.18	92.34	2
A-009R	54.68	31.27	977.89	0.00	109.35	15
A-010R	34.83	26.67	711.54	0.00	75.33	9
A-011	0.00			0.00	0.00	1
A-012	71.44	58.23	3391.18	26.73	170.10	5
A-013	0.00			0.00	0.00	1
A-013R	55.83	39.43	1554.87	7.29	108.86	8
A-014	0.00			0.00	0.00	1
A-015	76.18	35.16	1236.48	0.00	170.10	31
A-016	60.49	37.95	1440.00	0.00	157.95	31
A-018	0.00			0.00	0.00	1
A-019	53.23	32.54	1058.84	0.00	121.50	35
A-020	125.15	109.41	11969.46	31.59	437.40	14
A-021	0.00			0.00	0.00	1
A-021R	52.74	30.58	934.95	0.00	92.34	19
A-022	85.54	82.72	6841.81	0.00	444.69	25
A-023	73.41	33.45	1118.75	21.87	167.67	21
A-024	84.08	82.05	6732.59	0.00	481.14	32
A-025	56.90	57.12	3263.22	0.00	204.12	12
A-026R	73.05	69.52	4832.92	0.00	227.21	8
A-027	123.85	54.80	3002.93	0.00	213.84	16
A-028	96.12	49.56	2456.60	36.45	170.10	9
A-029	0.00			0.00	0.00	1
A-030	0.00			0.00	0.00	1
A-031	72.90			72.90	72.90	1
A-032	0.00			0.00	0.00	1
A-034	0.00			0.00	0.00	1
A-035	0.00			0.00	0.00	1
A-036	97.33	108.96	11872.90	0.00	561.33	31
A-037	46.17			46.17	46.17	1
A-040	36.86	51.05	2606.23	0.00	136.08	6
A-041	57.11	18.90	357.25	43.74	70.47	2

A-042	57.62	16.85	283.83	17.01	80.19	18
A-043	58.81	37.90	1436.07	0.00	97.20	5
A-044	63.91	31.75	1007.84	0.00	104.49	10
A-045	68.04			68.04	68.04	1
A-046	60.51	23.74	563.52	26.73	114.21	10
A-047	21.06	6.12	37.40	14.58	26.73	3
P1-03	78.53	47.93	2297.31	0.00	194.40	16
P1-04	0.00			0.00	0.00	1
P1-05	111.78	0.00	0.00	111.78	111.78	2
P1-06	0.00			0.00	0.00	1
P1-07	64.85	119.49	14277.04	0.00	488.43	16
P1-08	63.04	37.56	1410.86	0.00	150.66	16
P1-09	41.31			41.31	41.31	1
P1-11	97.20	96.99	9406.90	0.00	381.51	16
P1-12	60.94	59.22	3506.98	0.00	187.11	13
P1-13ST	74.95	46.43	2156.12	0.00	204.12	19
P1-14	73.76	60.71	3685.35	0.00	233.28	17
P1-16	78.75	65.96	4350.31	0.00	243.00	22
P1-19	87.02	45.67	2085.33	0.00	174.96	17
P1-22	72.52	53.52	2864.19	0.00	199.26	14
P1-23	89.42	97.99	9602.55	26.73	262.44	5
P1-24	70.61	41.96	1760.75	0.00	160.38	17
P1-25	90.66	102.37	10480.07	0.00	466.56	19
P1-26	0.00			0.00	0.00	1
P1-27	52.65	30.69	941.97	26.73	140.94	15
P1-28	55.04	34.13	1164.85	0.00	114.21	14
P1-29A	0.00			0.00	0.00	1
P1-30	77.61	57.92	3354.39	0.00	223.56	15
P1-31	133.65	189.01	35724.65	0.00	267.30	2
P1-34	56.41	11.31	127.87	41.31	65.61	7
P1-35	66.22	4.60	21.16	63.18	72.90	4
P1-40	201.69	233.74	54632.13	0.00	427.68	4
P2-01	81.27	62.35	3887.06	0.00	162.81	9
P2-02ST2	72.90	28.02	785.35	43.74	99.63	3
P2-03ST	66.49	70.30	4942.72	0.00	245.43	11
P2-04	64.57	52.90	2798.64	0.00	160.38	7
P2-05ST	59.54	25.77	664.30	41.31	77.76	2
P2-06	70.74	70.10	4913.53	0.00	238.14	9
P2-09	128.79			128.79	128.79	1

Estroncio

Pozo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
C-03	120.77	226.33	51224.83	0.00	586.92	11
C-04	94.96	190.00	36099.20	9.03	551.88	14
C-06	65.62	156.05	24352.90	13.44	560.64	12
C-07	16.91	2.20	4.84	12.81	19.95	10
A-001	436.37	397.25	157804.83	13.44	840.96	5
A-002	285.21	305.92	93587.87	0.00	814.68	32
A-003	849.72	71.70	5141.42	788.40	928.56	3
A-004	14.14	1.58	2.48	12.60	15.75	3
A-005	6.51	9.21	84.76	0.00	13.02	2
A-006	757.55	209.38	43838.77	23.73	1217.64	36
A-007	0.00			0.00	0.00	1
A-008R	635.10	55.75	3107.87	595.68	674.52	2
A-009R	512.58	220.36	48560.31	0.00	692.04	15
A-010R	482.77	280.27	78549.46	0.00	709.56	9
A-011	0.00			0.00	0.00	1
A-012	301.07	393.20	154604.69	13.02	753.36	5
A-013	0.00			0.00	0.00	1
A-013R	384.56	172.93	29903.11	113.88	595.68	8
A-014	0.00			0.00	0.00	1
A-015	369.75	298.66	89197.04	0.00	805.92	31
A-016	346.34	296.97	88191.34	0.00	849.72	31
A-018	0.00			0.00	0.00	1
A-019	290.45	276.15	76259.35	0.00	709.56	34
A-020	49.23	129.59	16792.47	9.66	499.32	14
A-021	0.00			0.00	0.00	1
A-021R	428.18	215.45	46420.16	0.00	762.12	19
A-022	300.78	315.92	99804.58	13.86	797.16	24
A-023	319.36	315.01	99228.88	10.50	832.20	21
A-024	334.99	302.77	91672.10	0.00	823.44	31
A-025	456.18	348.83	121684.01	0.00	858.48	12
A-026R	527.24	325.15	105722.15	0.00	858.48	8
A-027	22.15	5.80	33.62	15.96	33.60	15
A-028	15.75	3.26	10.60	10.92	21.21	9
A-029	0.00			0.00	0.00	1
A-030	0.00			0.00	0.00	1
A-031	727.08			727.08	727.08	1
A-032	0.00			0.00	0.00	1

A-034	0.00			0.00	0.00	1
A-035	0.00			0.00	0.00	1
A-036	349.08	310.73	96552.01	9.66	919.80	30
A-037	718.32			718.32	718.32	1
A-040	765.04	383.03	146712.06	0.00	1033.68	6
A-041	722.70	6.19	38.37	718.32	727.08	2
A-042	555.34	99.04	9808.01	402.96	735.84	18
A-043	1913.18	3108.08	9660135.80	0.00	7446.00	5
A-044	586.04	240.81	57987.19	0.00	902.28	10
A-045	718.32			718.32	718.32	1
A-046	712.19	114.37	13080.35	543.12	876.00	10
A-047	1103.76	235.22	55327.81	832.20	1243.92	3
P1-03	90.86	201.57	40630.06	0.00	604.44	15
P1-04	0.00			0.00	0.00	1
P1-05	31.19	32.22	1038.31	8.40	53.97	2
P1-06	0.00			0.00	0.00	1
P1-07	98.10	197.91	39169.77	0.00	516.84	16
P1-08	111.06	210.37	44257.26	0.00	578.16	16
P1-09	595.68			595.68	595.68	1
P1-11	161.54	265.55	70514.99	0.00	744.60	16
P1-12	20.14	8.85	78.29	0.00	37.17	11
P1-13ST	153.64	267.66	71642.06	0.00	797.16	18
P1-14	125.57	205.79	42349.60	0.00	525.60	17
P1-16	138.19	258.87	67011.51	0.00	823.44	20
P1-19	161.14	266.14	70828.20	8.19	753.36	16
P1-22	289.54	334.96	112201.19	0.00	779.64	14
P1-23	601.96	349.27	121988.97	13.86	858.48	5
P1-24	109.68	208.94	43656.03	0.00	578.16	16
P1-25	189.40	290.24	84240.84	0.00	797.16	18
P1-26	0.00			0.00	0.00	1
P1-27	807.67	99.89	9978.08	613.20	998.64	15
P1-28	128.93	232.55	54080.46	0.00	665.76	14
P1-29A	0.00			0.00	0.00	1
P1-30	85.74	176.88	31288.09	11.55	560.64	14
P1-31	6.30	8.91	79.38	0.00	12.60	2
P1-34	748.35	39.45	1556.68	692.04	805.92	7
P1-35	797.16	7.15	51.16	788.40	805.92	4
P1-40	7.70	6.93	48.04	0.00	13.44	3
P2-01	18.06	6.11	37.37	3.57	21.84	8

P2-02ST2	517.00	440.52	194055.80	9.24	797.16	3
P2-03ST	159.84	294.17	86534.08	14.49	788.40	10
P2-04	22.79	2.47	6.08	19.32	26.04	6
P2-05ST	845.34	315.91	99797.25	621.96	1068.72	2
P2-06	20.40	3.04	9.23	15.12	23.52	8
P2-09	639.48			639.48	639.48	1

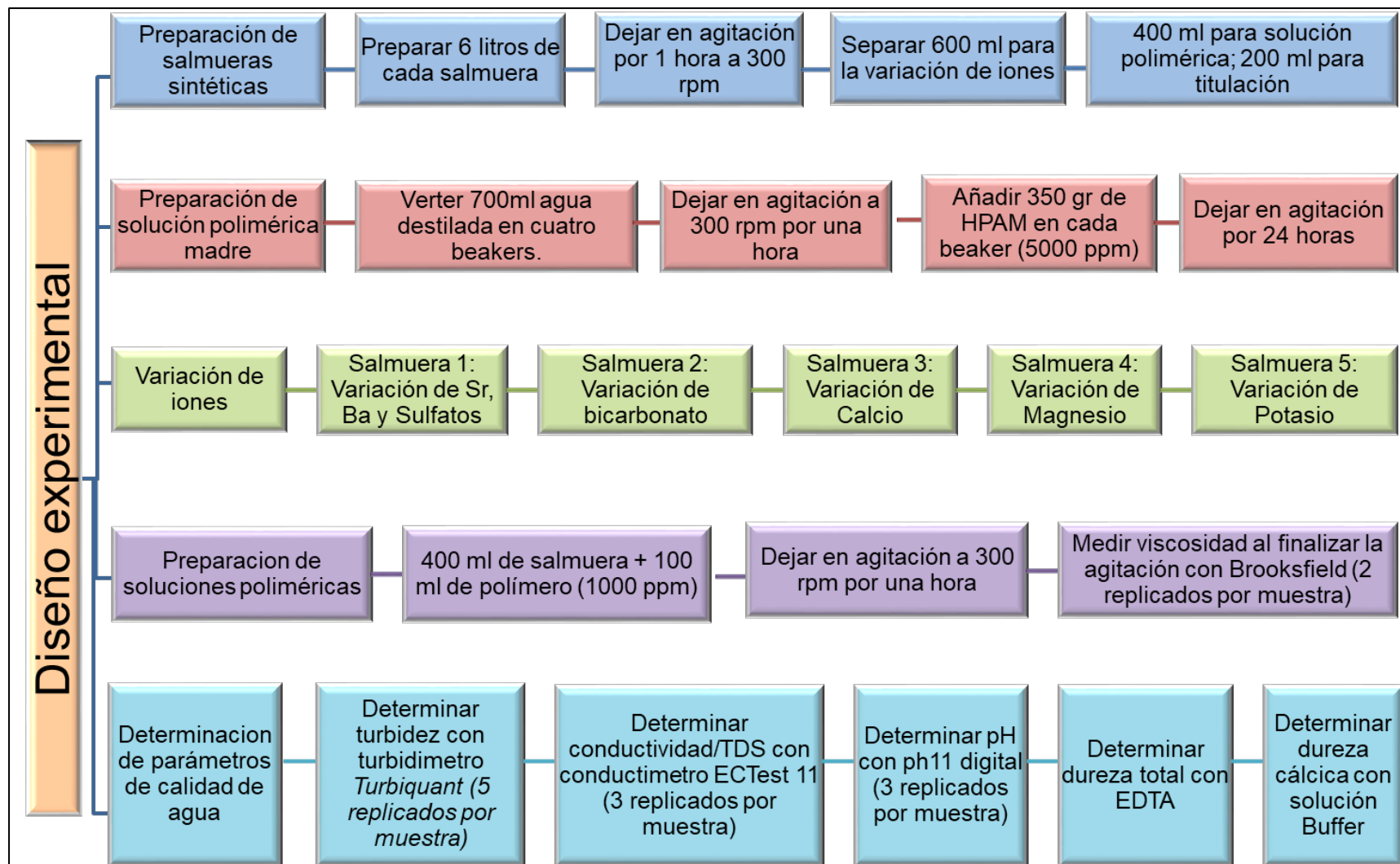
Sodio + Potasio

Pozo	Prom	DesvEst	Var	Min	Max	No. de muestras
C-03	2264.98	1127.41	1271049.60	0.00	3191.00	12
C-04	2415.20	759.56	576933.13	0.00	3089.23	15
C-06	2708.32	406.22	165012.91	2130.34	3303.52	12
C-07	2499.65	411.48	169318.43	1631.97	3158.52	10
A-001	3345.37	434.77	189021.64	2777.36	3709.30	5
A-002	3158.48	889.45	791125.92	0.00	4166.81	32
A-003	2869.65	45.34	2056.15	2823.53	2914.18	3
A-004	3381.44	284.22	80780.15	3063.97	3612.21	3
A-005	1975.96	2794.43	7808854.68	0.00	3951.92	2
A-006	2828.82	268.18	71920.56	2223.01	3470.24	36
A-007	0.00			0.00	0.00	1
A-008R	3175.91	70.22	4930.18	3126.26	3225.56	2
A-009R	3464.25	434.47	188761.07	2787.12	4096.13	15
A-010R	3529.52	294.49	86726.87	3186.56	4170.60	9
A-011	0.00			0.00	0.00	1
A-012	3191.27	545.19	297229.99	2327.24	3704.24	5
A-013	0.00			0.00	0.00	1
A-013R	2024.16	1140.46	1300657.50	623.43	3325.57	8
A-014	0.00			0.00	0.00	1
A-015	2882.95	389.28	151542.14	2086.66	4405.12	31
A-016	2794.19	611.91	374431.21	0.00	3594.01	31
A-018	0.00			0.00	0.00	1
A-019	2738.23	841.12	707482.89	0.00	4755.51	35
A-020	2738.22	501.48	251485.01	1716.33	3611.36	14
A-021	0.00			0.00	0.00	1
A-021R	3070.87	323.53	104671.42	2465.48	3764.93	19
A-022	2780.99	710.92	505403.70	1.44	3626.34	25
A-023	2672.46	730.77	534017.94	0.00	3629.85	21
A-024	2635.75	815.15	664474.48	0.00	3931.39	32
A-025	2615.60	1254.73	1574349.22	0.00	3642.38	12

A-026R	2983.62	312.63	97740.55	2680.51	3533.38	8
A-027	3872.23	1128.19	1272810.49	0.48	5072.82	16
A-028	2517.13	898.39	807106.98	195.59	3177.02	9
A-029	0.00			0.00	0.00	1
A-030	0.00			0.00	0.00	1
A-031	2711.41			2711.41	2711.41	1
A-032	0.00			0.00	0.00	1
A-034	0.00			0.00	0.00	1
A-035	0.00			0.00	0.00	1
A-036	2765.92	689.76	475765.95	1.44	4647.97	31
A-037	2583.74			2583.74	2583.74	1
A-040	3786.12	298.76	89260.48	3538.75	4308.74	6
A-041	2988.64	49.30	2430.14	2953.78	3023.49	2
A-042	2881.79	768.19	590115.05	0.00	4050.34	18
A-043	2757.37	1588.61	2523690.24	0.00	3698.73	5
A-044	3707.60	251.38	63193.35	3132.71	3948.60	10
A-045	3129.40			3129.40	3129.40	1
A-046	3361.61	238.53	56898.67	3067.08	3733.16	10
A-047	2890.63	179.24	32128.01	2684.18	3006.51	3
P1-03	2359.66	1006.87	1013781.23	0.00	3227.68	16
P1-04	0.00			0.00	0.00	1
P1-05	1868.32	617.75	381620.17	1431.51	2305.14	2
P1-06	0.00			0.00	0.00	1
P1-07	1076.62	1031.56	1064120.39	0.00	2998.33	16
P1-08	2278.21	1001.74	1003488.14	0.00	3094.76	16
P1-09	0.00			0.00	0.00	1
P1-11	2086.90	1055.92	1114970.97	0.00	2825.42	16
P1-12	1923.59	1120.50	1255518.89	0.00	2889.25	13
P1-13ST	2432.82	910.08	828253.73	0.00	3377.79	19
P1-14	2100.65	1155.62	1335465.13	0.00	4282.13	17
P1-16	2370.02	1031.92	1064862.39	0.00	3385.30	22
P1-19	2469.93	919.39	845286.01	0.48	3237.10	17
P1-22	2354.70	1056.42	1116021.59	0.00	3534.01	14
P1-23	2385.28	1376.28	1894134.25	0.00	3272.86	5
P1-24	2078.77	1166.33	1360323.53	0.00	3885.86	17
P1-25	2174.61	1024.40	1049399.14	0.00	3060.16	19
P1-26	0.00			0.00	0.00	1
P1-27	2783.62	259.35	67260.40	2039.82	3067.66	15
P1-28	2404.45	1042.30	1086392.61	0.00	3115.49	14
P1-29A	4539.72			4539.72	4539.72	1

P1-30	2326.44	757.40	573647.33	1.20	2858.45	15
P1-31	1199.07	1695.74	2875545.51	0.00	2398.14	2
P1-34	3144.17	203.59	41446.85	2859.63	3406.90	7
P1-35	2663.40	98.13	9628.97	2577.68	2804.76	4
P1-40	1524.34	1800.00	3240005.64	0.00	3509.98	4
P2-01	3750.79	406.00	164838.32	3181.26	4390.75	9
P2-02ST2	2600.48	488.26	238401.30	2143.02	3114.61	3
P2-03ST	3352.93	1206.07	1454599.73	0.00	4064.99	11
P2-04	3905.04	683.56	467260.70	2816.76	4662.99	7
P2-05ST	3716.99	177.40	31469.74	3591.55	3842.43	2
P2-06	3019.88	1205.39	1452957.20	0.00	4129.68	9
P2-09	3531.33			3531.33	3531.33	1

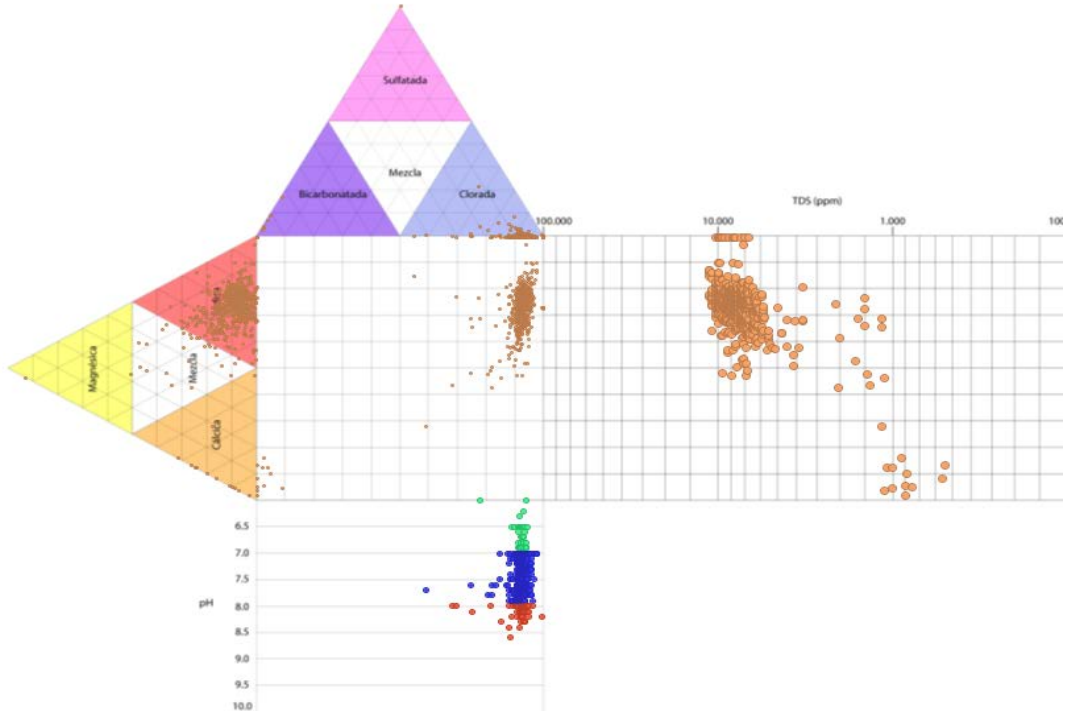
ANEXO D. PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL



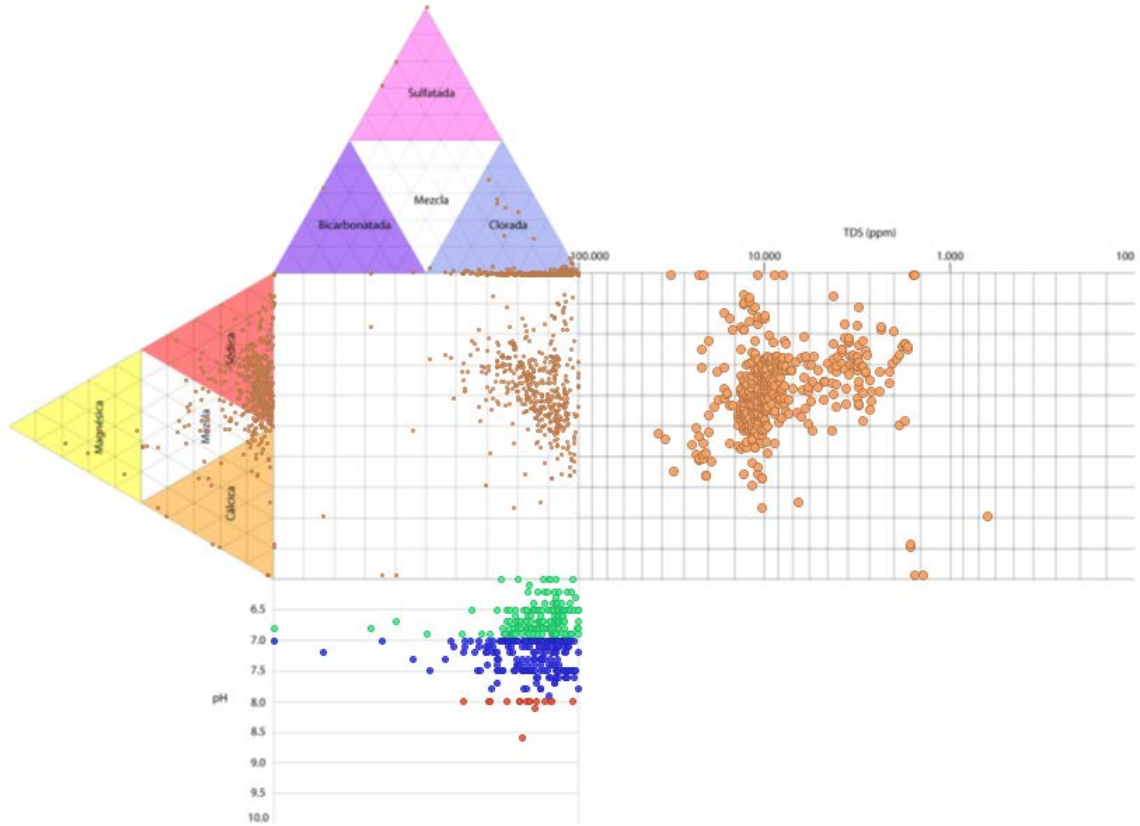
ANEXO E.

DIAGRAMAS PIPER Y DUROV POR FORMACIÓN

Formación Monserrate



FORMACIÓN CABALLOS



FORMACIÓN HONDA

