

DETERMINACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO DE  
COMPLETAMIENTO, BASADO EN LOS PARÁMETROS DE INYECCIÓN DE  
POLÍMERO PARA LA REDUCCIÓN DE LA DEGRADACIÓN MECÁNICA

MIGUEL ÁNGEL MORENO LÓPEZ  
LAURA ISABEL VARGAS VARGAS

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2019

DETERMINACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO DE  
COMPLETAMIENTO, BASADO EN LOS PARÁMETROS DE INYECCIÓN DE  
POLÍMERO PARA LA REDUCCIÓN DE LA DEGRADACIÓN MECÁNICA

MIGUEL ÁNGEL MORENO LÓPEZ  
LAURA ISABEL VARGAS VARGAS

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

Director  
RUBEN HERNAN CASTRO GARCIA  
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2019

Nota de Aceptación

---

---

---

---

---

Ing. Diego Camilo Araque Barrera

---

Ing. Jorge Andrés Tovar Moreno

Bogotá D.C., Agosto de 2019

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente Institucional y Rector del Claustro

**Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

**Dr. LUÍS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Posgrados

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Decano General de Facultad de Ingenierías

**Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

**Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA**

Las directivas de la Fundación Universidad de América junto con el cuerpo docente, no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

## DEDICATORIA

*Quiero dedicarle este trabajo de grado en primera instancia a Dios.  
Por darme la oportunidad de lograr esta meta en mi vida, por ayudarme en los momentos difíciles y llenar mi vida de personas maravillosas.*

*A mis padres y papás tatas, por todo el sacrificio que hemos realizado para lograr este sueño, por todos sus consejos y enseñanzas que me han permitido ser quien soy hoy en día.*

*A mi princesa, por aguantarme durante el pregrado y el colegio, por animarme cuando siempre lo necesitaba, por enviarme los trabajos que se me quedaban. Gracias por todo y es el momento de que tu inicies tu propia etapa profesional y siempre estaré allí para apoyarte hermanita.*

*A Ing. Petroleros PT, por ser esas personas maravillosas que siempre me apoyaron, recuerden cada uno de ustedes ha sido muy importante para mí, me alegra mucho lograr este hito juntos y sé que seremos excelentes profesionales, y espero que esta familia que he escogido perdure por siempre.*

*Miguel Ángel Moreno López.*

## DEDICATORIA

*A Dios, por guiar mis pasos día a día, rodearme de personas que dejaron enseñanzas a lo largo del camino y disponer de cada uno de los momentos vividos para ayudarme a crecer como persona y como profesional.*

*A mis padres y mi tía Isaura por acompañarme en este recorrido, brindarme sus consejos, ser siempre un ejemplo y darme su apoyo incondicional para alcanzar esta meta.*

*Al grupo de Ing. Petroleros PT, quienes más que amigos son mi segunda familia y futuros colegas, gracias por ser parte de esta etapa de crecimiento y todo su apoyo.*

*En general a todos aquellos maestros y conocidos que de alguna forma aportaron para que hoy sea quien soy.*

*Laura Isabel Vargas Vargas.*

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por permitirnos llegar a este punto de nuestra vida, y brindarnos el conocimiento y la fuerza para cumplir con este sueño.

A nuestras familias, por su apoyo incondicional durante todo el transcurso de esta carrera y el proceso que involucra ser un profesional, sin ellos no hubiera sido posible lograr esta meta.

Agradecemos al Convenio Institucional N° 3009582 entre la FUA (Fundación Universidad de América) –ECP (ECOPETROL S.A.) –ICP (Instituto Colombiano de Petróleo), por permitir el desarrollo de este proyecto.

Por último dar gracias a todas las personas que de forma directa e indirecta contribuyeron para la realización de este documento, a nuestro director Ingeniero Rubén Hernán Castro García Ph.D Candidate por el soporte técnico durante el desarrollo del proyecto, a los Ingenieros José Luis Gómez Vergel y Laura Yedxenia Maldonado Manrique del ICP por su colaboración en la fase experimental de este trabajo, así como a la docente investigadora Eliana Mesa Ramírez, por su colaboración en el proceso de construcción del presente documento.



## CONTENIDO

	pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>27</b>
<b>OBJETIVOS</b>	<b>29</b>
<b>1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE</b>	<b>30</b>
1.1 DESCRIPCIÓN HISTÓRICA DEL CAMPO	30
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO	31
1.3 MARCO GEOLÓGICO	33
1.3.1 Evolución de la Cuenca de Valle Medio del Magdalena.	34
1.3.1.1 Columna estratigráfica del Campo Casabe.	35
1.3.2 Estratigrafía.	36
1.3.2.1 Grupo Girón.	36
1.3.2.2 Formación Tambor–Los Santos.	37
1.3.2.3 Formación Rosa Blanca.	37
1.3.2.4 Formación Paja.	38
1.3.2.5 Formación Tablazo.	38
1.3.2.6 Formación Simití.	38
1.3.2.7 Formación La Luna.	38
1.3.2.8 Formación La Paz.	39
1.3.2.9 Formación Esmeraldas.	40
1.3.2.10 Formación Mugrosa.	40
1.3.2.11 Formación Colorado.	40
1.3.2.12 Grupo Real.	41
1.3.2.13 Grupo Mesa.	41
1.3.3 Geología estructural.	41
1.3.4 Geología del petróleo.	44
1.3.4.1 Roca generadora.	45
1.3.4.2 Roca reservorio.	46
1.3.4.3 Migración.	47
1.3.4.4 Roca sello.	47
1.3.4.5 Trampa.	47
1.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN CAMPO CASABE	48
1.4.1 Mecanismos de producción.	48
1.4.2 Tiempo de producción.	48
1.4.3 Numero de pozos.	48
1.4.4 Producción del campo..	49
1.5 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	51
1.5.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS	51
1.5.2 PROPIEDADES DEL FLUIDO PVT (PRESIÓN, VOLUMEN Y TEMPERATURA)	52

<b>2. MARCO TEÓRICO</b>	<b>54</b>
2.1 MÉTODOS DE RECOBRO	54
2.1.1 Recobro primario.	54
2.1.2 Recobro Mejorado.	54
2.1.2.1 Recobro secundario.	55
2.1.2.2 Recobro terciario.	55
2.2. RECOBRO QUÍMICO	56
2.2.1 Inyección de polímero.	57
2.2.1.1 Eficiencia areal.	57
2.2.1.2 Eficiencia vertical.	57
2.2.1.3 Canalizaciones.	57
2.2.1.4 Movilidad.	58
2.2.1.5 Razón de movilidad.	58
2.2.2 Generalidades de los polímeros.	58
2.2.2.1 Tipos de polímero.	59
2.2.2.2 Polímeros Sintéticos.	59
2.2.2.3 Biopolímeros.	61
2.2.3 Propiedades de las soluciones poliméricas.	62
2.2.3.1 Reología del fluido.	62
2.2.3.2 Viscosidad del polímero.	64
2.2.3.3 Medición de la viscosidad.	66
2.2.4 Flujo de soluciones poliméricas en tubería.	67
2.2.4.1 Flujo en tubería.	67
2.2.4.2 Ganancia y pérdida de energía.	67
2.2.4.3 Conservación de la masa.	68
2.2.4.4 Conservación de la energía.	69
2.2.4.5 Régimen de flujo.	69
2.2.4.6 Numero de Reynolds.	70
2.2.4.7 Caídas de presión.	70
2.2.5 Criterios de implementación.	72
2.2.6 Factores que afectan la inyección de polímero.	73
2.2.7 Estabilidad de los polímeros.	73
2.2.7.1 Degradación mecánica del polímero.	73
2.3 MECANISMOS DE INYECCIÓN DE POLÍMERO	76
2.3.1 Tipos de Sartas selectivas.	79
2.3.1.1 Inyección selectiva completamiento inteligente.	80
2.3.1.2 Inyección selectiva Inflow Control Device.	81
2.3.1.3 Inyección selectiva por camisas.	81
2.3.1.4 Inyección selectiva por válvulas reguladoras de flujo.	81
2.3.2 Elementos de la sarta de inyección selectiva.	82
2.3.2.1 Tubería o tubing.	82
2.3.2.2 Packer o Empaque.	82
2.3.2.3 Mandriles.	83
2.3.2.4 Camisas de circulación.	84
2.3.2.5 Válvulas reguladoras de flujo.	84

2.3.2.6 Conectores o Niples.	85
2.3.3 Ensamble de la Sarta Selectiva.	85
<b>3. DESCRIPCIÓN DEL PILOTO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO EN CAMPO CASABE</b>	<b>87</b>
3.1 PILOTO DE INYECCION DE POLÍMERO	87
3.2 DISEÑO CONCEPTUAL	88
3.2.1 Proyección (Screening).	88
3.2.1.1 Diseño conceptual.	89
3.3 DISEÑO DEL PILOTO	90
3.3.1 Estudios de Laboratorio.	90
3.3.2 Estudio analítico.	91
3.3.3 Estudio de Simulación.	92
3.4 IMPLEMENTACIÓN DEL PILOTO DE INYECCION DE POLÍMERO	93
3.4.1 Acondicionamiento de pozos.	93
3.4.1.1 Análisis de conectividad.	94
3.4.2 Supervisión del Piloto.	95
3.5 PROCESO DE INYECCIÓN	96
3.5.1 Preparación.	96
3.5.1.1 Tratamiento del agua.	96
3.5.1.2 Preparación de la solución.	97
3.5.1.3 Transferencia de la solución polimérica.	97
3.5.2 Inyección de la solución polimérica.	97
3.5.3 Facilidades.	98
<b>4. DISEÑO EXPERIMENTAL PARA EL ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS QUE AFECTAN LA DEGRADACIÓN MECÁNICA</b>	<b>100</b>
4.1 ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS DE LA DEGRADACION MECÁNICA	100
4.1.1 Solución Polimérica.	101
4.1.1.1 Evaluación de las variables de la solución polimérica.	101
4.1.2 Líneas de flujo y estado mecánico.	101
4.1.2.1 Evaluación de las líneas de flujo y el estado mecánico.	103
4.1.3 Proceso de Inyección.	103
4.1.3.1 Evaluación de las variables del proceso de inyección.	103
4.2 DISEÑO EXPERIMENTAL A ESCALA LABORATORIO PARA LA EVALUACION DE LA DEGRADACION MECANICA DE LA SOLUCION POLIMERICA EN VALVULAS REGULADORAS DE FLUJO	104
4.2.1 Metodología experimental.	104
4.2.1.1 Norma API RP 63.	104
4.2.2 Montaje experimental.	105
4.2.2.1 Variables de trabajo.	106
4.2.2.2 Preparación de la solución polimérica madre a partir de productos de poliacrilamida seca.	106
4.2.2.3 Preparación de soluciones poliméricas diluidas a partir de la solución madre de poliacrilamida.	111

4.2.2.4 Evaluación de la degradación mecánica de las soluciones poliméricas con VRF.	114
4.2.2.5 Equipo utilizado durante la práctica.	115
4.2.2.6 Estudios reológicos.	115
4.2.2.7 Determinación de la degradación mecánica.	116
4.2.3 Resultados del Diseño Experimental.	117
4.2.3.1 Interpretación de resultados del diseño experimental.	118
4.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS SUMINISTRADOS DE LA EVALUACIÓN A ESCALA DE CAMPO	121
4.3.1 Preparación de la solución polimérica madre y diluida a partir de productos secos en la escala de campo	122
4.3.2 Evaluación de la degradación mecánica de las soluciones poliméricas procedimiento en el banco de pruebas.	123
4.3.3 Resultados de campo.	123
4.3.4 Interpretación de resultados de campo.	125
4.3.4.1 Tasa de deformación (Shear rate).	125
4.3.4.2 Presiones y caudales manejados.	125
4.3.4.3 Válvula tipo resorte.	125
4.4 ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS ENTRE ESCALAS	129
<b>5. PROPUESTA DE LA CONFIGURACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO</b>	<b>142</b>
5.1 PARAMETROS DE INYECCION	142
5.1.1 Recomendaciones de la configuración geométrica.	142
5.2 RECOMENDACIONES EN SUPERFICIE	142
5.2.1 Líneas de flujo.	143
5.3 ESTADO MECANICO	143
5.3.1 Tipo de sarta de inyección.	143
5.3.2 Pozo tipo.	143
5.3.2.1 Prognosis.	143
5.3.3 Revestimiento, cementación y cañoneo.	145
5.3.3.1 Revestimiento.	146
5.3.3.2 Cementación.	146
5.3.3.3 Cañoneo.	146
5.3.4 Cabezal y tubería de inyección.	146
5.3.4.1 Cabezal de inyección.	146
5.3.4.2 Tubería de inyección.	149
5.3.4.3 Conexiones y Niples.	150
5.3.5 Empaques y aislamiento de zona de interés.	150
5.3.5.1 Empaque mecánico.	150
5.3.6 Mandriles y Válvulas reguladoras de flujo.	150
5.3.6.1 Mandril.	150
5.3.6.2 Válvula reguladora de flujo.	152
5.3.7 Estado Mecánico Final.	152
<b>6. CONCLUSIONES</b>	<b>155</b>

<b>7. RECOMENDACIONES</b>	<b>157</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>159</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>165</b>

## LISTA DE CUADROS

	pág.
<b>Cuadro 1.</b> Miembros de arena Campo Casabe	46
<b>Cuadro 2.</b> Número de pozos Campo Casabe.	49
<b>Cuadro 3.</b> Datos de producción Campo Casabe al 2005.	50
<b>Cuadro 4.</b> Producción promedio diaria BPD para Campo Casabe 2018 - Cifras ANH.	51
<b>Cuadro 5.</b> Propiedades petrofísicas del yacimiento Campo Casabe.	51
<b>Cuadro 6.</b> Propiedades PVT Campo Casabe.	52
<b>Cuadro 7.</b> Propiedades del agua de formación Campo Casabe	53
<b>Cuadro 8.</b> Clasificación de Métodos de EOR.	56
<b>Cuadro 9.</b> Métodos de inyección selectiva.	80
<b>Cuadro 10.</b> Parámetros Piloto de Inyección de Polímero.	87
<b>Cuadro 11.</b> Resultados de ecoEOR Campo Casabe.	89
<b>Cuadro 12.</b> Volúmenes Incrementales por inyección de polímero método analítico.	91
<b>Cuadro 13.</b> Plan de completamiento - acondicionamiento de Pozos Productores.	94
<b>Cuadro 14.</b> Plan de monitoreo y seguimiento al piloto de recobro químico.	95
<b>Cuadro 15.</b> Análisis químico del agua inyectada y producida Campo Casabe.	97
<b>Cuadro 16.</b> Variables que influyen en la degradación mecánica.	100
<b>Cuadro 17.</b> Tabulación de resultados experimentales escala laboratorio válvula tipo resorte.	117
<b>Cuadro 18.</b> Tabulación de resultados experimentales escala campo válvula tipo resorte.	124
<b>Cuadro 19.</b> Variación de la viscosidad de la solución según su preparación.	129
<b>Cuadro 20.</b> Comparación %DR – por fase, concentración y diámetro.	130
<b>Cuadro 21.</b> Diámetros óptimos de inyección de una solución polimérica de 500 ppm a 300 BPD para una VRF tipo resorte.	141
<b>Cuadro 22.</b> Parámetros de inyección del piloto.	142
<b>Cuadro 23.</b> Prognosis de formaciones Pozo CS-I	144
<b>Cuadro 24.</b> Parámetros del Casing de Revestimiento Inferior.	148
<b>Cuadro 25.</b> Parámetros del Casing de Revestimiento Intermedio.	149
<b>Cuadro 26.</b> Parámetros del Casing de Tubería de Producción/Inyección.	149
<b>Cuadro 27.</b> Especificaciones técnicas generales del mandril RWF-R.	150
<b>Cuadro 28.</b> Localizaciones de aplicación de los mandriles RWF-R.	151
<b>Cuadro 29.</b> Estado Mecánico de Completamiento Pozo CS-I propuesto.	153

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Ubicación geográfica Campo Casabe.	32
<b>Figura 2.</b> Ubicación Cuenca Sedimentaria del Valle Medio del Magdalena.	33
<b>Figura 3.</b> Columna estratigráfica del Campo Casabe (Terciario).	35
<b>Figura 4.</b> Columna estratigráfica del Campo Casabe (Eoceno – Jurásico).	36
<b>Figura 5.</b> Geología estructural VMM.	42
<b>Figura 6.</b> Interpretación Línea Sísmica N-S Campo Casabe.	43
<b>Figura 7.</b> Estructura Tridimensional Campo Casabe.	44
<b>Figura 8.</b> Carta Sistema Petrolífero Cuenca Valle Medio del Magdalena	45
<b>Figura 9.</b> Tipo de Kerógeno Roca Generadora VMM	45
<b>Figura 10.</b> Estructura química HPAM.	60
<b>Figura 11.</b> Estructura química Goma Xántica.	62
<b>Figura 12.</b> Comportamiento de los fluidos newtonianos y no newtonianos.	63
<b>Figura 13.</b> Gradiente de velocidad de un fluido en movimiento.	65
<b>Figura 14.</b> Viscosímetro de tambor rotatorio.	67
<b>Figura 15.</b> Principio de continuidad.	68
<b>Figura 16.</b> Esquema de Inyección de agua en un yacimiento homogéneo (desplazamiento tipo pistón sin fugas).	77
<b>Figura 17.</b> Diagrama de Inyección Selectiva.	78
<b>Figura 18.</b> Comparación de la configuración mecánica de inyección con sarta simple y selectiva.	79
<b>Figura 19.</b> Inflow Control Device.	81
<b>Figura 20.</b> Packer Hidráulico PCS-5	82
<b>Figura 21.</b> Mandril Convencional.	83
<b>Figura 22.</b> Mandril de Bolsillo interior.	83
<b>Figura 23.</b> Camisa de Circulación.	84
<b>Figura 24.</b> Configuración de VRF-Tipo Resorte.	85
<b>Figura 25.</b> EOR Diagrama de tiempo.	88
<b>Figura 26.</b> Esquema Conceptual del Patrón de Inyección	90
<b>Figura 27.</b> Representación esquemática del Sector del Bloque VI.	92
<b>Figura 28.</b> Configuración esquemática de los modelos de los casos simulados.	93
<b>Figura 29.</b> Acondicionamiento de los pozos del piloto.	94
<b>Figura 30.</b> Esquema de Facilidades Generales para la Inyección de Polímero.	98
<b>Figura 31.</b> Facilidades de Inyección Campo Casabe.	99
<b>Figura 32.</b> Montaje evaluación de la degradación mecánica a escala laboratorio y a escala de pozo	102
<b>Figura 33.</b> Montaje experimental para la evaluación de la degradación mecánica a escala laboratorio.	105
<b>Figura 34.</b> Variación de parámetros en el montaje experimental a escala laboratorio.	106

<b>Figura 35.</b> Diagrama de preparación en laboratorio de soluciones de polímero a partir de productos de poliacrilamida seca	107
<b>Figura 36.</b> Pesaje del polímero en polvo y el agua de preparación de Casabe	108
<b>Figura 37.</b> Agitador de preparación.	109
<b>Figura 38.</b> Agitación de la solución madre.	109
<b>Figura 39.</b> Solución madre a 5.000 ppm.	110
<b>Figura 40.</b> Solución madre hidratada	110
<b>Figura 41.</b> Diagrama de preparación en laboratorio de soluciones de polímeros a partir de la solución madre de poliacrilamida.	111
<b>Figura 42.</b> Elementos necesarios para la preparación de la solución diluida.	112
<b>Figura 43.</b> Pesaje de la solución madre y el agua para la dilución a 300ppm	113
<b>Figura 44.</b> Dilución de la solución	113
<b>Figura 45.</b> Procedimiento para la evaluación de la degradación mecánica de las soluciones poliméricas ante diversos esfuerzos de corte.	114
<b>Figura 46.</b> Elementos y accesorios adicionales al montaje.	115
<b>Figura 47.</b> Diagrama del uso del viscosímetro.	116
<b>Figura 48.</b> Variaciones de parámetros en montaje experimental a escala en campo válvula 1.	122
<b>Figura 49.</b> Preparación de la solución polimérica a escala piloto.	123
<b>Figura 50.</b> Diagrama montaje experimental en campo.	123
<b>Figura 51.</b> Válvulas Reguladoras de Flujo.	140
<b>Figura 52.</b> Prognosis del Pozo CB-I	144
<b>Figura 53.</b> Estado Mecánico Pozo CS-I	145
<b>Figura 54.</b> Cabezal de Inyección.	147
<b>Figura 55.</b> Partes del Cabezal de Inyección.	147
<b>Figura 56.</b> Sistema de disposición de mandriles concéntricos RWF-R.	151
<b>Figura 57.</b> Estado Mecánico de Completamiento Pozo CS-I propuesto.	154



## LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
<b>Gráfica 1.</b> Tasa promedio de producción de petróleo diaria Campo Casabe.	50
<b>Gráfica 2.</b> Comportamiento de la viscosidad del polímero en función de la velocidad de cizallamiento.	64
<b>Gráfica 3.</b> Efecto del cizallamiento en la viscosidad del HPAM y la Goma Xántica.	74
<b>Gráfica 4.</b> Comportamiento típico de la viscosidad en función de la velocidad de corte para una solución de HPAM.	75
<b>Gráfica 5.</b> Resultados a escala laboratorio para 300 ppm - %DR vs Diámetros de orificio de la VRF.	118
<b>Gráfica 6.</b> Variación de la viscosidad a escala laboratorio para 300 ppm - %DR vs Diámetros de orificio de la VRF.	119
<b>Gráfica 7.</b> Porcentaje de Degradación Mecánica Vs Diámetro de la VRF tipo Resorte para una solución de 500 ppm a condiciones de laboratorio.	119
<b>Gráfica 8.</b> Variación de la Viscosidad Vs Diámetro de la VRF tipo Resorte para una solución de 500 ppm a condiciones de laboratorio	120
<b>Gráfica 9.</b> Resultados a escala laboratorio para 1.000 ppm - %DR vs Diámetros de orificio de la VRF.	120
<b>Gráfica 10.</b> Variación de la viscosidad a escala laboratorio para 1.000 ppm - %DR vs Diámetros de orificio de la VRF.	121
<b>Gráfica 11.</b> Porcentaje de Degradación Mecánica Vs Shear Rate en VRF tipo Resorte para una solución de 300 ppm a condiciones de campo.	126
<b>Gráfica 12.</b> Porcentaje de Degradación Mecánica Vs Shear Rate en VRF tipo Resorte para una solución de 500 ppm a condiciones de campo.	127
<b>Gráfica 13.</b> Porcentaje de Degradación Mecánica Vs Shear Rate en VRF tipo Resorte para una solución de 1.000 ppm a condiciones de campo.	128
<b>Gráfica 14.</b> Comparación resultados de %DR en laboratorio y campo para 300 ppm en función de los diámetros de la VRF.	131
<b>Gráfica 15.</b> . Comparación resultados de %DR en laboratorio y campo para 500 ppm en función de los diámetros de la VRF.	132
<b>Gráfica 16</b> Comparación resultados de %DR en laboratorio y campo para 1.000 ppm en función de los diámetros de la VRF.	133
<b>Gráfica 17.</b> Comparación resultados de %DR en laboratorio y campo para un diámetro de 2 mm de la VRF en función de la concentración del polímero.	134
<b>Gráfica 18.</b> Comparación resultados de %DR en laboratorio y campo para un diámetro de 3 mm de la VRF en función de la concentración del polímero.	135
<b>Gráfica 19</b> Comparación resultados de %DR en laboratorio y campo para un diámetro de 4 mm de la VRF en función de la concentración del polímero.	136
<b>Gráfica 20.</b> Comparación resultados de %DR en laboratorio y campo para un diámetro de 6 mm de la VRF en función de la concentración del polímero.	137

<b>Gráfica 21.</b> Comparación resultados de %DR en laboratorio y campo para un diámetro de 9 mm de la VRF en función de la concentración del polímero.	138
<b>Gráfica 22.</b> Comparación resultados de %DR en laboratorio y campo para un diámetro de 10 mm Full Open de la VRF en función de la concentración del polímero.	139

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
<b>Ecuación 1.</b> Movilidad de un fluido.	58
<b>Ecuación 2.</b> Razón de movilidad Agua-Aceite.	58
<b>Ecuación 3.</b> Viscosidad dinámica.	65
<b>Ecuación 4.</b> Viscosidad cinemática.	66
<b>Ecuación 5.</b> Demostración de la conservación de la masa y principio de continuidad en flujo incompresible.	68
<b>Ecuación 6.</b> Energía mecánica.	69
<b>Ecuación 7.</b> Principio de Bernoulli.	69
<b>Ecuación 8.</b> Numero de Reynolds.	70
<b>Ecuación 9.</b> Numero de Reynolds en unidades de campo.	70
<b>Ecuación 10.</b> Perdida de energía asociada a la fricción.	71
<b>Ecuación 11.</b> Factor de fricción para flujo laminar.	71
<b>Ecuación 12.</b> Perdidas de Fricción por Válvulas.	72
<b>Ecuación 13.</b> Definición de la viscosidad dependiente de la velocidad de corte (fluidos no newtonianos).	74
<b>Ecuación 14.</b> Shear Rate modificada para flujo en tubería.	76
<b>Ecuación 15.</b> Calculo peso del polímero HPAM en polvo.	107
<b>Ecuación 16.</b> Calculo de HPAM en polvo con humedad.	108
<b>Ecuación 17.</b> Calculo de Diluciones.	112
<b>Ecuación 18.</b> Degradación Mecánica.	116

## LISTA DE ABREVIATURAS

%	Porcentaje
°	Grados
"	Pulgadas
,	Unidades Decimales
.	Unidades de Mil
'	Unidades de Millón
$\Delta$	Variación.
$\phi$	Diámetro.
$\lambda$	Movilidad
$\dot{m}$	Flujo Másico
$\nu$	Viscosidad Cinemática
$\mu$	Viscosidad Dinámica
$\rho$	Densidad
$\pi$	PI
$\tau$	Esfuerzo Cortante
$\dot{\gamma}$	Shear Rate (Tasa de Deformación)
°API	Gravedad del Crudo
°C	Grados Centígrados
°F	Grados Fahrenheit
<b>ANH</b>	Agencia Nacional de Hidrocarburos
<b>API</b>	American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)
<b>aprox.</b>	Aproximadamente
<b>ASP</b>	Alkaline Surfactant Polymers (Inundación con Polímeros Tensoactivos Alcalinos)
<b>Bbl</b>	Barril
<b>BHA</b>	Bottom Hole Assembly (Ensamblaje de Fondo)
<b>BPDC</b>	Barriles Promedio Por Día Calendario
<b>BPD o bbl/d</b>	Barriles de Petróleo por Día
<b>Br</b>	Barril en reservorio o yacimiento
<b>BSFS</b>	Sistema de Fallas Bituima y La Salina
<b>BSMF</b>	Sistema de Fallas Bucaramanga – Santa Marta
<b>BSW</b>	Basic Sediment and Water (Contenido de Agua Libre y Sedimentos)
<b>C</b>	Concentración
<b>CB</b>	Casabe
<b>cc</b>	Centímetro Cúbico
<b>CCL</b>	Casing Collar Locator (Registro de Detector de Collares)
<b>cP</b>	Centipoise
<b>Cs</b>	Concentración de la Solución
<b>Cund.</b>	Cundinamarca
<b>D.C</b>	Distrito capital
<b>DR</b>	Degradación Mecánica
<b>E<sub>A</sub></b>	Eficiencia Areal.

<b>EOR</b>	Enhanced Oil Recovery
<b>ESFS</b>	Sistema de Fallas Espíritu Santo
<b>ESP</b>	Electrosumergible Pump (Bomba Electrosumergible)
<b>FR</b>	Factor De Recobro Actual
<b>FRp</b>	Factor De Recobro Primario
<b>FRs</b>	Factor De Recobro Secundario
<b>ft</b>	Feet (Pies)
<b>g</b>	Gravedad
<b>GFB</b>	Falla de Rumbo de Ibagué
<b>GR</b>	Gamma Ray
<b>HD</b>	High Definition (Alta Definición)
<b>HPAM</b>	Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada
<b>ICP</b>	Instituto Colombiano del Petróleo
<b>in</b>	Plugadas
<b>km</b>	Kilómetros
<b>L</b>	Litros
<b>lb</b>	Libras
<b>k</b>	Permeabilidad
<b>m</b>	Metros
<b>M</b>	Razón de Movilidad.
<b>MBLS</b>	Miles de Barriles
<b>mD</b>	Mili Darcy
<b>mg</b>	Mili Gramos
<b>mL</b>	Mili Litros
<b>mm</b>	Mili Metros
<b>MMBO</b>	Millones de Barriles de Aceite
<b>m polímero</b>	Masa de Polímero
<b>N-S</b>	Norte - Sur
<b>Np</b>	Net Production (Producción Acumulada Total)
<b>Npp</b>	Net Primary Production (Producción Primaria Acumulada)
<b>Nps</b>	Net Secondary Production (Producción Secundaria Acumulada)
<b>NW-SE</b>	NorthWest-SouthEast (NorOeste - SurEste)
<b>Ohm-m</b>	Ohm por Metro
<b>OOIP</b>	Original Oil In Place (Petróleo Original Insitu)
<b>P</b>	Presión
<b>Pb</b>	Presión de Burbuja
<b>Pc</b>	Pies Cúbicos
<b>PCP</b>	Progressive Cavity Pump (Bombeo de Cavidades Progresivas)
<b>ppm</b>	Partes por Millón
<b>ppm-Cl</b>	Partes por Millón de Cloruros
<b>ppm-NaCl</b>	Partes por Millón de Cloruro de Sodio
<b>prom.</b>	Promedio
<b>Psi</b>	Pounds-Force per Square Inch (Libra de Fuerza por Pulgada Cuadrada)

<b>Psig</b>	Gauge Pounds per Square Inch (Presión Manométrica o relativa al ambiente en Libra de Fuerza por Pulgada Cuadrada)
<b>PVT</b>	Presión, volumen, temperatura
<b>Q</b>	Caudal
<b>Qiny</b>	Caudal Inyectado
<b>RCA</b>	Routine Core Analysis (Análisis de Rutina de Núcleos)
<b>RP</b>	Recommended Practices (Prácticas recomendadas)
<b>RSB</b>	Relación Gas Disuelto a condiciones Burbuja
<b>S. A</b>	Sociedad Anónima
<b>SCAL</b>	Special Core Analysis (Análisis Especial de Núcleos)
<b>SLA</b>	Sistema de levantamiento Artificial
<b>SG</b>	Specific Gravity (Gravedad Específica)
<b>Sor</b>	Residual Oil Saturation (Saturación de Aceite Residual)
<b>STB</b>	Stock Tank Barrel (Barril en Tanque de Almacenamiento)
<b>STOIIP</b>	Stock Tank Original Oil In Place (Petróleo Original a Condiciones de Tanque de Almacenamiento)
<b>SS</b>	Sub Sea (Bajo el nivel del mar)
<b>T</b>	Temperatura
<b>TDS</b>	Total Dissolved Solids (Sólidos Disueltos Totales)
<b>TOC</b>	Total Organic Carbon (Carbono Orgánico Total)
<b>TON</b>	Tonelada
<b>Ty</b>	Temperatura de Yacimiento
<b>VMM</b>	Valle Medio de Magdalena
<b>VRF</b>	Válvula Reguladora de Flujo

## GLOSARÍO

**ARENISCA:** roca sedimentaria clástica compuesta predominantemente por arena, caracterizada por su alto grado de porosidad y permeabilidad.

**BARRIL:** unidad volumétrica americana usada para medir fluidos especialmente de la industria petrolera (agua y petróleo), equivale aproximadamente a 5.615 pies cúbicos.

**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA:** representación gráfica que describe la secuencia geológica vertical de las unidades de roca en un área determinada.

**COMPLETAMIENTO:** es el diseño, selección e instalación del sistema de tuberías, empaques y accesorios para la producción o la inyección en un pozo.

**CUENCA SEDIMENTARIA:** depresión de la corteza terrestre, formada mediante la actividad tectónica de placas, lo cual favorece la acumulación de sedimentos.

**DEGRADACIÓN:** pérdida de calidad en las cualidades y características de algo o alguien que se da de modo progresivo. Hace referencia a la situación en la que un individuo u objeto de importancia ve reducido su poder, capacidad, habilidad, etc., por la acción de un ente determinado.

**DEGRADACIÓN MECÁNICA:** es la variación que presenta un fluido en su viscosidad aparente frente a distintos eventos de degradación como lo son la fricción y las caídas de presión.

**DISEÑO EXPERIMENTAL:** consiste en trabajos sistemáticos que aprovechan los conocimientos existentes obtenidos de la investigación y/o la experiencia práctica, y está dirigido a la producción de nuevos materiales, productos o dispositivos; a la puesta en marcha de nuevos procesos, sistemas y servicios, o a la mejora sustancial de los ya existentes.

**EFICIENCIA DE BARRIDO:** medida de la efectividad de un proceso de recuperación de petróleo mejorado, que depende del volumen del yacimiento contactado por el fluido inyectado.

**EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL:** es el área del yacimiento representada en forma de fracción que será contactada por el agua, y esta está en función de las propiedades relativas del flujo del agua y el crudo.

**EFICIENCIA DE BARRIDO VERTICAL:** es la parte del yacimiento vertical representada en forma de fracción que será contactada por el agua, y esta está en función de estratificación del yacimiento.

**EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO:** es la representación en fracción del fluido desplazado (petróleo) por el contacto con el fluido desplazante (agua de inyección).

**ESFUERZO CORTANTE:** se define como la fuerza necesaria para que una unidad de área de una sustancia o un fluido se desplace sobre la superficie de otra. Se denota comúnmente con la letra griega  $\tau$ .

**ESTADO MECÁNICO DE COMPLETAMIENTO:** término genérico utilizado para describir los eventos y el equipo necesario para poner en producción el pozo, una vez que han concluido las operaciones de perforación.

**FACTOR DE RECOBRO:** es el volumen de petróleo que se ha drenado de un yacimiento con respecto a la cantidad original en sitio en términos fraccionales.

**FLUIDO NEWTONIANO:** se conoce como fluido newtoniano, el cual cumple con la condición de tener una relación lineal entre los esfuerzos cortantes y el gradiente de velocidad, con una pendiente constante (viscosidad).

**FLUIDO NO NEWTONIANO:** se conoce como fluido no newtoniano, aquel que no cumple con la condición de tener una relación lineal entre los esfuerzos cortantes y el gradiente de velocidad, con una pendiente constante.

**FLUIDO SEUDOPLÁSTICO:** en este tipo de fluido las viscosidades iniciales aparentes son altas y empiezan a disminuir conforme aumenta el gradiente de velocidad.

**FORMACIÓN:** unidad lito-estratigráfica comprendida por cuerpos rocosos con características litológicas comunes.

**GRADIENTE DE VELOCIDAD:** representa la variación de la velocidad de una capa o lamina de fluido respecto a la anterior, además también puede darse en función de los límites de flujo entre la superficie estática y la dinámica.

**HETEROGENEIDAD:** es la característica de una propiedad física o petrofísica de variar su valor dependiendo el punto donde esta sea medida en el yacimiento.

**INVESTIGACIÓN APLICADA:** genera nuevo conocimiento o usa conocimiento existente, en respuesta a un problema o necesidad identificada. Tiene como propósito una aplicación o utilización determinada de manera inmediata.



**POLÍMERO:** molécula grande compuesta de unidades que se repiten, pueden clasificarse según su origen y estructura.

**RECOBRO MEJORADO:** método para maximizar la recuperación de petróleo a través del uso de técnicas que alteran las propiedades originales del petróleo y las características del yacimiento. Su propósito no es solamente restaurar la presión de la formación, sino también mejorar el desplazamiento del petróleo o el flujo de fluidos en el yacimiento.

**SARTA DE INYECCIÓN:** es un tipo de completamiento diseñado para inyectar un fluido a la formación (agua, agua mejorada, vapor, etc.), a través de una serie de válvulas las cuales pueden estar sujetas a una línea de flujo directa, o sometidas a valores de presión para activarse. Estas sartas pueden ser de origen único para inyección con sarta simple a varias capas de yacimiento o selectivas y exponer a cada una de las capas de yacimiento a una válvula y un empaque, esto permite inyectar de forma más eficiente según las necesidades de cada capa.

**TASA DE DEFORMACIÓN O VELOCIDAD DE CORTE:** es la velocidad con la que se aplica una deformación de corte progresivo a un material en específico.

**YACIMIENTO:** estructura rocosa ubicada en el subsuelo con la capacidad de almacenar y explotar hidrocarburos, esta debe ser porosa y permeable.

**VISCOSIDAD:** es una propiedad presente en los fluidos que permite visualizar la resistencia que posee un fluido, en relación con un esfuerzo cortante y la velocidad de corte.

## RESUMEN

Durante el último siglo la producción de petróleo ha sido de vital importancia para el desarrollo y avance de las sociedades, por lo tanto, la demanda global de este recurso sigue en aumento, lo cual hace necesario nuevos descubrimientos de yacimientos de hidrocarburos, además de que en la industria los ingenieros de petróleos realicen mejoras en los proyectos de producción incremental de petróleo.

El presente trabajo de grado se enfoca en el Campo Casabe perteneciente a la cuenca sedimentaria del Valle Medio de Magdalena, en este se implementó la técnica de inyección de agua como proceso de recobro mejorado, sin embargo, se presentaron problemas de irrupción temprana de agua en los pozos productores durante el proceso de inyección. Teniendo esto en cuenta, la compañía operadora ECOPETROL S.A. decidió evaluar un proyecto de inyección de polímero.

La inyección de polímero es uno de los principales métodos de recobro, ampliamente utilizado gracias al bajo costo del proceso, la disponibilidad del fluido motriz y la eficiencia en el desplazamiento de crudo. Sin embargo, el éxito de este depende principalmente de la viscosidad adecuada de la solución polimérica, aunque esta se ve afectada por diversos factores, el eje central de este proyecto fue la degradación mecánica.

Por ello se realizó un análisis a la degradación mecánica que sufre el polímero al momento de la inyección, a través de un montaje experimental recreando el proceso a condiciones de laboratorio y contrastándolo con los resultados de un montaje evaluado en campo por la compañía operadora.

Finalmente se recomienda una configuración para el estado mecánico de completamiento en los pozos inyectoros, la cual permita que el proceso tenga la menor afectación posible debido a la variación de las condiciones de diseño de la solución polimérica.

**PALABRAS CLAVES:** Inyección Polímero, Diseño Experimental, Estado Mecánico, Completamiento, Degradación Mecánica, Valle Medio Magdalena, Casabe.

## INTRODUCCIÓN

Uno de los parámetros de medida del rendimiento en las operaciones de producción de hidrocarburos es el factor de Recobro, el cual a nivel mundial es cercano al 30% dada la diversidad de técnicas y tecnologías aplicadas al recobro mejorado, sin embargo para Colombia este valor es cercano al 19% según cifras de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)<sup>1</sup>.

La inyección de polímero es una técnica que permite incrementar el factor de recobro al modificar la eficiencia de desplazamiento del crudo, lo cual se logra principalmente gracias a la modificación de la razón de movilidad entre el crudo y el agua, en donde el polímero juega un papel fundamental debido a que este incrementa la viscosidad del agua y por lo tanto uno de los factores más importantes a tener en cuenta es la degradación que sufrirá este a las condiciones propias de inyección al yacimiento, es decir que la eficacia del proceso de recobro radica en que la solución polimérica cuente con la menor variación en su viscosidad para cumplir efectivamente el control de movilidad en el yacimiento.

Dado que en el país existen distintos prospectos en campos maduros a cargo de la estatal ECOPETROL S.A. (Palogrande-Cebú, Chichimene, Yariguí-Cantagallo, Casabe<sup>2</sup> y el más reciente La Cira-Infantas<sup>3</sup>) es necesario realizar estudios previos a la inyección de polímeros para así poder asegurar un aumento en la producción de petróleo y generar mejor rentabilidad.

La degradación mecánica es uno de los tipos de degradación a los que está expuesto el polímero durante el proceso de inyección, es generada por la fricción interna y las caídas de presión, presentadas por el flujo del fluido en tubería y se incrementa en función de los accesorios (válvulas y completamiento) que se encuentren a lo largo de la trayectoria de superficie a fondo, ya que en estos puntos se presenta un incremento de la tasa de deformación (shear rate).

---

<sup>1</sup> COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Boletín Proyecto de Resolución de Reservas ANH 2017

<sup>2</sup> JIMÉNEZ, R, *et al.* Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia. En: Acipet. 2017, p.1.

<sup>3</sup> ECOPETROL S.A. Resultados tercer trimestre 2018 por la senda del crecimiento rentable y sostenible. 2018, p.14

Es por eso que se hace necesaria la evaluación de los puntos de caída de presión a los que estará sometida la solución polimérica a lo largo de la sarta de inyección para así poder determinar la configuración del estado de completamiento más adecuada para el proceso, teniendo en cuenta el tipo de polímero, su concentración y las condiciones propias del proceso de inyección según los parámetros operativos en campo.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Determinar la configuración del estado mecánico de completamiento basado en los parámetros de inyección de polímero para la reducción de la degradación mecánica.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- 1.** Describir las características geológicas y petrofísicas del Campo Casabe y del piloto de inyección de polímero.
- 2.** Analizar los parámetros que influyen en la degradación mecánica de polímero.
- 3.** Evaluar experimentalmente la degradación mecánica de una solución polimérica del Campo Casabe a través de válvulas reguladoras de flujo a condiciones de laboratorio y operacionales.
- 4.** Proponer la configuración del estado mecánico de completamiento correspondientes al caso de estudio.

## 1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE

En el siguiente capítulo, se describirán brevemente las características históricas, geológicas, estructurales, estratigráficas y operacionales del Campo Casabe.

### 1.1 DESCRIPCIÓN HISTÓRICA DEL CAMPO

El Campo Casabe perteneciente a la cuenca sedimentaria de Valle Medio de Magdalena (VMM), fue descubierto en el año de 1941 por la seccional colombiana de la empresa anglo-holandesa Shell, la cual, ingreso al país en la década de los años treinta, esta firmaría el contrato de la Concesión Yondó<sup>4</sup>. Fue el pozo Casabe 1 completado y puesto en producción el día 20 de octubre de 1941 el descubridor del campo<sup>5</sup>, Posteriormente, en el año de 1975 la concesión revertió a la estatal petrolera ECOPETROL S.A.<sup>6</sup>, la cual es responsable del manejo y producción de este campo hasta el día de hoy.

Durante la década de los años setenta, tanto la energía del yacimiento como su producción decayeron hasta aproximadamente cinco mil barriles producidos diariamente y el factor de recobro primario para el campo era cercano al 13%<sup>7</sup>, es por ello que ECOPETROL S.A. decidió optar por la implementación un programa de inyección de agua con la finalidad de incrementar la producción de Casabe.

Para finales del año 1979, el campo contaba con una malla de inyección compuesta por patrones de cinco puntos con cerca de 500 pares de pozos productores e inyectores<sup>8</sup>, pero problemas de colapsos en los pozos inyectores e irrupciones tempranas en los productores, conllevaron a una eficiencia en el barrido vertical cercana al 20% por la variación de densidad del crudo entre las areniscas superiores e inferiores<sup>9</sup>.

La conversión de muchos de los pozos inyectores a productores para remplazar los pozos afectados, modificó los esquemas de inyección del campo, ocasionando una disminución significativa en la tasa de agua inyectada y por ende en la eficiencia areal.

---

<sup>4</sup> VÁSQUEZ, Hernán. La historia del petróleo en Colombia. En: Revista Universidad EAFIT [en línea]. 1994, vol. 30 no. 93, p.107. [Consultado en noviembre de 2018]. Disponible en: <http://publicaciones.eafit.edu.co/index.php/revista-universidad-eafit/article/view/1418>

<sup>5</sup> EL TIEMPO. Casabe o la odisea petrolera. En: El Tiempo [en línea]. 12 mayo 1991. [Consultado en noviembre de 2018]. Disponible en: <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-81704>

<sup>6</sup> VÁSQUEZ, Hernán. Op. cit., p. 107.

<sup>7</sup> AMAYA, Mauro, *et al.* Casabe: Revitalización de un campo maduro. En: Oilfield Review Primavera [en línea]. 2010, vol. 22 no. 1, p.5.

<sup>8</sup> *Ibíd.*, p, 9.

<sup>9</sup> *Ibíd.*, p, 10.

Fue entonces cuando ECOPEPETROL S.A. realizó una nueva campaña de perforación, con la finalidad de montar esquemas de inyección uniformes en el yacimiento mejorando tanto la eficiencia areal de barrido como la producción del campo, además de disminuir los problemas de irrupción temprana y canalizaciones de agua<sup>10</sup>.

A partir del año 2004 ECOPEPETROL S.A. en alianza con Schlumberger ejecuta proyectos de desarrollo para yacimientos de alta complejidad, incrementando la tasa de producción a más de 16.000 BPD y para el año 2010 el factor de recobro era cercano al 22%<sup>11</sup>. En el año 2014 inicio la evaluación de un piloto de inyección de polímero para el campo<sup>12</sup>.

## 1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO

El Campo Casabe ubicado en Colombia, perteneciente a la cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena, en el departamento de Antioquia, corregimiento del municipio de Yondó, en cercanías de la ciudad de Barrancabermeja (Santander), está limitado geográficamente al Norte por la vereda San Miguel del Tigre, al Oriente y al Norte por el Río Magdalena, al Sur por el Municipio de Yondó y al Occidente por la vereda El Cóndor, en la **Figura 1** se ilustra el polígono de la ubicación geográfica del campo.

Actualmente es operado por la empresa estatal ECOPEPETROL S.A. y pertenece al Convenio de Explotación Casabe, su principal vía de acceso es a través del Río Magdalena, desembarcando en Puerto Casabe desde Barrancabermeja. Está situado cerca de 350 km desde la Ciudad de Bogotá D.C.

Para llegar al campo por vía terrestre desde Bogotá, se puede iniciar por la vía Bogotá-La Vega (Cund.) Carretera 50 (unos 48 km aprox.), continuar rumbo a Villeta (Cund., unos 25 km aprox.), en la ruta a Guaduas (Cund., 32 km aprox.), tomar la salida Guaduas-Caparrapi por la carretera 56 dirigiéndose hacia la Dorada (Caldas, unos 80 km aprox.), continuando por la Troncal Magdalena llegando al municipio de Puerto Boyacá (Boyacá, unos 70 km aprox.) con destino a Puerto Nare (Antioquia, unos 75 km aprox.), seguir rumbo a Barrancabermeja (Santander, 175 km aprox.), y una vez en la cabecera municipal dirigirse por la calle 37 y la carrera 28 hacia la calle 67 (5.2 km aprox.), tomar la carrera 7<sup>o</sup> hasta la calle 74 y finalmente la Vía Yondó-Barrancabermeja hasta Casabe (16.1 km aprox.).

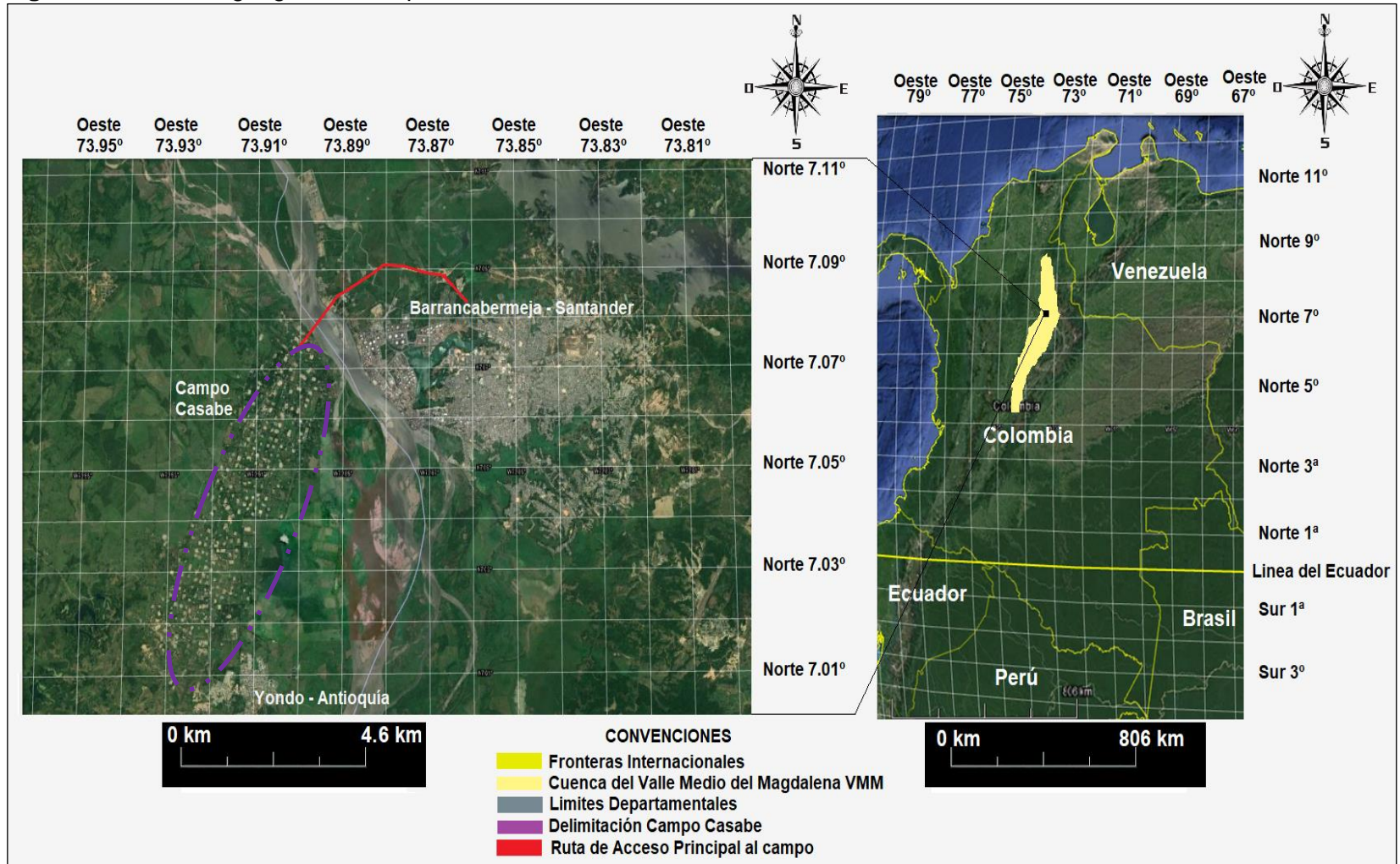
---

<sup>10</sup> *Ibíd.*, p. 5.

<sup>11</sup> *Ibíd.*, p. 5.

<sup>12</sup> JIMÉNEZ, Op. cit., p. 14.

**Figura 1. Ubicación geográfica Campo Casabe.**



**Fuente:** elaboración propia, con base en (Google Earth Pro @2018. En línea).

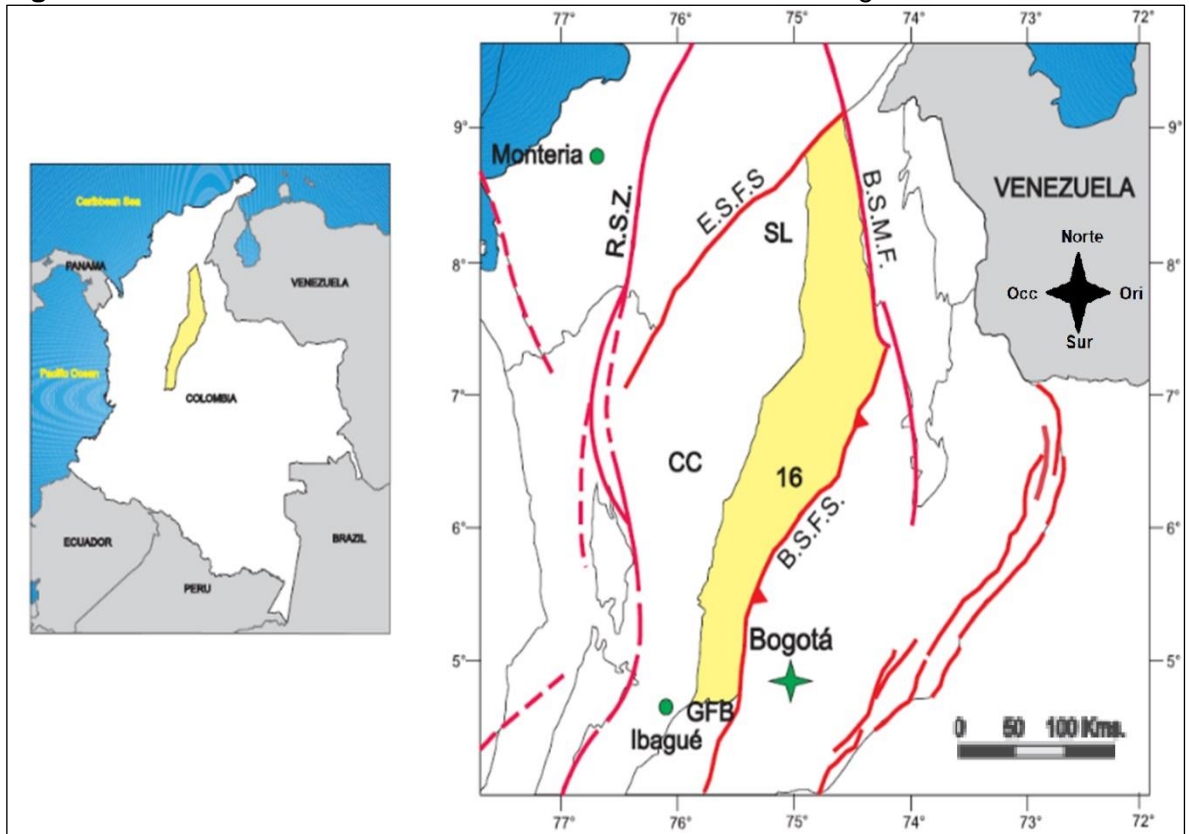


### 1.3 MARCO GEOLÓGICO

En esta sección se describirá concisamente la estratigrafía, geología estructural y del petróleo del Campo Casabe.

La cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), es una de las veintitrés cuencas sedimentarias localizadas en Colombia, esta se encuentra ubicada sobre el valle del Río Magdalena y cuenta con una extensión aproximada de 34.000 kilómetros cuadrados<sup>13</sup>, geográficamente se extiende entre las Cordilleras Oriental y Central de los Andes Colombianos los cuales son sus límites orientales y occidentales respectivamente, está limitada al sur por la falla de rumbo de Ibagué (GFB), al norte por el sistema de fallas Espíritu Santo (ESFS), al noreste por el sistema de fallas Bucaramanga – Santa Marta (BSMF) y al sureste el sistema de fallas Bituima y La Salina (BSFS), como muestra la **Figura 2**.

**Figura 2.** Ubicación Cuenca Sedimentaria del Valle Medio del Magdalena.



**Fuente:** elaboración propia, con base en (ANH. Middle Magdalena Valley Basin. En: ANH. Colombian Sedimentary Basins [en línea]. 2007, p.45.).

<sup>13</sup> BARRERO, Darío, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology a New Proposal. [en línea]. Bogotá. ANH and B&M Exploration Ltda. 2007, p.78.

**1.3.1 Evolución de la Cuenca de Valle Medio del Magdalena.** Esta cuenca sedimentaria, a lo largo de su historia geológica ha presentado eventos tectónicos de tipo distensivos y compresivos, los cuales la han formado como se le conoce hoy en día.

Cerca del Periodo Triásico Tardío se generó por el movimiento distensivo un graben (fosa) continental, bordeado por fallas normales, lo que permitió el depósito de sedimentos de origen continental<sup>14</sup> y durante el Periodo Jurásico, gruesos espesores de rocas sedimentarias correspondientes a conglomerados y areniscas de ambientes desérticos, darían origen a las formaciones Bocas, Jordán, Girón y los Santos <sup>15</sup> .

A mediados del Cretáceo Inferior, un fallamiento normal sucesivo y una subsidencia en la zona provocada por movimiento tectónico, generaron una transgresión oceánica al oriente de la Cordillera Central, que avanzó desde la costa norte hasta el Putumayo<sup>16</sup>, cubriendo el Valle del Magdalena (Inferior, Medio y Superior); esto llevo a que grandes espesores de sedimentos marinos se depositarán, principalmente carbonatos con intercalaciones de arcilla, los cuales dieron origen a las formaciones de Rosa Blanca, Paja, Tablazo y Simití<sup>17</sup>, mientras los sedimentos arcillosos con alto contenido de material orgánico fueron los responsables de la abundancia de hidrocarburos y la deposición de la formación La Luna (roca generadora).

En el Periodo del Paleoceno, inició el levantamiento del macizo de Santander-Floresta, simultáneamente se retiró el mar de la Cordillera oriental<sup>18</sup>, y los grandes depósitos marinos se vieron rodeados por ambientes transicionales, como grandes extensiones de zonas pantanosas, ciénagas y zonas deltaicas, generando depósitos ricos en material vegetal, arcilla y arenas<sup>19</sup> (formaciones Guaduas, Los Cuervos, entre otras).

Para el Paleoceno Medio, se presentó una gran erosión del material depositado durante este periodo y parte del Cretáceo, la cual es conocida regionalmente como la Discordancia Eoceno-Paleoceno<sup>20</sup>. Del periodo comprendido entre el Eoceno y el

---

<sup>14</sup> MOJICA, Jairo y FRANCO, Ricardo. Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena, Colombia. En: Geología Colombiana [en línea]. 1990 vol. 17, p.20. [Consultado en noviembre de 2018]. Disponible en: <http://www.bdigital.unal.edu.co/31460/1/30633-110914-1-PB.pdf>

<sup>15</sup> GUERRERO, Alberto. La Geología de Colombia. En: Revista AVANTE, Ingenieros Militares, Ejército de Colombia. 1987. Vol. 9, p.3. [Consultado en noviembre de 2018]. Disponible en: <https://repositorio.gestiondelriesgo.gov.co/bitstream/handle/20.500.11762/18905/1187.pdf;jsessionid=4A120A7DF78D3E24BAB5D2E61467CD9B?sequence=1>

<sup>16</sup>Ibíd., p. 3.

<sup>17</sup>Ibíd., p. 3.

<sup>18</sup> MOJICA, Op. cit., p. 20.

<sup>19</sup> GUERRERO, Op. cit., p. 4.

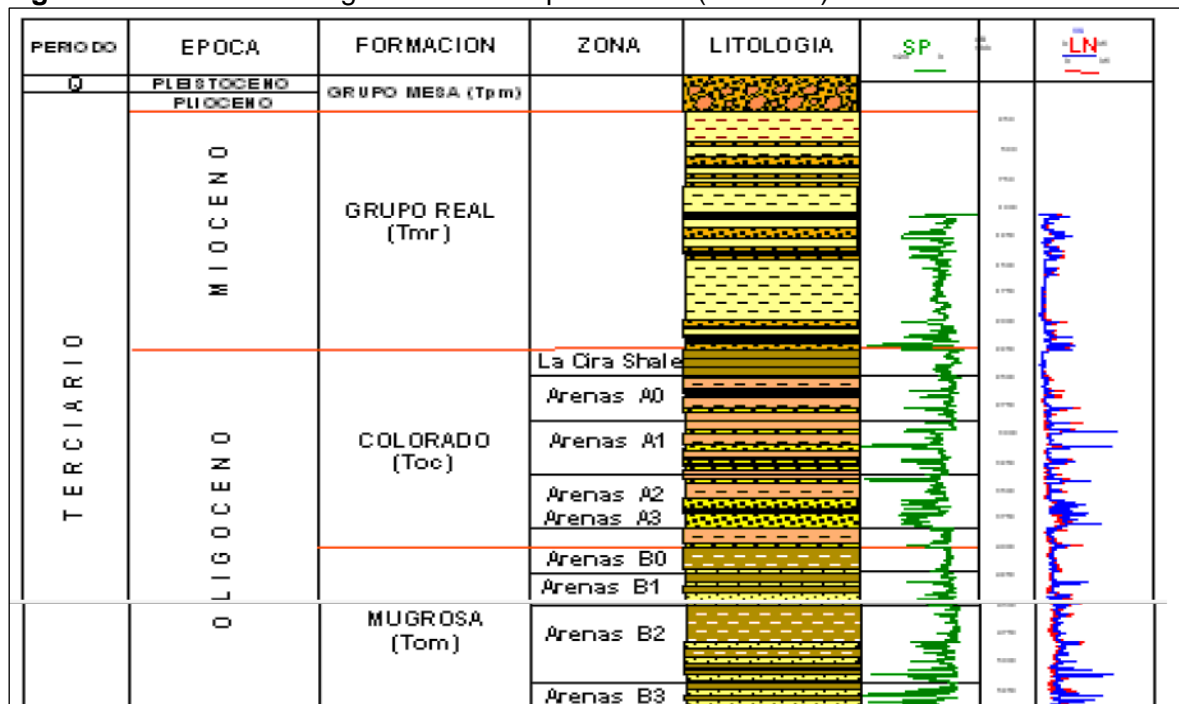
<sup>20</sup> MOJICA, Op. cit., p. 20.

Mioceno, ambientes de depósito de origen continental, sucesiones de sedimentos Fluviales y Lacustres<sup>21</sup>, darían origen a la Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado<sup>22</sup>. Finalmente, las erosiones y depósitos formados por las glaciaciones cercanas al periodo Pleistoceno<sup>23</sup>, desencadenaron la formación de las cuencas actuales del Rio del Magdalena, además del depósito de material fluvial, generando las formaciones del grupo Real y grupo Mesa<sup>24</sup>.

**1.3.1.1 Columna estratigráfica del Campo Casabe.** El registro sedimentario de la cuenca VMM, presenta una serie de depósitos del Jurásico de origen continental, superpuestos por intercalaciones silíceas y calcáreas procedentes de ambientes de depósito transicional marino del periodo Cretácico, finalmente la litología del periodo Paleógeno corresponde a deposiciones silíceas de origen continental con influencia marina<sup>25</sup>.

A continuación, en la **Figura 3** y **Figura 4**, se encuentra de la columna estratigráfica del Campo Casabe:

**Figura 3.** Columna estratigráfica del Campo Casabe (Terciario).



**Fuente:** ACOSTA, Tito, et al. Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). En: Acipet. 2017, p.4

<sup>21</sup> *Ibíd.*, p. 20.

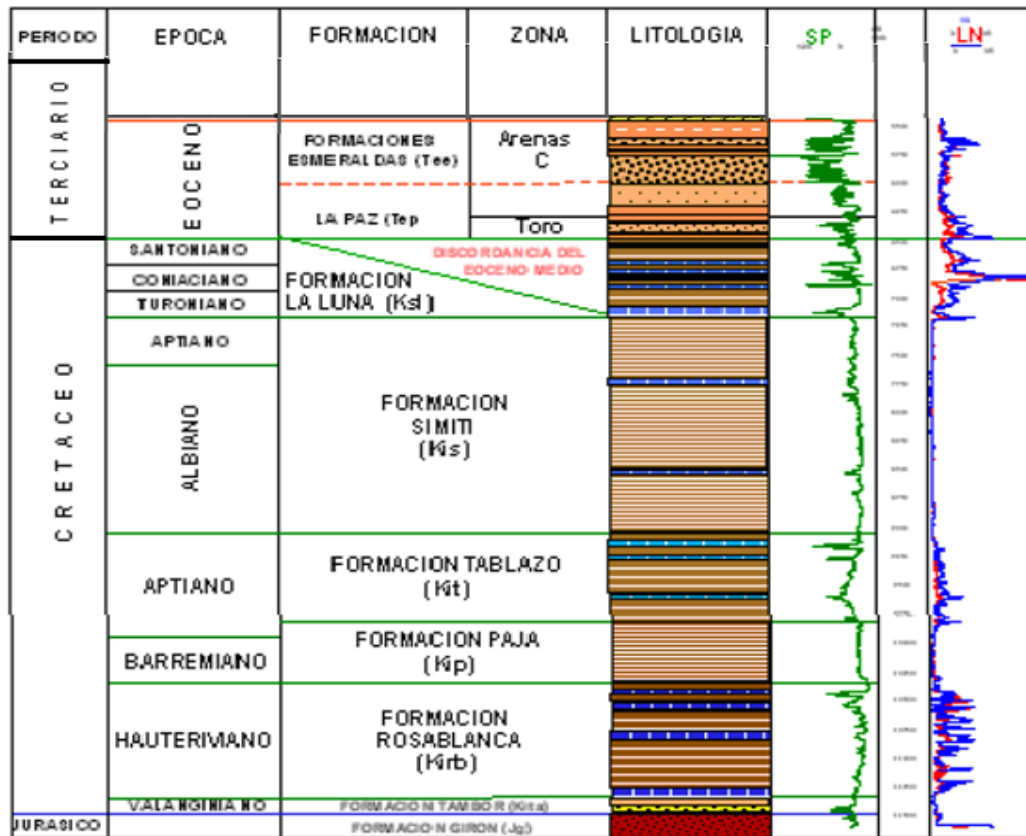
<sup>22</sup> GUERRERO, Op. cit., p. 6.

<sup>23</sup> *Ibíd.*, p. 8.

<sup>24</sup> MOJICA, Op. cit., p. 20.

<sup>25</sup> BARRERO, Op. cit., p. 79.

**Figura 4.** Columna estratigráfica del Campo Casabe (Eoceno – Jurásico).



**Fuente:** ACOSTA, Tito, et al. Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). En: Acipet. 2017, p.4.

**1.3.2 Estratigrafía.** A continuación, se describe brevemente la estratigrafía de las formaciones de la cuenca del Valle Medio del Magdalena presentes a nivel local en el Campo Casabe en orden cronológico de deposición.

**1.3.2.1 Grupo Girón.** Según M. Julivert<sup>26</sup>, está conformado por depósitos de lutitas pizarrosas rojizas hacia la base, en la zona media se presentan intercalaciones de areniscas arcosas de grano fino a grueso con estratificación cruzada, posteriormente intercalaciones de shales rojizos con areniscas arcosas y conglomerado de lutitas y areniscas compactadas. El material sedimentado de esta formación es de origen continental en su base y representa la transición marina continental del basamento Jurásico y los sedimentos marinos del periodo Cretácico. El grupo Girón a lo largo de la cuenca del Valle Medio del Magdalena cuenta con un espesor variable entre los 8.600 ft y los 11.500 ft aproximadamente.

<sup>26</sup> JULIVERT, Manuel. Léxico estratigráfico de Colombia-Precámbrico, Paleozoico, Mesozoico. Vol. 5, París. Centre National de la Reserche Scientifique: 1968. p. 260-269.

**1.3.2.2 Formación Tambor–Los Santos.** Según J. Clavijo<sup>27</sup>, esta formación también es conocida como Conglomerado Basal, es un conjunto de sedimentos del orden vulcano-sedimentario de origen continental, depositados en el Cretácico Inferior en el Valanginiense, el espesor de esta formación es muy variable a lo largo de la cuenca, la formación es un conjunto de capas gruesas con tendencia grano creciente de conglomerados de guijarros volcánicos y arenitas conglomeradas con un espesor cercano a los 190 ft, en la parte media un depósito de lodolitas con intercalaciones de areniscas volcánicas conglomeráticas de 120 ft de espesor, mientras en la parte superior de la formación, se presentan sucesiones de conglomerados líticos volcánicos grano decrecientes con intercalaciones de lodolitas y tobas cristalinas de 270 ft de espesor. Esta se deposita de forma discordante sobre la Formación Girón y representa la transición de las facies terrígenas que la preceden a las formaciones calcáreas que la suprayacen.

**1.3.2.3 Formación Rosa Blanca.** Esta formación hace parte del grupo de depósitos del Cretácico Inferior del Hauteriviense, es principalmente un depósito calcáreo de origen biológico, que se generó mediante procesos diagenéticos y de dolomitización, esta formación de intercalaciones de caliza fue propuesta en el año de 1958 por Morales<sup>28</sup> *et al.* Se caracteriza por tener un contenido alto de fósiles, principalmente moluscos, el tamaño de estos se tiende a representar en forma grano decreciente, al disminuir conforme se acerca al techo de la formación, esta presenta intercalaciones de margas (roca compuesta principalmente por calcita y arcilla) y shales calcáreos. Localmente puede presentar espesores cercanos a los 450 metros. Se cree que esta unidad fue depositada en un ambiente marino somero, durante un proceso de transgresión según G. Guzmán<sup>29</sup>, esto explicaría las acumulaciones calcáreas hacia la base de la unidad y facies más cuarzosas hacia el tope.

---

<sup>27</sup> CLAVIJO, J. Memoria Explicativa de la Plancha 74 – Aguachica. Mapa Geológico de Colombia Ingeominas.1996. Citado por SARMIENTO, Gustavo, *et al.* Evolución Geológica y Estratigrafía del Sector Norte del Valle Medio del Magdalena. En: Sociedad Colombiana de Geología [en línea]. 2015, no. 12, p.62. [Consultado en noviembre de 2018]. Disponible en: [http://sociedadcolombianadegeologia.org/wp-content/uploads/2017/06/Norandina\\_No.12\\_Art4.pdf](http://sociedadcolombianadegeologia.org/wp-content/uploads/2017/06/Norandina_No.12_Art4.pdf)

<sup>28</sup> MORALES, L, *et al.* General Geology & Oil occurrences of the Middle Magdalena Valley. 1958. Citado por SARMIENTO, Gustavo, *et al.* Evolución Geológica y Estratigrafía del Sector Norte del Valle Medio del Magdalena. En: Sociedad Colombiana de Geología [en línea]. 2015, no. 12, p.63. [Consultado en noviembre de 2018]. Disponible en: [http://sociedadcolombianadegeologia.org/wp-content/uploads/2017/06/Norandina\\_No.12\\_Art4.pdf](http://sociedadcolombianadegeologia.org/wp-content/uploads/2017/06/Norandina_No.12_Art4.pdf)

<sup>29</sup>GUZMÁN, G, Los Grifeidos infracretacicos *Aetostreon couloni* y *Ceratosteron boussingaulti*, de la Formación Rosa Blanca, como indicadores de oscilaciones marinas. Ingeominas 16, XII 1-16. Citado por SARMIENTO, Gustavo, *et al.* Evolución Geológica y Estratigrafía del Sector Norte del Valle Medio del Magdalena. En: Sociedad Colombiana de Geología [en línea]. 2015, no. 12, p.63. [Consultado en noviembre de 2018]. Disponible en: [http://sociedadcolombianadegeologia.org/wp-content/uploads/2017/06/Norandina\\_No.12\\_Art4.pdf](http://sociedadcolombianadegeologia.org/wp-content/uploads/2017/06/Norandina_No.12_Art4.pdf)

**1.3.2.4 Formación Paja.** Según L. Morales<sup>30</sup>, esta formación está constituida principalmente por depósitos de Shales laminados con tonalidades grisáceas oscuras a azulosas y fósiles, presentan intercalaciones de areniscas de grano fino o algunas calizas grises de origen fósil, en un ambiente de depósito marino, su espesor es variable a lo largo de la cuenca con tendencia a disminuir al norte, cuenta con un valor aproximado entre 410 a 2.130 ft. Se estiman que fueron depositados entre los periodos Barremiano y Aptiano pertenecientes al Cretáceo Inferior. Esta genera un contacto neto con la Formación Rosa Blanca y una variación gradual con la Formación Tablazo que la suprayace.

**1.3.2.5 Formación Tablazo.** Según L. Morales<sup>31</sup>, esta formación se conoce por definir un conjunto de depósitos calcáreos masivos de calizas fosilíferas del tipo biosparitas, tiene un espesor promedio de 490 ft con tendencias a aumentar su espesor hacia el sur de la cuenca. El ambiente de depósito de la formación es marino y se estima que fue durante el periodo Cretácico Aptiano inferior al superior.

**1.3.2.6 Formación Simití.** Según L. Morales<sup>32</sup>, está compuesta por un conjunto de shales carbonosos laminados y blandos, presenta depósitos fosilíferos imprecados con aceite, localmente la formación tiene un promedio de 1.350 ft de espesor. Se estima que fue depositada en el periodo Cretácico Albiano. Se identifican tres fases importantes en la formación, la primera corresponde a grueso depósitos de arcilla con laminación plana, en la sección media intercalaciones de areniscas calcáreas con capas fosilíferas y en el tope capas micríticas con amonitas.

**1.3.2.7 Formación La Luna.** Según L. Morales<sup>33</sup>, está dividida generalmente en tres miembros de base a tope, los cuales son Salada, Pujamana y Galembó. El miembro Salada corresponde al periodo Turoniano inferior, es un shale negro finamente laminado con algunas pequeñas intercalaciones de calizas negras, además se caracteriza por su abundancia de material orgánico proveniente del fitoplancton. El miembro Pujamana fue depositado entre los periodos Turoniano superior y el Coniaciano es un shale calcáreo de color grisáceo a negro. Finalmente, el miembro Galembó consta de un depósito shale calcáreo con intercalaciones de

---

<sup>30</sup> MORALES, L, *et al.* General Geology & Oil occurrences of the Middle Magdalena Valley. 1958. Citado por SARMIENTO, Gustavo, *et al.* Evolución Geológica y Estratigrafía del Sector Norte del Valle Medio del Magdalena. En: Sociedad Colombiana de Geología [en línea]. 2015, no. 12, p.65. [Consultado en noviembre de 2018]. Disponible en: [http://sociedadcolombianadegeologia.org/wp-content/uploads/2017/06/Norandina\\_No.12\\_Art4.pdf](http://sociedadcolombianadegeologia.org/wp-content/uploads/2017/06/Norandina_No.12_Art4.pdf)

<sup>31</sup> *Ibíd.*, p. 65

<sup>32</sup> *Ibíd.*, p. 66

<sup>33</sup> MORALES, L, *et al.* General Geology & Oil occurrences of the Middle Magdalena Valley. 1958. Citado por RAMON, J.C, *et al.* Geochemical Evaluation of the Middle Magdalena Basin, Colombia. En: CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro [en línea]. 1997, vol. 1 no. 3, p.50. [Consultado en noviembre de 2018]. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/262521730\\_Geochemical\\_evaluation\\_of\\_the\\_middle\\_Magdalena\\_Basin\\_Colombia](https://www.researchgate.net/publication/262521730_Geochemical_evaluation_of_the_middle_Magdalena_Basin_Colombia)

calizas, además presenta abundantes depósitos fósiles de amonitas. En general el ambiente de depósito de esta formación se caracterizó por ser de marino profundo con circulación de agua restringida permitiendo la conservación del material orgánico bajo condiciones poco oxidantes de acuerdo con Dickey<sup>34</sup>. Esta formación descansa sobre la Formación Simití y la suprayace la discordancia del Eoceno, la cual a nivel local para el Campo Casabe ha erodado del registro litológico las Formaciones Umir y Lisama. La Formación La Luna presenta un espesor variable a lo largo de la Cuenca del Valle Medio de Magdalena el cual puede estar entre los 260 ft y los 2.300 ft en las zonas más espesas.

**1.3.2.8 Formación La Paz.** Según L. Morales<sup>35</sup>, a nivel local se encuentra sobre la discordancia del Eoceno en un contacto neto y erosivo, mostrando un cambio abrupto en la secuencia litológica del registro. La base de la formación se compone por capas gruesas de conglomerados de guijarros gruesos a cantos finos y de areniscas gruesas a finas. Los clastos de los conglomerados son redondos calcáreos y presentan estratificación cruzada, sobre estos se hallan capas de arenitas de grano grueso a fino las cuales presentan estratificación cruzada angular. Finalmente, la última capa cuenta con arenitas de grano medio a fino e intercalaciones de lodolitas. El ambiente de depósito de la litología descrita anteriormente, representa ambientes sedimentarios de alta energía, asociados a abanicos aluviales y a ríos trenzados. Sobre estos depósitos hay una secuencia de lodolitas con intercalaciones de areniscas conglomeráticas las cuales presenta estratificación cruzada correspondientes a ambientes de llanuras de inundación de acuerdo con Rojas<sup>36</sup>. Los últimos 2.900 ft de la secuencia corresponden a depósitos de areniscas de grano grueso a medio, con estratificación cruzada y en artesa, el tope de la formación son depósitos de conglomerados con intercalaciones de lodolitas típicos de ambientes de ríos trenzados. La Formación La Paz se asocia al periodo del Eoceno Medio a Tardío con base al registro fósil que esta presenta.

---

<sup>34</sup> DICKEY, P. La Cira Infantas Field-Colombia, Middle Magdalena Basin. Structural Traps VII. 1992. Citado por RAMON, J.C et al. Geochemical Evaluation of the Middle Magdalena Basin, Colombia. En: CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro [en línea]. 1997, vol. 1 no. 3, p.50. [Consultado en noviembre de 2018]. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/262521730\\_Geochemical\\_evaluation\\_of\\_the\\_middle\\_Magdalena\\_Basin\\_Colombia](https://www.researchgate.net/publication/262521730_Geochemical_evaluation_of_the_middle_Magdalena_Basin_Colombia)

<sup>35</sup> MORALES, L, *et al.* General Geology & Oil occurrences of the Middle Magdalena Valley. 1958. Citado por SARMIENTO, Gustavo, *et al.* Evolución Geológica y Estratigrafía del Sector Norte del Valle Medio del Magdalena. En: Sociedad Colombiana de Geología [en línea]. 2015, no. 12, p.70. [Consultado en noviembre de 2018]. Disponible en: [http://sociedadcolombianadegeologia.org/wp-content/uploads/2017/06/Norandina\\_No.12\\_Art4.pdf](http://sociedadcolombianadegeologia.org/wp-content/uploads/2017/06/Norandina_No.12_Art4.pdf)

<sup>36</sup> ROJAS, G. Estratigrafía y petrografía de la Formación La Paz en el área comprendida entre el Rio Sogamoso y el Rio Sucio en la Cordillera La Paz, VMM. Trabajo de grado Geólogo. Bogotá D.C; Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Geociencias, 1985. Citado por SARMIENTO, Gustavo, *et al.* Evolución Geológica y Estratigrafía del Sector Norte del Valle Medio del Magdalena. En: Sociedad Colombiana de Geología [en línea]. 2015, no. 12, p.71. [Consultado en noviembre de 2018]. Disponible en: [http://sociedadcolombianadegeologia.org/wp-content/uploads/2017/06/Norandina\\_No.12\\_Art4.pdf](http://sociedadcolombianadegeologia.org/wp-content/uploads/2017/06/Norandina_No.12_Art4.pdf)

**1.3.2.9 Formación Esmeraldas.** Según G. Sarmiento<sup>37</sup>, esta presenta un depósito de lodolitas hacia la base, posteriormente intercalaciones de arenita de color grisáceo a verdoso con variación de tamaño de grano de fino a medio, con alta presencia de material orgánico. La formación tiende a disminuir su espesor al Norte y al Occidente de la cuenca cercano a 1.640 ft y en la parte más espesa cercano a 4.920 ft. El ambiente de depósito de la formación corresponde a llanuras lacustres con influencia marina y el registro fósil cataloga la formación en una edad del Eoceno Tardío.

**1.3.2.10 Formación Mugrosa.** Según Caballero *et al.*<sup>38</sup>, es una formación principalmente compuesta por lodolitas rojizas y amarillas, intercaladas con areniscas de grano muy grueso a conglomeráticas grano decrecientes, depositadas durante el Oligoceno tardío al Mioceno Temprano, el espesor de la cuenca pasa de 4.360 ft al Sur a 1.970 ft al Norte. Se estima que el ambiente sedimentario corresponde a llanuras aluviales y ríos meándricos, un cambio de régimen de flujo generó el contacto discordante a la base de la formación.

**1.3.2.11 Formación Colorado.** Según L. Morales<sup>39</sup>, estos depósitos corresponden a intercalaciones de areniscas conglomeráticas con lodolitas varicoloreadas y una capa de shales al tope de la formación, su edad se asigna a los periodos comprendidos entre el Oligoceno tardío y el Mioceno temprano. Esta sucesión estrato creciente se atribuye a abanicos aluviales de ríos trenzados, lo que genera una transición concordante sobre la Formación Mugrosa. El espesor varía de los 4.100 ft a 8.200 ft hacia la Cordillera Oriental donde tiende a aumentar.

---

<sup>37</sup> SARMIENTO, Gustavo, *et al.* Evolución Geológica y Estratigrafía del Sector Norte del Valle Medio del Magdalena. En: Sociedad Colombiana de Geología [en línea]. 2015, no. 12, p.71. [Consultado en noviembre de 2018]. Disponible en: [http://sociedadcolombianadegeologia.org/wp-content/uploads/2017/06/Norandina\\_No.12\\_Art4.pdf](http://sociedadcolombianadegeologia.org/wp-content/uploads/2017/06/Norandina_No.12_Art4.pdf)

<sup>38</sup> CABALLERO, V. *et al.* Levantamiento de la Cordillera Oriental durante el Eoceno tardío – Oligoceno temprano: Proveniencia sedimentaria en el sinclinal del nuevo mundo, cuenca del VMM. Boletín de Geología. 2010. no. 32. P. 45-77. Citado por SARMIENTO, Gustavo, *et al.* Evolución Geológica y Estratigrafía del Sector Norte del Valle Medio del Magdalena. En: Sociedad Colombiana de Geología [en línea]. 2015, no. 12, p.72. [Consultado en noviembre de 2018]. Disponible en: [http://sociedadcolombianadegeologia.org/wp-content/uploads/2017/06/Norandina\\_No.12\\_Art4.pdf](http://sociedadcolombianadegeologia.org/wp-content/uploads/2017/06/Norandina_No.12_Art4.pdf)

<sup>39</sup> MORALES, L, *et al.* General Geology & Oil occurrences of the Middle Magdalena Valley. 1958. Citado por SARMIENTO, Gustavo, *et al.* Evolución Geológica y Estratigrafía del Sector Norte del Valle Medio del Magdalena. En: Sociedad Colombiana de Geología [en línea]. 2015, no. 12, p.72. [Consultado en noviembre de 2018]. Disponible en: [http://sociedadcolombianadegeologia.org/wp-content/uploads/2017/06/Norandina\\_No.12\\_Art4.pdf](http://sociedadcolombianadegeologia.org/wp-content/uploads/2017/06/Norandina_No.12_Art4.pdf)



**1.3.2.12 Grupo Real.** Según L. Morales<sup>40</sup>, el grupo Real, corresponde al periodo del Mioceno Tardío presenta principalmente tres fases, la base se caracteriza por depósitos de conglomerados de guijarros de chert negro, cuarzo y areniscas la cual en promedio tiene unos 98 ft de espesor, posteriormente en la fase intermedia se hallan depósitos de areniscas con intercalaciones de lodolitas las cuales presentan estratificación cruzada con un espesor cercano a los 5.000 ft, donde las areniscas subordinadas son las más someras; sobre esto se halla un depósito espeso de areniscas con alto contenido de troncos silicificados o carbonizados de unos 1.600 ft de espesor. Finalmente, depósitos de lodolitas con pequeñas intercalaciones de areniscas con alta presencia de hornblenda y augita con espesores aproximados a los 1.650 ft. Esta se acumuló de forma discordante sobre la Formación Colorado, formando un contacto entre capas contrastante el cual permite identificar fácilmente el cambio de una a otra.

**1.3.2.13 Grupo Mesa.** Según L. Morales<sup>41</sup>, esta agrupa el conjunto de sedimentos cuya edad corresponde al Mioceno Superior o menores. Son acumulaciones de origen vulcano-sedimentarias que forman grupos de areniscas tóbaceas, tobas andesíticas, depósitos de limos y material piroclástico, siendo este último conformado por clastos de andesitas y dacitas, así como material fino correspondiente a cenizas y pumitas. Hacia el tope de la formación se encuentran depósitos compuestos por gravas, bloques, arenas y limos los cuales se intercalan entre ellos presentando facies de abanicos torrenciales. El espesor promedio de la formación es cercano a los 1.890 ft, este material se encuentra acumulado sobre la Formación Real de forma discordante y la edad propia de estos depósitos varía entre los periodos del Plioceno y Pleistoceno.

**1.3.3 Geología estructural.** A continuación, se describe la geología estructural a nivel regional del Campo Casabe.

A nivel regional, la cuenca del VMM<sup>42</sup> se le conoce como una cuenca intracordillerana, la cual se bascula hacia el oriente, presentando tendencia homoclinal perturbada por sistemas de fallas y pliegues a lo largo de su extensión. La cuenca tiene tendencias monoclinales con truncaciones del periodo Cretáceo hacia sus límites con la Cordillera Central, mientras los depósitos superiores terciarios buzcan preferentemente en dirección oriente. En el límite oriental, las deformaciones se incrementan continuamente hacia el margen compresional de la Cordillera Oriental.

---

<sup>40</sup>Ibíd., p. 72.

<sup>41</sup>Ibíd., p. 72.

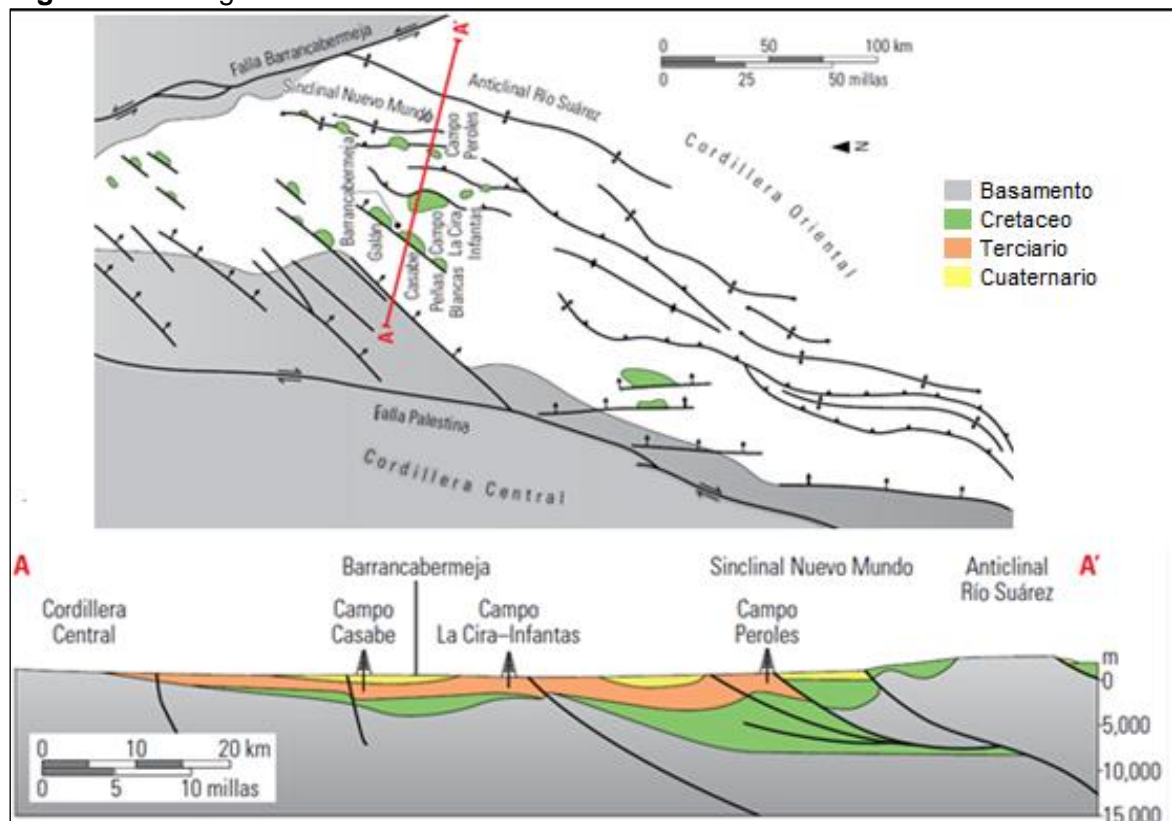
<sup>42</sup> MOJICA, Op. cit., p. 16.

De acuerdo con MOJICA, Jairo y FRANCO, Ricardo, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, existen predominantemente cuatro grupos de estructuras importantes a nivel regional.

La primera de ellas es una serie de estructuras ubicadas a lo largo del borde occidental de la cuenca, compuestas por series de pares anticlinal-sinclinal de tipo asimétrico; estas cadenas cabalgantes correspondientes al Mioceno, se complementan con los Sistemas de Fallas de Honda, Cambrás, Bituima y La Salina produciendo anticlinales en rampa, abanicos imbricados y fallas ciegas. La segunda es la Falla de Bucaramanga, la cual es de rumbo sinistral y está asociada a los pliegues cabalgantes. La tercera son los sistemas de fallas normales poco espaciados a lo largo del borde oriental de la cuenca en los bloques unidos del oriente, como lo son las fallas de Cantagallo, Cimitarra y Casabe. La cuarta corresponde al conjunto de fallas transcurrentes menores con dirección preferencial NW-SE, presentes en áreas como Las Monas y Opón.<sup>43</sup>

En la **Figura 5** se muestra una vista areal generalizada de la geología estructural de la cuenca del Valle Medio de Magdalena con su respectiva sección transversal.

**Figura 5.** Geología estructural VMM.



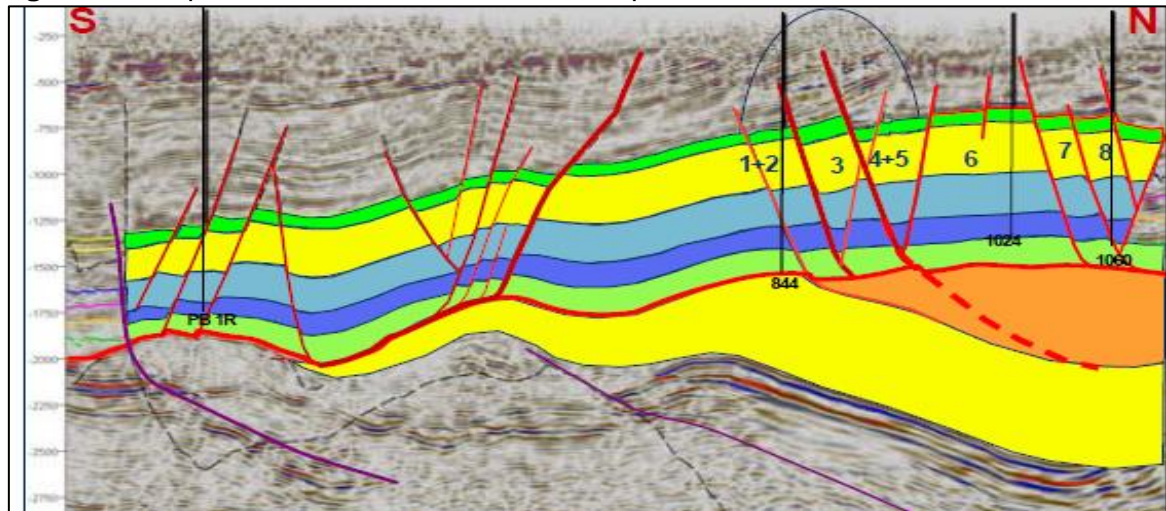
**Fuente:** elaboración propia, con base en (AMAYA, Mauro, *et al.* Casabe: Revitalización de un campo maduro. En: *Oilfield Review* Primavera [en línea]. 2010, vol. 22 no. 1, p.3.)

<sup>43</sup>Ibíd., p. 16.

A nivel local, el Campo Casabe presenta una estructura de tipo anticlinal asimétrico con un buzamiento moderado al este, esta se encuentra afectada por sistemas de fallas normales e inversas que dividen el yacimiento en distintos bloques<sup>44</sup>.

El Campo Casabe puede interpretarse estructuralmente en ocho bloques operativos, el Bloque I ubicado en el extremo sur, el Bloque VI en la parte central y el Bloque VIII al extremo norte del campo. Como se muestra la siguiente interpretación de una línea sísmica Norte-Sur que atraviesa el campo en la **Figura 6**.

**Figura 6.** Interpretación Línea Sísmica N-S Campo Casabe.

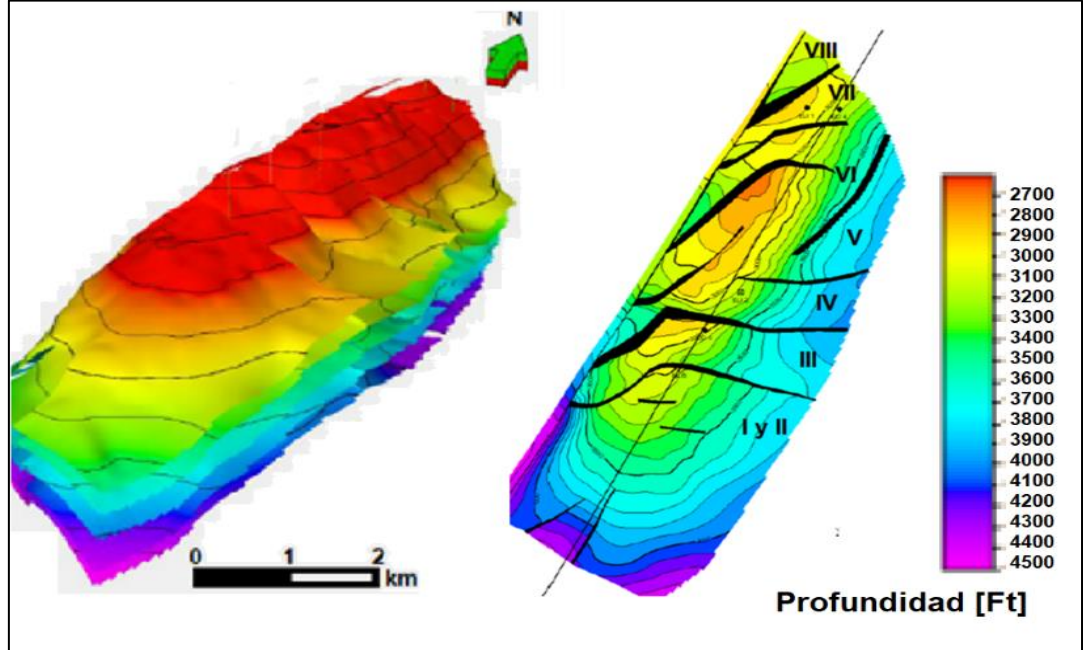


**Fuente:** MÁRQUEZ, Leonardo, et al. Casabe Mature Field Revitalization Through an Alliance: A case Study of Multicompany and Multidiscipline Integration. En: SPE Journal of Petroleum Technology [En línea]. 2009, vol. 62 SPE 122874, p.2.

En la **Figura 7**, se muestra una interpretación tridimensional de la estructura del Campo Casabe, en la cual se mapea el horizonte de la arena A correspondiente a la formación Colorado como tope estructural del yacimiento, adicionalmente, se muestra una vista areal donde se denotan los distintos bloques divisores del campo desde el I hasta el VIII.

<sup>44</sup> MÁRQUEZ, Leonardo, *et al.* Casabe Mature Field Revitalization Through an Alliance: A case Study of Multicompany and Multidiscipline Integration. En: SPE Journal of Petroleum Technology. 2009, vol. 62 SPE 122874, p.2.

**Figura 7.** Estructura Tridimensional Campo Casabe.



**Fuente:** elaboración propia, con base en (BELTRÁN, Eliana. Estudio Sedimentológico comparativo entre las formaciones Mugrosa y Colorado; y Modelamiento de los niveles de las áreas A2 de la formación Colorado en el Campo Casabe en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Trabajo de grado Geólogo. Bucaramanga; Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2012. p. 96 – 97)

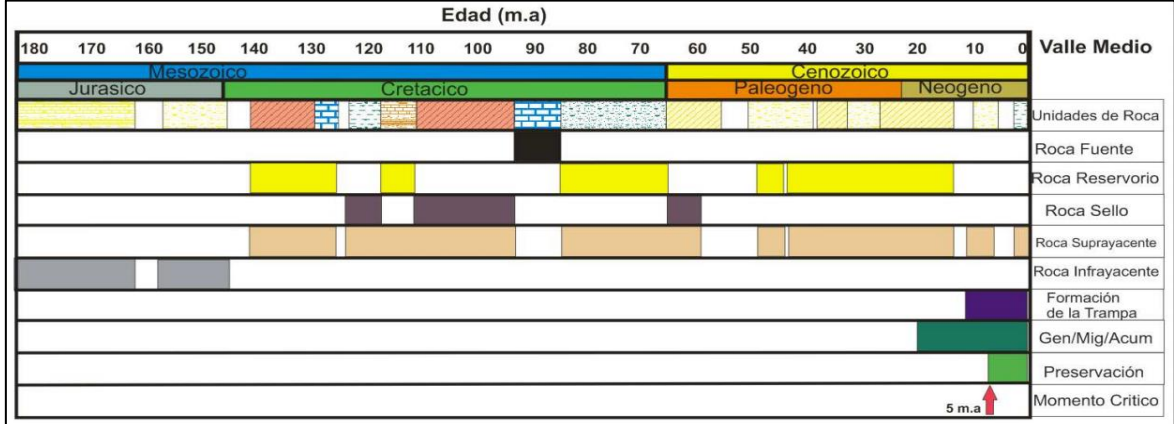
**1.3.4 Geología del petróleo.** A continuación, se describen los parámetros principales asociados al sistema petrolífero de la VMM.

La Cuenca del Valle Medio de Magdalena, tiene en ella más de un siglo de exploración y producción de histórica, para el año 2010 se habían descubierto cerca de 1.900 millones de barriles de petróleo, y cerca de 2,5 Giga pies cúbicos de gas<sup>45</sup> asociado a yacimientos convencionales y un potencial grande en yacimientos no convencionales.

En la **Figura 8** se ilustra el sistema petrolífero generalizado de la cuenca, el cual muestra en orden cronológico los eventos de depósito para las rocas generadora, reservorio, sello y sobrecarga, además de la conformación de las trampas almacenadoras y los procesos petrolíferos de generación, migración y acumulación de hidrocarburos.

<sup>45</sup> MOJICA, Jairo. Open Round COLOMBIA 2010, Cuencas Catatumbo, Cesar-Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. En: ANH Información Geológica y Geofísica [en línea]. 2009, p.44.

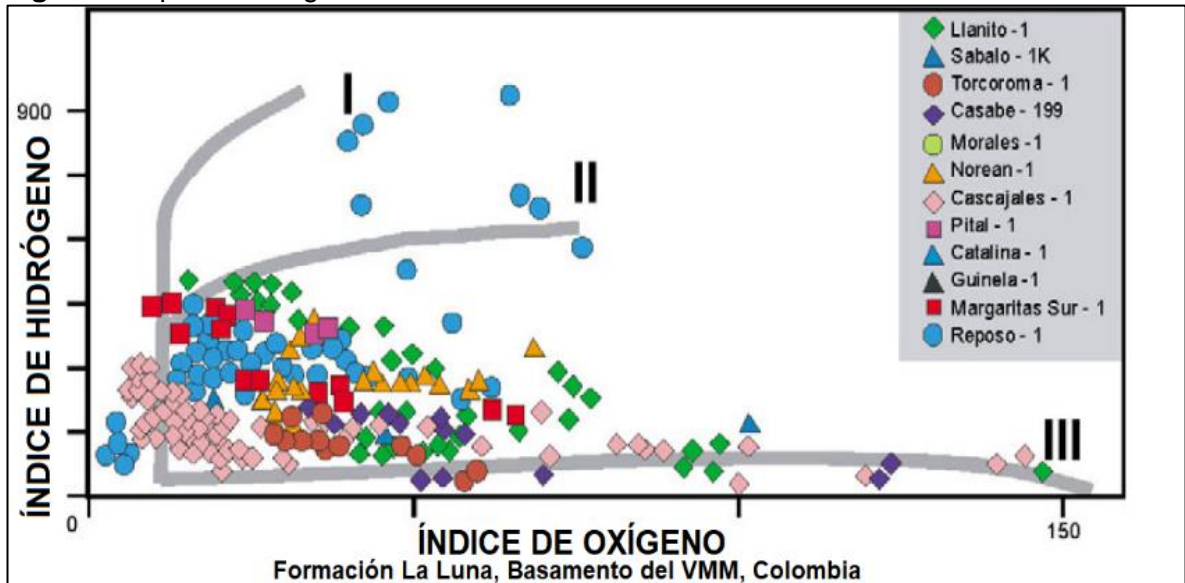
**Figura 8.** Carta Sistema Petrolífero Cuenca Valle Medio del Magdalena



**Fuente:** GARCÍA, Mario, *et al.* Informe Ejecutivo Evaluación del Potencial Hidrocarburífero de las Cuenas Colombianas. Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones Universidad Industrial de Santander; 2009. p. 106

**1.3.4.1 Roca generadora.** El petróleo en la cuenca, proviene principalmente de las Calizas y Shales, de las formaciones La Luna (300m de espesor local aproximado), Simití y Tablazo (200m de espesor local aproximado) <sup>46</sup>, estas se encuentran en ventana de generación de aceite al norte de la cuenca y generación de gas más hacia el sur de esta, además tienen un TOC entre el uno y el seis por ciento, el tipo de kerógeno predominante en la roca es de tipo II, como se muestra en la **Figura 9**.

**Figura 9.** Tipo de Kerógeno Roca Generadora VMM



**Fuente:** elaboración propia, con base en (Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH. Middle Magdalena Valley Basin. En: ANH Información Geológica y Geofísica [en línea]. 2005, p.2.

<sup>46</sup> *Ibíd.*, p.39.

**1.3.4.2 Roca reservorio.** A nivel regional en la cuenca del Valle Medio de Magdalena, los reservorios en su mayoría pertenecen a areniscas de origen continental correspondientes al periodo entre el Paleoceno y el Mioceno, formaciones Lisama, Esmeraldas – La Paz, Colorado y Mugrosa<sup>47</sup>, en algunas áreas de la cuenca existen yacimientos asociados a formaciones Cretácicas de sistemas fracturados como La Luna y calizas basales.

A nivel local, las formaciones geológicas productoras del Campo Casabe según MÁRQUEZ, Leonardo<sup>48</sup>, pueden ser agrupadas principalmente en tres grupos, las arenas C correspondientes al Ternario inferior de la formación La Paz, las arenas B de la formación Mugrosa del Ternario inferior al medio y finalmente las arenas A pertenecientes al periodo medio del Ternario de la formación Colorado. Adicionalmente se han identificado estratigráficamente las diferentes unidades operativas que subdividen a los grupos anteriormente mencionados, los cuales se muestran en el **Cuadro 1**.

**Cuadro 1.** Miembros de arena Campo Casabe

Formación	Grupo Principal	Divisiones
La Paz	Arenas C	LaPaz
		C
Mugrosa	Arenas B	B0
		B1
		B1i
		B2
		B2b
		B2c
		B2d
		B2e
		B3
		B3i
Colorado	Arenas A	A0
		A1
		A1a
		A1b
		A1c
		A1d
		A1e
		A1f
		A2
		A2i
		A3

**Fuente:** elaboración propia, con base en (ACOSTA, Tito, *et al.* Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). En: Acipet. 2017, p.6.)

<sup>47</sup> *Ibíd.* p. 80.

<sup>48</sup> MÁRQUEZ, Op. Cit, p.2.

**1.3.4.3 Migración.** En la cuenca Valle Medio del Magdalena, se han caracterizado tres principales pulsos migratorios de hidrocarburos, la discordancia del Eoceno<sup>49</sup> separa los reservorios primarios de la roca generadora subyacente, lo que genera un ambiente propicio para la migración. Es por esta razón que el pulso principal se da a través de esta discordancia por flujo vertical directamente de la formación La Luna hacia la roca reservorio; una segunda migración lateral a través de las areniscas del Eoceno y finalmente por medio de sistemas de fallas sobre la formación La Luna en áreas donde no se presenta la discordancia. El periodo crítico de estos procesos data del Neógeno cerca de hace 5 millones de años, y localmente se presenta hasta el día de hoy.

**1.3.4.4 Roca sello.** A nivel regional en esta cuenca, se consideran las formaciones Paja y Simití dado su espesor y extensión regional como sellos de los intervalos fracturados para las formaciones calcáreas<sup>50</sup>, mientras para las areniscas reservorio mencionadas anteriormente, las intercalaciones de arcilla constituyen sellos a nivel local, que se presentan en la columna estratigráfica, estos depósitos intraformacionales de La Paz, Mugrosa y Colorado son efectivos para el campo en cuestión, adicionalmente los sistemas de fallas inversos y normales actúan como medios para generar el contacto entre las rocas reservorio y las rocas sello.

El miembro superior de la Formación Colorado conocido como Lutitas de La Cira, representa el sello superior de las formaciones productoras del campo, esta tiene un espesor promedio cercano a los 850 ft.

**1.3.4.5 Trampa.** En la cuenca VMM, se presentan diversidad de estructuras anticlinales, asociadas a distintos sistemas de fallas inversas y normales, lo que genera variaciones laterales de facies a lo que se le atribuyen las barreras de permeabilidad generando el entrapamiento del hidrocarburo<sup>51</sup>.

El Campo Casabe, presenta una trampa con componente estructural de tipo anticlinal asimétrico, el cual cuenta con un buzamiento direccionado al Oriente, adicionalmente un sistema de fallas genera entrapamiento en los depósitos del Terciario del campo<sup>52</sup>, estas fallas involucran secuencias sedimentarias de los periodos Paleógeno y Cretáceo. El yacimiento en general esta compartimentado en ocho bloques distintos.

---

<sup>49</sup> BARRERO, Op. cit., p. 80.

<sup>50</sup> GARCÍA, Mario, et al. Informe Ejecutivo Evaluación del Potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas. Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones Universidad Industrial de Santander; 2009. p. 103

<sup>51</sup> *Ibíd.*, p. 103.

<sup>52</sup> ACOSTA, Tito, *et al.* Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). En: Acipet. 2017, p.3.

## 1.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN CAMPO CASABE

A continuación, se presentan los aspectos de la historia de producción para el Campo Casabe, asociando sus métodos de producción, tiempo de producción, producciones acumuladas y número de pozos.

**1.4.1 Mecanismos de producción.** Para el año en que se descubrió el Campo Casabe, los mecanismos de producción primaria fueron empuje por acuífero débil y agotamiento natural producto de la expansión de la roca y los fluidos<sup>53</sup>. Sin embargo, dado el vaciamiento constante del yacimiento, estos mecanismos fueron decayendo rápidamente y fue necesaria la implementación de métodos de recuperación secundaria como la inyección de agua para mantener la producción del campo.

**1.4.2 Tiempo de producción.** El Campo Casabe ha estado en producción desde el inicio su operación de explotación, con el completamiento del Pozo Casabe 1 el día 20 de octubre de 1941<sup>54</sup>, completado inicialmente en las arenas superiores de la zona A (formación Colorado), posteriormente se completó la zona B (formación Mugrosa) para el año de 1950. Tras varios métodos de recobro secundario como la inyección de agua en la década de los 80 y de implementación de distintos pilotos a partir del año 2005, Casabe cumple más de siete décadas de producción de crudo y gas en el país.

**1.4.3 Numero de pozos.** El Campo Casabe ha pasado a lo largo de su historia principalmente por tres campañas de perforación para lograr su desarrollo actual. La primera de estas a cargo de la internacional Shell de Colombia, la cual perforó un total de 448 pozos para el año de 1958<sup>55</sup>, con la finalidad de realizar comercialmente la explotación de este campo, posterior a esta y tras la reversión del contrato a manos de ECOPETROL S.A., durante el año de 1988 en función del proyecto de recuperación secundaria de inyección de agua, se perforaron un total de 591 pozos entre productores e inyectores<sup>56</sup> y a partir del año 2009 el campo contaba con aproximadamente 1.120 pozos perforados<sup>57</sup>, donde la más reciente campaña de perforación se ha venido realizando tras la firma del acuerdo con la empresa Schlumberger, con el fin de modernizar y dinamizar el campo mejorando su competitividad, es así que para el año 2009, se tenía prevista la perforación de 65 pozos más los 60 perforados en este año.

Es así que el campo según reportes de ECOPETROL S.A. presenta la siguiente distribución de los pozos, para finales del año 2017. Como lo muestra el **Cuadro 2**:

---

<sup>53</sup> AMAYA, Op. cit., p. 1.

<sup>54</sup> EL TIEMPO, Op. cit., p.1.

<sup>55</sup> ACOSTA, Op. cit., p. 3.

<sup>56</sup> *Ibíd.* p. 3.

<sup>57</sup> MÁRQUEZ, Op. Cit, p. 12



**Cuadro 2.** Número de pozos Campo Casabe.

<b>Clasificación</b>	<b>Cantidad</b>
<b>Abandonados</b>	683
<b>Activos</b>	509
<b>Inactivos</b>	221
<b>Inyectores</b>	289
<b>Productores</b>	219
<b>Gas</b>	1
<b>Captación</b>	11
<b>Terminados</b>	1413

**Fuente:** PADILLA, Jonathan. Evaluación Técnico Financiera del uso de una unidad Flush By con varilla hueca para el lavado de arena en el Campo Casabe. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C; Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería de Petróleos, 2018. p. 36.

**1.4.4 Producción del campo.** Para el Campo Casabe, se habían estimado cerca de 1.775 millones de barriles de petróleo original insitu<sup>58</sup>, para el año 2017 el factor de recobro del campo se encontraba aproximadamente en un 21%<sup>59</sup>, del cual un 14% aproximadamente está asociado al recobro primario<sup>60</sup>, mientras el 7% restante se atribuye a los procesos de recobro secundario<sup>61</sup>. El campo alcanzó su tasa máxima de producción de 46.000 barriles de petróleo producidos diarios en el año de 1954<sup>62</sup>.

El campo empezó a declinar naturalmente a mediados de 1970, según cifras de ECOPETROL S.A. fecha en la cual su producción promedio fue cercana a los 5.000 barriles diarios y el factor de recobro por recuperación primaria era cercano al 13%<sup>63</sup>. A raíz de estos números, la operadora decidió implementar un proceso de inyección de agua, tras probar con varios esquemas de inyección desarrollados hasta el año de 1984<sup>64</sup>, la producción diaria promedio logró un incremento a un máximo cercano a los 15.000 barriles diarios entre los años de 1990 a 1992<sup>65</sup>, sin

---

<sup>58</sup> ACOSTA, Op. cit., p. 6.

<sup>59</sup> *Ibíd.*, p.1.

<sup>60</sup> *Ibíd.*, p.1.

<sup>61</sup> *Ibíd.*, p.1.

<sup>62</sup> *Ibíd.*, p. 3.

<sup>63</sup> AMAYA, Op. cit., p. 2.

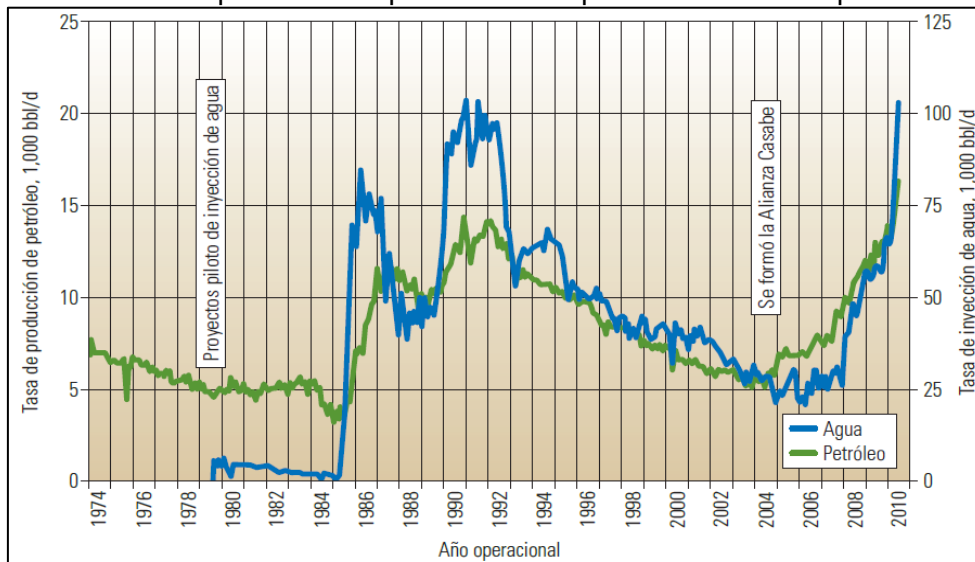
<sup>64</sup> *Ibíd.*, p. 2.

<sup>65</sup> *Ibíd.*, p. 2.

embargo, la producción declinó con el tiempo y cerca del año 2004, está nuevamente se acercó a los 5.200 barriles diarios<sup>66</sup>. Finalmente, tras la firma de la Alianza Casabe entre ECOPETROL S.A. y Schlumberger se logró incrementar la producción diaria cerca de 16.000 barriles diarios de petróleo como se muestra en la **Gráfica 1**, para el año 2005 el factor de recobro en el Campo Casabe era cercano al 16%<sup>67</sup>.

A continuación, en el **Cuadro 3** se muestran, los valores de producción acumulados para dicho año.

**Gráfica 1.** Tasa promedio de producción de petróleo diaria Campo Casabe.



**Fuente:** AMAYA, Mauro, *et al.* Casabe: Revitalización de un campo maduro. En: Oilfield Review Primavera [en línea]. 2010, vol. 22 no. 1, p.1.

**Cuadro 3.** Datos de producción Campo Casabe al 2005.

VARIABLE	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
PETRÓLEO ORIGINAL INSITU	OOIP	1.775,00	MMBO
PRODUCCIÓN ACUMULADA PRIMARIA	Npp	227,15	MMBO
PRODUCCIÓN ACUMULADA SECUNDARIA	Nps	48,96	MMBO
PRODUCCIÓN ACUMULADA TOTAL	Np	276,11	MMBO
FACTOR DE RECOBRO PRIMARIO	FRp	12,80	%
FACTOR DE RECOBRO SECUNDARIO	FRs	2,76	%
FACTOR DE RECOBRO ACTUAL	FR	15,56	%

**Fuente:** elaboración propia, con base en (CASTRO, Rubén y GORDILLO, Gustavo. Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C; Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería de Petróleos, 2005. p. 100.)

<sup>66</sup> *Ibíd.*, p. 2.

<sup>67</sup> *Ibíd.*, p. 2.

En el año 2018, la tasa de producción de petróleo diaria promedio para el Campo Casabe, se registró 10.708 barriles diarios según datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos<sup>68</sup>, en el **Cuadro 4** se muestra un resumen de estos datos.

**Cuadro 4.** Producción promedio diaria BPD para Campo Casabe 2018 - Cifras ANH.

Agencia Nacional de Hidrocarburos Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones Producción Fiscalizada de Petróleo Por Campo En Superficie (Barriles Promedio Por Día Calendario - BPDC) Año 2018							
Departamento	Municipio		Operadora		Contrato		Campo
Antioquia	Yondó		ECOPETROL S.A.		Casabe		Casabe
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto
11.363	10.968	10.281	10.223	10.178	11.257	10.669	10.729

**Fuente:** elaboración propia, con base en (AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción de crudo fiscalizada. En: ANH Operaciones, Regalías y Participaciones [en línea]. 2018, Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Documents/Produccion-fiscalizada-crudo-2018.xlsx>.)

## 1.5 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

A continuación, se describirán brevemente las características propias del yacimiento y de los fluidos presentes en el Campo Casabe.

**1.5.1 Propiedades petrofísicas.** Algunas de las propiedades petrofísicas para cada una de las arenas reservorio del campo, las arenas A (Colorado), las arenas B (Mugrosa) y finalmente las arenas C (La Paz), son resumidas en el **Cuadro 5**

**Cuadro 5.** Propiedades petrofísicas del yacimiento Campo Casabe.

ARENA	ESPEJOR GROSS [FT]	ESPEJOR NETO [FT]	POROSIDAD TOTAL [%]	PERMEABILIDAD [MD]
A (COLORADO)	1.100	220	21	100-1.000
B (MUGROSA)	1.300	350	20	50-500
C (LA PAZ)	200	60	20	50-600

**Fuente:** elaboración propia, con base en (MÁRQUEZ, Leonardo, *et al.* Casabe Mature Field Revitalization Through an Alliance: A case Study of Multicompany and Multidiscipline Integration. En: SPE Journal of Petroleum Technology [En línea]. 2009, vol. 62 SPE 122874, p.2.)

<sup>68</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción de crudo fiscalizada. En: ANH Operaciones, Regalías y Participaciones [en línea]. 2018, Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Documents/Produccion-fiscalizada-crudo-2018.xlsx>

**1.5.2 Propiedades del fluido PVT (presión, volumen y temperatura).** Las propiedades de los fluidos producidos mostradas a continuación en el **Cuadro 6**, se dan con base en información de análisis de laboratorio cuyas muestras fueron recolectadas a condiciones de separador entre los años de 1946 y 1952<sup>69</sup>. Adicionalmente los valores denominados actuales, se tomaron el 10 de agosto del año 2008. Estas muestras se especifican para cada una de las arenas presentes en el yacimiento, formación Colorado, formación Mugrosa y formación la Paz. Donde se resalta la pérdida del gas en solución dado el mecanismo inicial y principal de producción durante las primeras décadas del campo, como resultado de esto se dio el incremento en la viscosidad del crudo y además se evidencia la disminución de la gravedad °API.

**Cuadro 6.** Propiedades PVT Campo Casabe.

Reservorio	Arena A		Arena B		Arena C	
	Original	Actual	Original	Actual	Original	Actual
Presión de Yacimiento (Psig)	1.510		1.563		2.320	2.133
Temperatura Yacimiento (°f)	116	116	125	125	134	134
Datum (Pies ss)	3.035		4.015		4.980	4.980
RSB (Pc/Bbl)	132	55	225	70	257	62,7
Viscosidad del Petróleo (cP)	39,7	45-55	11,8	18-26	8,4	24-26
Pb (Psig)	1.223		1.756		2.215	726
Gradiente de Presión (Psig/Pie)	0,389		0,37		0,37	0,36
Gradiente de Temperatura (°f/Pie)	0,009		0,009		0,009	0,009
°API del Crudo	21,5	19,5-21	23,7	21-22	23,9	20
Gravedad Específica del Gas	0,634		0,663		0,683	0,586
Factor Volumétrico del Petróleo (Br/STB)	1,091		1,137		1,172	1,129

**Fuente:** elaboración propia, con base en (ACOSTA, Tito, *et al.* Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). En: Acipet. 2017, p.5.)

También se muestra el análisis químico correspondiente a las aguas de formación producidas en el campo, resumidas en el **Cuadro 7**:

<sup>69</sup> ACOSTA, Op. cit., p. 5.

**Cuadro 7.**Propiedades del agua de formación Campo Casabe

<b>Reservorio</b>	<b>Salinidad (ppm-Cl)</b>	<b>Salinidad (ppm-NaCl)</b>	<b>Resistividad del agua (Ohm-m)</b>	<b>Viscosidad del agua (cP)</b>	<b>Densidad (g/cc)</b>
<b>Arena A</b>	21	31,5	0,18	0,3189	1,021
<b>Arena B</b>	28	42	0,14	0,3258	1,0287
<b>Arena C</b>	28	42	0,14	0,3265	1,0286

**Fuente:** elaboración propia, con base en (ACOSTA, Tito, *et al.* Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). En: Acipet. 2017, p.5)

## 2. MARCO TEÓRICO

En el siguiente capítulo, se presentarán las bases teóricas de los métodos de recobro, haciendo énfasis en la inyección de polímero, los tipos de polímero y sus características, el comportamiento de las soluciones poliméricas durante el flujo en tubería, los factores que afectan la estabilidad del polímero siendo un riesgo potencial para su degradación y los componentes necesarios para el completamiento de un pozo inyector.

### 2.1 MÉTODOS DE RECOBRO

La explotación de yacimientos de hidrocarburos siempre ha sido un reto para los ingenieros de petróleos, debido a la gran variedad de yacimientos, fluidos, locaciones geológicas, entre muchos más aspectos; todo esto implica que cada yacimiento debe ser analizado y estudiado de forma independiente, sin embargo, los yacimientos han sido clasificados según su energía original y sus fluidos almacenados, a continuación, se explicaran los mecanismos de producción (recobro) de hidrocarburos.

**2.1.1 Recobro primario.** Es la producción asociada a la energía natural propia de cada yacimiento de hidrocarburos, dicha energía se expresa a través de diferentes mecanismos primarios<sup>70</sup> como lo son; la expansión de la roca y los fluidos, expansión del gas en solución, expansión de la capa de gas, presencia de acuífero (activo, infinito, débil), drenaje gravitacional e incluso mecanismos combinados con varias energías.

**2.1.2 Recobro Mejorado.** También se denomina Recuperación Mejorada, según el Ministerio de Minas y Energía<sup>71</sup> son técnicas aplicadas a los yacimientos para mantener o incrementar su energía o la recuperación final de hidrocarburos.

Para ello es necesario aplicar nuevas tecnologías que según ECOPETROL S.A.<sup>72</sup> incrementen la recuperación eficiente y sostenible de hidrocarburos móviles y residuales, prolongando el límite económico de los yacimientos.

---

<sup>70</sup> TAREK, Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. 4 ed. Estados Unidos, ELSEVIER Inc., 2010, p. 734.

<sup>71</sup> COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución No. 181495. (2 septiembre de 2009). Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos. Bogotá D.C. 2009. p.7. En: Hidrocarburos Exploración y Explotación Reglamentación Técnica [en línea]. 2009, Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/22162-5272.pdf>

<sup>72</sup> ECOPETROL S.A. Áreas Tecnológicas, [Sitio Web]. Bogotá [Consultado: marzo 2019], Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/lo-que-hacemos/innovacion-ciencia-y-tecnologia/conozca-este-proceso/areas-tecnologicas/>.

Según la ANH<sup>73</sup>, el recobro mejorado es el petróleo adicional obtenido por encima del recobro primario de yacimientos naturales, que complementa el comportamiento natural del mismo. Incluye inyección de agua, procesos de recobro secundario o terciario y cualquier otro medio que complemente los procesos de recobro natural del yacimiento. A continuación, se describen los procesos de recobro secundario y terciario.

**2.1.2.1 Recobro secundario.** Es la producción asociada a la implementación de métodos que se caracterizan por mantener y/o incrementar la presión del yacimiento mediante la intrusión de energía externa a este<sup>74</sup>, por medio de la inyección de fluidos inmiscibles (agua o gas) en arreglos de patrones de pozos inyectoros y productores. De igual manera esta inyección se puede hacer en zonas distintas del yacimiento, cuando esta se realiza fuera de la zona de petróleo neto directamente en la capa de gas o en el acuífero se denomina inyección periférica o externa, por otro lado, si esta se realiza en la zona petrolífera donde el fluido inyectado interactúa de forma directa con el hidrocarburo presente en el yacimiento se denomina inyección dispersa o en arreglos.

**2.1.2.2 Recobro terciario.** Es la aplicación de procesos de desplazamiento comúnmente conocidos como Enhanced Oil Recovery (EOR), que surgen a partir de falencias evidenciadas con el recobro secundario<sup>75</sup>, como el barrido incompleto del yacimiento y el entrapamiento capilar de hidrocarburos, para ello las técnicas de EOR además del restablecimiento de la energía del yacimiento generan cambios en las propiedades de la roca (variaciones en la mojabilidad) o en los fluidos (cambios en la viscosidad o la tensión interfacial).

Los métodos aplicados pueden ser miscibles, químicos o térmicos, a continuación, se presentan en el **Cuadro 8** los diversos fluidos inyectados en los métodos de EOR, el entrapamiento que atacan (macro: por la deficiencia del barrido o micro: por la acción de las fuerzas capilares), el mecanismo que usan y el método en el cual se encuentran clasificados.

---

<sup>73</sup>COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Acuerdo No. 11. (16 septiembre de 2008). Por medio del cual se adopta la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos en el país. Bogotá D.C. 2008. p.24. En: La ANH Normatividad [en línea]. 2008, Disponible en: <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2011%20de%202008.pdf>

<sup>74</sup>NNAEMEKA, Ezekwe. Petroleum Reservoir Engineering Practice. Estados Unidos, Prentice Hall, 2010, p. 563.

<sup>75</sup> COSSÉ, René. Basic of Reservoir Engineering. Paris. Institut Français Du Pétrole; 1993, p.282.

**Cuadro 8.** Clasificación de Métodos de EOR.

<b>Entrampamiento</b>	<b>Mecanismo</b>	<b>Producto</b>	<b>Método</b>
<b>Actúa en el entrapamiento microscópico</b>	Miscibilidad	Dióxido de carbono Gases hidrocarburos	Miscible
		Micro emulsiones	Químico
	Reducción de la tensión interfacial	Surfactantes	
<b>Actúa en el entrapamiento macroscópico</b>	Incremento de la viscosidad del agua	Polímeros	Miscible
	Reducción de la viscosidad del petróleo	Dióxido de carbono	
			Inyección de vapor Combustión Insitu

**Fuente:** elaboración propia, con base en (COSSÉ, René. Basic of Reservoir Engineering. Paris. Institut Français Du Pétrole; 1993, p.283)

## 2.2 RECOBRO QUÍMICO

Los métodos de recobro de este tipo implican que durante el proceso se requiera de la adición de químicos al fluido de inyección<sup>76</sup> (comúnmente agua, pero también pueden adicionarse al gas produciendo así espumas). Este tipo de mecanismo se ha utilizado en diferentes yacimientos a lo largo de la historia, consiste principalmente en la inyección de polímero, surfactante, álcali o una mezcla de estos tres elementos.

La función principal en la inyección de polímero es la de controlar la razón de movilidad de los fluidos en el yacimiento, además de mejorar la eficiencia areal barriendo zonas nuevas por las cuales antes no había incursionado anteriormente el agua inyectada.

La inyección de surfactantes está enfocada en disminuir la tensión interfacial presente en el medio poroso, esto permite de cierta forma cambiar la humectabilidad de la roca favoreciéndola a ser mojada por agua, lo que genera un barrido más eficiente disminuyendo el valor de  $S_{or}$  (Saturación de petróleo irreducible) e incrementando el factor de recobro.

La inyección de álcali tiene como objetivo generar en el yacimiento surfactante insitu a partir de la reacción química que tiene la soda caustica con determinados ácidos orgánicos presentes en el crudo, aparte de incrementar el factor de recobro como lo hace directamente el surfactante este aumenta la gravedad  $^{\circ}$ API del crudo, disminuyendo su viscosidad lo que también incrementa este factor.

---

<sup>76</sup> *Ibíd.*, p. 289.



Debido a las altas complejidades presentes en los yacimientos actuales la mayoría de estos métodos son ineficientes por si mismos por lo cual la industria ha optado por realizar distintas mezclas entre estos procesos con la finalidad de aprovechar cada uno de sus beneficios de manera conjunta. Este trabajo de grado, se centrará específicamente en el método de recobro mejorado de inyección de polímero, por lo que se entrará a describirlo con mayor detalle a continuación.

**2.2.1 Inyección de polímero.** Es un método de recobro mejorado químico, cuyo objetivo principal es mejorar la eficiencia areal y vertical del barrido por medio del incremento de la viscosidad del agua<sup>77</sup>, evitando así la formación de canalizaciones y volviendo favorable la razón de movilidad, es decir que se desplaza más petróleo que agua respecto a las condiciones previas a la implementación de la inyección.

Uno de los parámetros que genera mayor incertidumbre en el diseño de un proceso de inyección es la variación de la permeabilidad dentro del yacimiento. Debido a que las permeabilidades no uniformes generan que cualquier fluido inyectado se mueva a través del reservorio con un frente irregular, esta propiedad influye significativamente en la eficiencia de barrido.

**2.2.1.1 Eficiencia areal [E<sub>A</sub>].** Se define como la fracción del patrón de inyección total que se contacta con el fluido de desplazamiento<sup>78</sup>, depende en gran medida de la permeabilidad direccional, por lo que identificar las tendencias de esta permite organizar los pozos de inyección y producción adecuadamente para mejorar la eficiencia de barrido de área.

**2.2.1.2 Eficiencia vertical.** Se define como la fracción de la sección vertical de la zona de interés que es contactada por el fluido de inyección, en las partes más permeables, el agua inyectada viajará más rápidamente que en la zona menos permeable<sup>79</sup>.

**2.2.1.3 Canalizaciones.** A medida que se desplaza el fluido producido en el yacimiento, el agua presente crea un perfil desigual de flujo, baipaseando el crudo generando canales preferenciales de flujo<sup>80</sup>, también ocasiona irrupción temprana de agua en los pozos productores, esto es común en procesos de inyección de agua por la diferencia de densidades entre el aceite y el agua. Genera un barrido ineficiente, por lo que se quedan en el yacimiento volúmenes de petróleo recuperable.

---

<sup>77</sup> *Ibíd.*, p. 290.

<sup>78</sup> TAREK, Ahmed. *Reservoir Engineering Handbook*. 3 ed. Estados Unidos, ELSEVIER Inc., 2010, p 985

<sup>79</sup> *Ibíd.*, p.1041-1042

<sup>80</sup> SCHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY. *Fingering*. [Sitio Web]. Bogotá [Consultado: marzo 2019], Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/fingering.aspx>

**2.2.1.4 Movilidad.**  $[\lambda]$  Se define como la relación entre la permeabilidad efectiva del fluido y la viscosidad del fluido<sup>81</sup>, tal como se observa en la **Ecuación 1** en donde  $k_{ri}$  hace referencia a la permeabilidad relativa fluido específico y  $\mu_i$  a su viscosidad.

**Ecuación 1.** Movilidad de un fluido.

$$\lambda_i = \frac{K_i}{\mu_i} = \frac{K K_{ri}}{\mu_i}$$

**Fuente:** TAREK, Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. 3 ed. Estados Unidos, ELSEVIER Inc., 2010, p 985.

**2.2.1.5 Razón de movilidad.** Se define como la movilidad del fluido de desplazamiento respecto a la movilidad del fluido desplazado<sup>82</sup>. En el caso de un proceso de inyección de polímero, el fluido desplazante es el agua mejorada (solución polimérica) y el fluido desplazado el aceite, como se observa en la **Ecuación 2** en donde  $(\lambda_w \text{ y } \lambda_o)$  hacen referencia a las movilidades de agua y el aceite respectivamente, además de  $(K_{rw} \text{ y } K_{ro})$  permeabilidad relativa fluido específico y  $(\mu_w \text{ y } \mu_o)$  a su viscosidad.

**Ecuación 2.** Razón de movilidad Agua-Aceite.

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{K K_{rw}}{\mu_w} * \frac{\mu_o}{K K_{ro}} = \frac{K_{rw}}{K_{ro}} * \frac{\mu_o}{\mu_w}$$

**Fuente:** TAREK, Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. 3 ed. Estados Unidos, ELSEVIER Inc., 2010, p 986

De esta ecuación se puede analizar que: Si  $M < 1$ , el crudo es menos viscoso que el agua, por lo que la razón de movilidad será favorable y se presentará un desplazamiento eficiente, si  $M = 1$  ambos fluidos tienen igual movilidad y si  $M > 1$ , el agua presenta baja viscosidad y es muy móvil con respecto al crudo<sup>83</sup>. De estos tres escenarios posibles el último es el comportamiento normal de un proceso de inyección de agua, por lo que generan canalizaciones; al mejorar el agua (adición de polímero) e incrementar su viscosidad se pasa al primer escenario en donde al agua le costará más trabajo moverse, lo que le permitirá hacer un desplazamiento eficiente del petróleo en el yacimiento.

**2.2.2 Generalidades de los polímeros.** Los polímeros son macromoléculas generalmente orgánicas compuestas por moléculas más pequeñas denominadas monómeros, formando enormes cadenas de diversas formas mediante reacciones

<sup>81</sup> TAREK, Op. cit., p. 985

<sup>82</sup> *Ibíd.*, p.986

<sup>83</sup>. CABRERA, Jonathan., et al. Análisis y propuestas de mejora de proyectos de inyección de agua ejecutados en reservorios de diversas características. Artículo Tesis. Guayaquil-Ecuador. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, p.2

químicas<sup>84</sup>; según Sheng<sup>85</sup>, los polímeros son los principales químicos inyectados en los métodos de recobro mejorado.

**2.2.2.1 Tipos de polímero.** Los polímeros se encuentran clasificados en tres grandes grupos<sup>86</sup>, sintéticos, biopolímeros y naturales (junto con sus derivados); sin embargo, los más utilizados en los procesos de EOR son los dos primeros grupos, siendo el último el menos común. A continuación, se realizará una descripción de los polímeros más usados en la industria petrolera.

**2.2.2.2 Polímeros Sintéticos.** Fabricados por el hombre a partir de elementos existentes en la naturaleza, su diseño en laboratorio permite que cada uno de estos cuente con propiedades, características y estructuras químicas específicas, que interactúan en formas distintas de acuerdo a las funciones para las cuales fueron creados.

La Poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM), es un polímero sintético de estructura flexible<sup>87</sup> usado en diversos procesos industriales como la fabricación de papel o agente reductor de floculación entre otras<sup>88</sup>, así mismo es el polímero más utilizado en procesos EOR<sup>89</sup> y presenta mayor visco elasticidad que las soluciones del biopolímero de goma Xantana.

Se crea debido a que la poliacrilamida se adsorbe fuertemente en las superficies minerales, por lo que se hace necesario realizar su hidrólisis para reducir la adsorción, esto se logra mediante la reacción de la poliacrilamida con una base, como el hidróxido de sodio o de potasio o el carbonato de sodio, lo cual convierte algunos de los grupos amida ( $\text{CONH}_2$ ) en grupos carboxilo ( $\text{COO}^-$ ), como se muestra en la **Figura 10**.

---

<sup>84</sup> CORNEJO, Paz. Aplicaciones de los Polímeros. Universidad Autónoma de Hidalgo – Revistas y Boletines Científicos. CON-CIENCIA Boletín Científico de la Escuela Preparatoria. 2016, Vol.3 Núm.5, p.1.

<sup>85</sup> SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practices. Estados Unidos. ELSEVIER Inc.; 2011. p. 101.

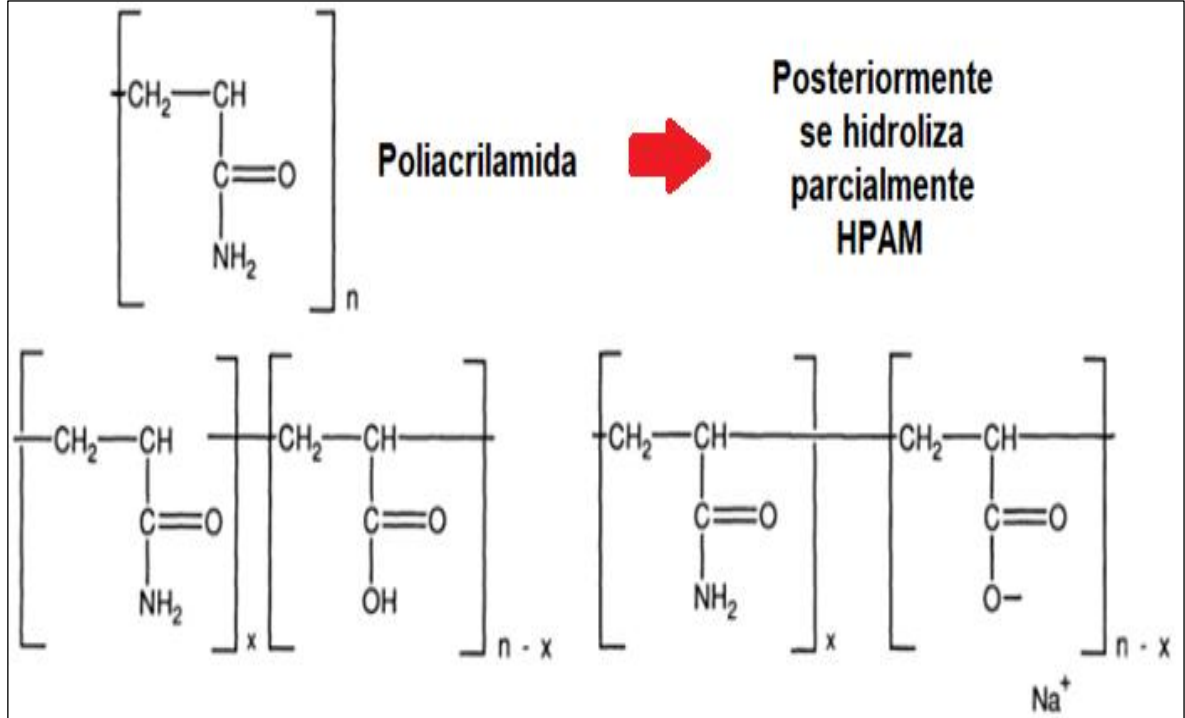
<sup>86</sup> *Ibíd.*, p. 101.

<sup>87</sup> SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Estados Unidos. Blackie & Son Ltd., 1991, p.7.

<sup>88</sup> *Ibíd.*, p. 4.

<sup>89</sup> SHENG, Op. cit, p. 102.

**Figura 10.** Estructura química HPAM.



**Fuente:** elaboración propia, con base en SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Estados Unidos. Blackie & Son Ltd.; 1991, p. 20.)

Por lo tanto el HPAM es en realidad un copolímero de acrilamida y ácido acrílico<sup>90</sup>; ya que la hidrólisis de la poliacrilamida introduce cargas negativas a las cadenas poliméricas, esto modifica las propiedades reológicas de la solución polimérica logrando que a bajas salinidades, las cargas negativas del polímero se repelan entre sí por lo que las cadenas del polímero se estiran, por ello en agua dulce, debido a la repulsión de la carga del grupo carboxílico, la estructura de la cadena flexible de HPAM se estira y por ende alcanzan altas viscosidades.

Así mismo cuando se agrega un electrolito (como el NaCl) a una solución de polímero, las fuerzas repulsivas están protegidas por una doble capa de electrolitos, lo cual reduce el estiramiento, es decir que, en el agua salina, la carga se neutraliza o se protege y las cadenas flexibles de HPAM se comprimen, lo que resulta en una baja viscosidad.

Debido a que el proceso EOR es prolongado, la estabilidad del polímero es importante a lo largo de este, por tal motivo, obtener o no dicha estabilidad química puede afectar su viscosidad; ya que, si la hidrólisis es alta, el ion carboxilo (COO<sup>-</sup>) se incrementa, reduciendo la adsorción y aumentando la viscosidad de la solución;

<sup>90</sup> *Ibíd.*, p. 103.

por otro lado, una baja hidrólisis genera mayor cantidad del grupo funcional amida (CO-NH<sub>2</sub>) aumentan la estabilidad química y a su vez la adsorción generando una disminución en la viscosidad.

Adicionalmente se debe tener en cuenta que la hidrólisis de la poliacrilamida es muy rápida tanto en condiciones ácidas como básicas, pero en condiciones neutras lo es si se presentan altas temperaturas, es decir que el HPAM incrementa su velocidad de hidrólisis de forma proporcional con la temperatura<sup>91</sup>, sin embargo en condiciones de alta salinidad y a temperaturas mayores a 60°C<sup>92</sup>, se pueden ocasionar reacciones de hidrólisis en la cadena de acrilamida lo cual formaría ácidos de acrilatos en su estructura y si la fracción de acrilato es significativa el HPAM puede precipitarse anulando su función viscosificante en la solución.

**2.2.2.3 Biopolímeros.** Especies químicas de alto peso molecular, gran tamaño y forma predominantemente alargada que forman parte de las paredes celulares de células animales y vegetales, así como de exoesqueletos (esqueleto exterior) de invertebrados y endoesqueletos (esqueleto interior) de vertebrados<sup>93</sup>

Estos pueden ser clasificados según su fuente<sup>94</sup>, los biopolímeros más importantes del mercado están divididos en tres subgrupos: polímeros basados en recursos renovables (almidón y celulosa), polímeros biodegradables basados en monómeros bioderivados (aceites vegetales y ácido láctico) y biopolímeros sintetizados por microorganismos (polihidroxialcanoatos PHA). Existen otros polímeros basados en recursos renovables, pero con mucho menor potencial en el mercado.

La Goma Xántica, también conocida como goma de azúcar de maíz, o xantana<sup>95</sup> es un biopolímero de estructura rígida que actúa como una barra semirrígida y es bastante resistente a la degradación mecánica; es utilizado principalmente en la industria alimenticia<sup>96</sup> como espesante y es comúnmente utilizado en la industria petrolera en procesos EOR, a pesar de ser menos viscoso que el HPAM, tiene mayor resistencia al agua salina. En la **Figura 11**, se muestra la estructura de dicho biopolímero.

---

<sup>91</sup> *Ibíd.*, p.20.

<sup>92</sup> HERRERA, J, *et al.* Desempeño experimental de polímeros modificados para recobro mejorado en yacimiento de alta temperatura. En: Acipet. 2017, p.1.

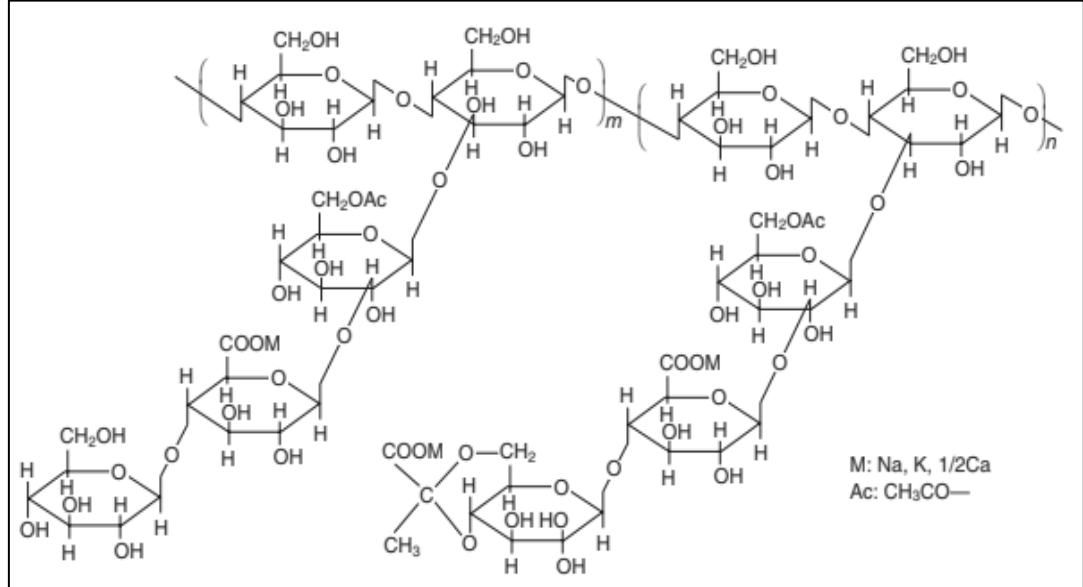
<sup>93</sup> FLORES, Jaime, *et al.* Bioremediación de metales tóxicos en efluentes mineros aplicando biosorción. En: Revista del Instituto de Investigación de La Facultad de Geología, Minas, Metalurgia y Ciencias Geográficas, Universidad Nacional Mayor de San Marcos Perú [en línea]. 2001 vol. 4, Núm. 07. [Consultado en diciembre de 2018]. Disponible en: [http://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtual/publicaciones/geologia/v04\\_n7/biore\\_metal.htm](http://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtual/publicaciones/geologia/v04_n7/biore_metal.htm)

<sup>94</sup> VALERO, Manuel, *et al.* Biopolímeros: Avances y Perspectivas. En: DYNA, Universidad Nacional de Colombia (Sede Medellín) – Facultad de Minas [en línea]. 2013 vol. 80, Núm. 181, p.172.

<sup>95</sup> SHENG, Op. cit., p. 104.

<sup>96</sup> SORBIE, Op. cit., p. 4.

**Figura 11.** Estructura química Goma Xántica.



**Fuente:** SHENG, James. *Moder Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practices.* Estados Unidos. ELSEVIER inc.; 2011. p. 104.

**2.2.3 Propiedades de las soluciones poliméricas.** Los polímeros por su característica viscosificante cuentan con propiedades específicas que los diferencian de las demás sustancias, estas se presentan a continuación.

**2.2.3.1 Reología del fluido.** El polímero en solución es considerado un fluido viscoelástico no newtoniano de tipo pseudoplástico<sup>97</sup>, dado que la relación de viscosidad no es lineal con respecto al esfuerzo de corte aplicado en este, y que a mayores esfuerzos su viscosidad será cada vez menor. A continuación, se realiza la explicación entre los diferentes tipos de fluidos para entender mejor su comportamiento.

➤ **Fluido newtoniano.** De acuerdo con Robert Mott<sup>98</sup>, es aquel fluido cuya viscosidad únicamente es función de la condición del fluido, principalmente de su temperatura; mientras el gradiente de velocidad no tiene efecto sobre la magnitud de la misma. En otras palabras, se conoce como fluido newtoniano, al cual cumpla con la condición de tener una relación lineal entre los esfuerzos cortantes y el gradiente de velocidad, con una pendiente constante (viscosidad).

<sup>97</sup> GARCIA, Gertrudis. *Estudio y Medición de la Reología Tangencial sobre los Polímeros Poliestireno y Polipropileno.* Trabajo de grado Ingeniero Industrial. Cartagena; Universidad Politécnica de Cartagena. Facultad de Ingeniería, 2012. p. 26.

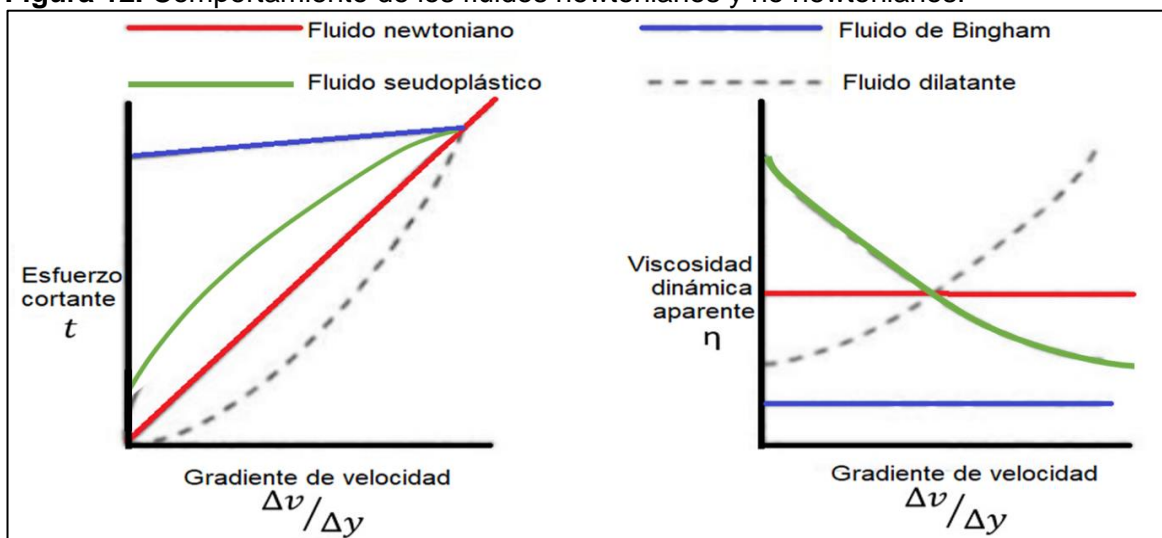
<sup>98</sup> MOTT, Robert. *Mecánica de Fluidos Aplicada.* 4 ed. Ciudad de México, México. Prentice Hall Hispanoamericana S.A.; 1996. p. 26.

➤ **Fluido no newtoniano.** De acuerdo con Robert Mott<sup>99</sup>, se conoce como fluido no newtoniano, aquel que no cumpla con la condición de tener una relación lineal entre los esfuerzos cortantes y el gradiente de velocidad, con una pendiente constante. Estos fluidos pueden ser:

- **Dilatante.** En este tipo de fluido las viscosidades iniciales aparentes son bajas y se incrementan conforme lo hace en igual medida el gradiente de velocidad.
- **Seudoplástico.** En este tipo de fluido las viscosidades iniciales aparentes son altas y empiezan a disminuir conforme aumenta el gradiente de velocidad.
- **Fluido de Bingham.** También conocido como fluido de inserción, requiere la aplicación en forma significativa de un esfuerzo cortante antes de comenzar su flujo, sin embargo, su viscosidad aparente permanece constante a cualquier esfuerzo cortante dado.

En la **Figura 12** se observa una comparación entre el comportamiento de un fluido newtoniano y los tres fluidos no newtonianos previamente mencionados.

**Figura 12.** Comportamiento de los fluidos newtonianos y no newtonianos.



**Fuente:** elaboración propia, con base en (MOTT, Robert. Mecánica de Fluidos Aplicada. 4 ed. Ciudad de México, México. Prentice Hall Hispanoamericana S.A.; 1996. p. 26)

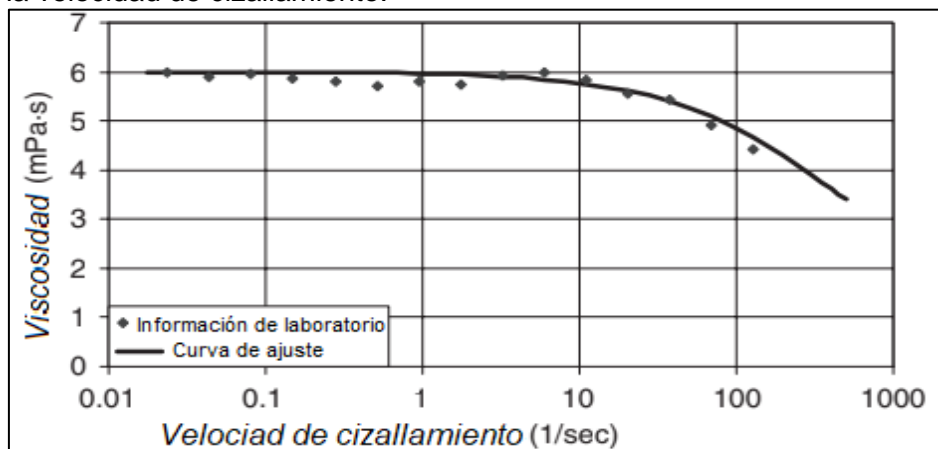
- **Dependientes.** En este tipo de fluido la viscosidad tiende a variar con el tiempo a cualquier esfuerzo cortante dado.
- **Independientes.** En este tipo de fluido la viscosidad no cambia con el tiempo frente a cualquier esfuerzo cortante dado.

<sup>99</sup> *Ibíd.*, p. 26-27.

**2.2.3.2 Viscosidad del polímero.** La viscosidad es el parámetro más importante de la solución polimérica ya que de esta propiedad depende en gran parte el éxito del proceso de recobro; anteriormente se mencionó que el polímero más usado en los procesos de EOR es el HPAM y que su viscosidad se ve afectada por la salinidad del medio<sup>100</sup>, sin embargo, existen otros factores a tener en cuenta como lo son:

- **El esfuerzo de corte (cizalla).** Este tiene un comportamiento inversamente proporcional a la viscosidad, es decir que a mayor esfuerzo menor viscosidad, tal como se observa en la **Gráfica 2:** Comportamiento de la viscosidad del polímero en función de la velocidad de cizallamiento. Ya que los polímeros se comportan como fluidos seudoplásticos, cuentan con determinado rango en el cual pueden elongarse y luego retornar a sus condiciones iniciales, pero en determinado punto (esfuerzo crítico) el polímero se deforma y no puede continuar con dicho comportamiento elástico, por lo que pierde varias de sus características iniciales.
- **pH.** Es otro de los factores a tener en cuenta, pues se sabe que este afecta la hidrólisis; en ambientes básicos la viscosidad es alta, mientras que en ambientes ácidos la viscosidad disminuye y con esta el esfuerzo crítico en donde el polímero se cizalla.
- **Temperatura.** Tiene un comportamiento inversamente proporcional respecto a la viscosidad del polímero, debido a que a medida que aumenta, también aumenta la actividad de las cadenas y moléculas de polímeros, lo cual reduce la fricción entre las moléculas y por ende la resistencia al flujo y su viscosidad.

**Gráfica 2.** Comportamiento de la viscosidad del polímero en función de la velocidad de cizallamiento.



**Fuente:** elaboración propia, con base en (SHENG, James. *Moder Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practices.* Estados Unidos. ELSEVIER inc.; 2011. p 134)

<sup>100</sup> SHENG, Op. cit., p. 129-134.



Así mismo, como hay factores que afectan la viscosidad de la solución polimérica, existen diferentes tipos de viscosidad que presenta la solución polimérica. A continuación, se procede a describir principalmente las dos viscosidades más comunes y utilizadas para referirse a las soluciones poliméricas.

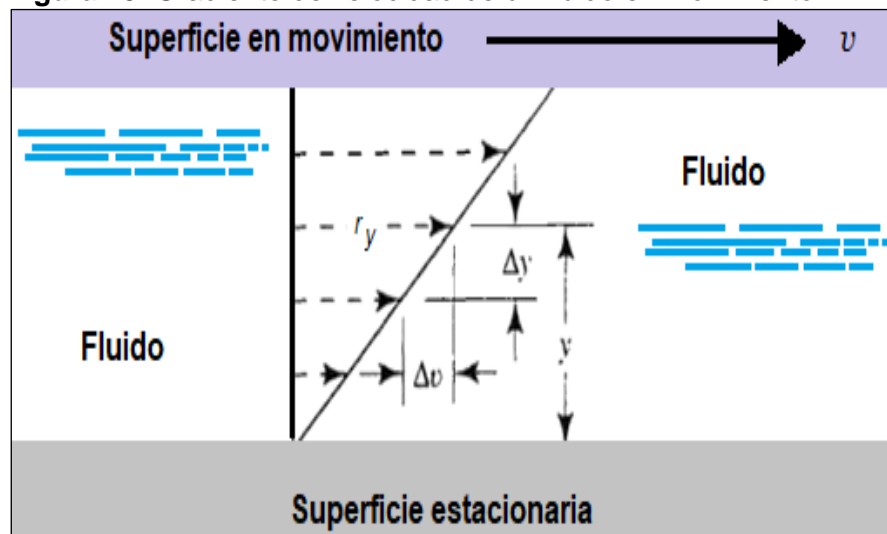
➤ **Viscosidad dinámica.** De acuerdo con Robert Mott<sup>101</sup>, se define como la razón entre la fuerza requerida para deslizar una capa de una sustancia líquida sobre una capa adyacente a esta con la misma unidad de área, esta fuerza se denomina esfuerzo cortante ( $\tau$ ). El gradiente de velocidad ( $\Delta v/\Delta y$ ) es generado entre la capa superior del fluido en movimiento (a la cual se le asocia la velocidad de la superficie de frontera o desplazante) y la superficie estacionaria (se considera que el fluido en contacto con esta tiene una velocidad de cero), tal como se observa en la **Figura 13** y matemáticamente la viscosidad dinámica ( $\mu$ ) se denota con la **Ecuación 3**.

**Ecuación 3.** Viscosidad dinámica.

$$\tau = \mu \frac{\Delta v}{\Delta y}$$

**Fuente:** MOTT, Robert. Mecánica de Fluidos Aplicada. 4 ed. Ciudad de México, México. Prentice Hall Hispanoamericana S.A.; 1996. p. 24.

**Figura 13.** Gradiente de velocidad de un fluido en movimiento.



**Fuente:** elaboración propia, con base en (MOTT, Robert. Mecánica de Fluidos Aplicada. 4 ed. Ciudad de México, México. Prentice Hall Hispanoamericana S.A.; 1996. p. 24.)

<sup>101</sup> MOTT, Op. cit., p. 23-24.

➤ **Viscosidad cinética.** De acuerdo con Robert Mott<sup>102</sup>, está definida como la relación absoluta entre la viscosidad dinámica ( $\mu$ ) y la densidad del fluido ( $\rho$ ). Esta se representa mediante la letra griega nu ( $\nu$ ). Como se muestra en la **Ecuación 4**.

**Ecuación 4.** Viscosidad cinemática.

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}$$

**Fuente:** MOTT, Robert. Mecánica de Fluidos Aplicada. 4 ed. Ciudad de México, México. Prentice Hall Hispanoamericana S.A.; 1996. p. 25.

**2.2.3.3 Medición de la viscosidad.** Con el transcurso del tiempo se han venido desarrollado diversos equipos para la medición de la viscosidad, aunque estos sean cada vez más precisos y modernos, los principios de funcionamiento serán los mismos. Estos se dividen básicamente en tres tipos:

➤ **Viscosímetro Saybolt.** Es un instrumento estandarizado, a través del cual se desplaza un fluido a ciertas condiciones (T y P), para realizar la medición del tiempo de flujo y por medio de este correlacionar el valor de su viscosidad<sup>103</sup>.

➤ **Viscosímetro de tubo capilar.** Consiste en dos recipientes conectados por un capilar, en el cual se hace fluir el fluido a una velocidad constante, dado el diámetro reducido del capilar se presenta una caída de presión en el flujo la cual se asocia a la viscosidad del fluido<sup>104</sup>.

➤ **Viscosímetro de tambor giratorio.** En la actualidad este es de los más usados dada su alta precisión, su funcionamiento se basa en el principio de viscosidad dinámica<sup>105</sup>.

Ya que en este instrumento existe un delta Y conocido (acorde al tamaño del instrumento) al cual se le aplica un gradiente de velocidad conocido por parte del tambor externo (el fluido en contacto con este tiene una velocidad lineal  $v$ ) simultáneamente el tambor interno permanece estático (el fluido en contacto con este presenta una velocidad igual a cero), así mismo dada la viscosidad del fluido se genera un esfuerzo cortante leído en la herramienta, lo cual permite la obtención de las variables necesarias para despejar el valor de ( $\mu$ ) de la **Ecuación 3**.

En la **Figura 14** se observa el funcionamiento básico de este tipo de medidor.

---

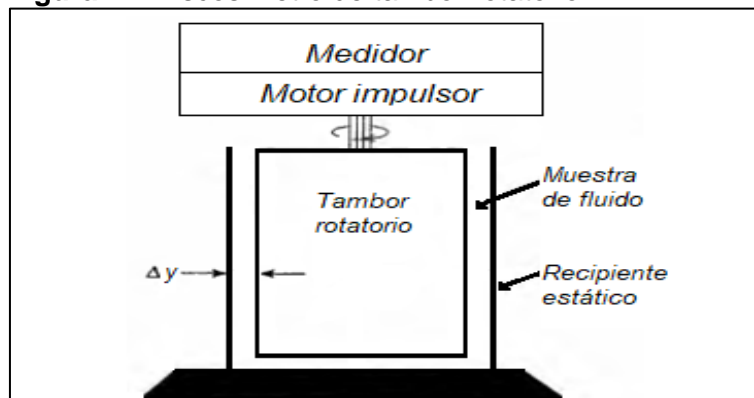
<sup>102</sup> *Ibíd.*, p. 24

<sup>103</sup> *Ibíd.*, p. 35.

<sup>104</sup> *Ibíd.*, p. 30.

<sup>105</sup> *Ibíd.*, p. 29-30.

**Figura 14.** Viscosímetro de tambor rotatorio.



**Fuente:** elaboración propia, con base en (MOTT, Robert. *Mecánica de Fluidos Aplicada*. 6 ed. Ciudad de México, México. Prentice Hall Hispanoamericana S.A.; 2006. p. 25)

**2.2.4 Flujo de soluciones poliméricas en tubería.** El proceso de inyección de polímeros como método de recobro químico, divide su flujo en tres etapas: la primera desde las facilidades de inyección hasta el cabezal del pozo, la segunda etapa es la trayectoria que recorre el fluido en el pozo a través del estado mecánico de completamiento y finalmente la última etapa llevada a cabo en el medio poroso.

Teniendo en cuenta el enfoque de este trabajo de grado, es importante conocer el comportamiento reológico y dinámico de la solución polimérica a lo largo del flujo en tubería. A continuación, se procede a describir los principios físicos de esta etapa

**2.2.4.1 Flujo en tubería.** A un fluido en movimiento se le denomina flujo, el cual está asociado a una ganancia o pérdida de energía generada por cambios experimentados en las variables físicas del fluido tales como presión, densidad, velocidad entre otras. La cantidad de fluido que circula en un sistema por unidad de tiempo se le conoce como caudal, este puede expresarse en unidades de volumen, peso y masa<sup>106</sup>.

**2.2.4.2 Ganancia y pérdida de energía.** Está relacionada con el principio de la conservación de la energía, donde se genera transferencia de energía entre el fluido y el medio por el cual fluye<sup>107</sup>. Se considera ganancia de energía cuando esta se agrega al sistema mediante un mecanismo externo (dispositivos mecánicos motores, bombas, entre otros), por otro lado, la pérdida de energía es asociada a las restricciones que se presentan en el flujo del fluido a lo largo del sistema (fricción interna del fluido y accesorios en la trayectoria).

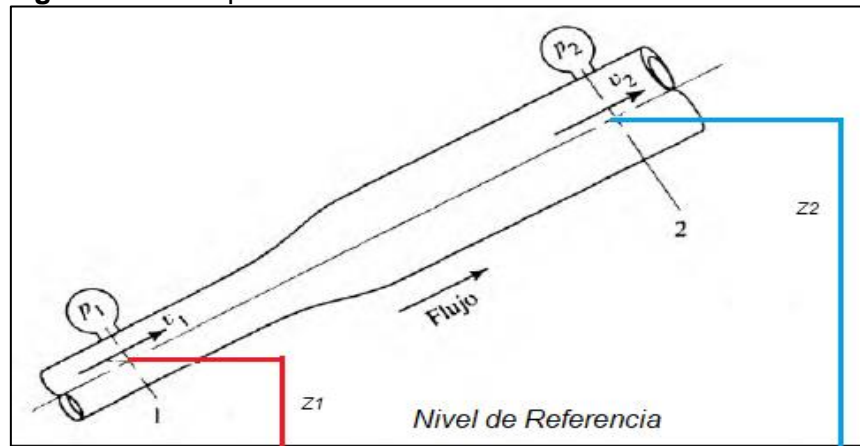
<sup>106</sup> MOTT, Robert. *Mecánica de Fluidos Aplicada*. 6 ed. Ciudad de México, México. Prentice Hall Hispanoamericana S.A.; 2006. p. 154.

<sup>107</sup> *Ibíd.*, p. 202.

**2.2.4.3 Conservación de la masa.** Según Cengel<sup>108</sup>, dado un volumen de control se puede expresar el principio de conservación de la masa como la transferencia neta de masa hacia dentro o hacia afuera de este en un intervalo de tiempo conocido, esto permite conocer la variación másica del sistema.

➤ **Ecuación de continuidad.** Aplicando el principio de conservación de la masa, teniendo en cuenta un sistema cerrado<sup>109</sup>, donde la masa de este no varíe en función del tiempo, se le conoce como ecuación de continuidad, como se muestra en la **Figura 15** y este puede describirse de forma matemática mediante la **Ecuación 5**.

**Figura 15.** Principio de continuidad.



**Fuente:** MOTT, Robert. Mecánica de Fluidos Aplicada. 6 ed. Ciudad de México, México. Prentice Hall Hispanoamericana S.A.; 2006. p. 156.

**Ecuación 5.** Demostración de la conservación de la masa y principio de continuidad en flujo incompresible.

$$\begin{aligned} \dot{m}_1 &= \dot{m}_2 + \Delta \dot{m}_t, & \Delta \dot{m}_t &= 0 \\ \dot{m}_1 &= \dot{m}_2 \\ \rho_1 v_1 A_1 &= \rho_2 v_2 A_2, & \rho_1 &= \rho_2 \\ v_1 A_1 &= v_2 A_2 \end{aligned}$$

**Fuente:** CENGEL, Yunus, CIMBALA, John. Mecánica de fluidos, Fundamentos y aplicaciones. 2 ed. Ciudad de México, México. McGraw-Hill Interamericana Editores S.A.; 2012. p. 190-191.

<sup>108</sup> CENGEL, Yunus, CIMBALA, John. Mecánica de fluidos, Fundamentos y aplicaciones. 2 ed. Ciudad de México, México. McGraw-Hill Interamericana Editores S.A.; 2012. p. 187.

<sup>109</sup> *Ibíd.*, p. 184.

**2.2.4.4 Conservación de la energía.** Para el flujo de la solución polimérica en tubería se aplica el principio de conservación de la energía, donde se parte de principios termodinámicos que delimitan este sistema, en donde no se tiene en cuenta la transformación de energía química o térmica en energía mecánica y la energía total del sistema como sus pérdidas se le atribuyen a la esta última

La energía mecánica se considera como la suma de la energía cinética ( $\frac{v^2}{2}$ ,  $v$  velocidad de flujo), potencial ( $gz$ ,  $z$  altura y  $g$  gravedad) y de flujo ( $\frac{P}{\rho}$ ,  $P$  presión y  $\rho$  densidad). Como se muestra en la **Ecuación 6**.

**Ecuación 6.** Energía mecánica

$$E_{mec} = \frac{P}{\rho} + \frac{v^2}{2} + gz$$

**Fuente:** CENGEL, Yunus, CIMBALA, John. Mecánica de fluidos, Fundamentos y aplicaciones. 2 ed. Ciudad de México, México. McGraw-Hill Interamericana Editores S.A.; 2012. p. 194.

➤ **Ecuación de Bernoulli.** Esta consiste en aplicar el principio de conservación de la energía entre dos puntos en el flujo del fluido, igualando ambos términos y permitiendo determinar la variación de la presión ( $P$ ) o velocidad del fluido ( $v$ ) en estos puntos como se ve en la **Ecuación 7**. altura ( $z$ ), gravedad ( $g$ ) y densidad ( $\rho$ ).

**Ecuación 7.** Principio de Bernoulli.

$$\frac{P_1}{\rho} + \frac{v_1^2}{2} + gz_1 = \frac{P_2}{\rho} + \frac{v_2^2}{2} + gz_2$$

**Fuente:** CENGEL, Yunus, CIMBALA, John. Mecánica de fluidos, Fundamentos y aplicaciones. 2 ed. Ciudad de México, México. McGraw-Hill Interamericana Editores S.A.; 2012. p. 194.

**2.2.4.5 Régimen de flujo.** Este está definido como el comportamiento que presenta el flujo del fluido, clasificado generalmente como régimen laminar, transitorio o turbulento, los cuales se han demostrado de forma experimental al observar el flujo de distintos fluidos variando las condiciones del mismo y el medio donde se encuentra fluyendo. Estos estudios permitieron correlacionar las distintas variables involucradas, las cuales son: la densidad y la viscosidad del fluido, además del diámetro de tubería por donde circula y la velocidad promedio con la que lo hace.

El régimen laminar se considera un flujo tranquilo ordenado, en el cual se puede observar el desplazamiento de las capas del fluido una sobre otra, en el flujo turbulento el fluido viaja de forma errática y su comportamiento no es tan fácil de observar, además genera turbulencia en el fluido y en el caso de la solución

polimérica genera cizallamiento del polímero. Estos regímenes de flujo están acotados numéricamente por la ecuación de Reynolds, quien dio una relación matemática entre estas variables y definió los rangos para cada régimen de flujo.

**2.2.4.6 Numero de Reynolds.** De acuerdo con Mott<sup>110</sup> los rangos para considerar el flujo como laminar y turbulento son menores a 2.000 y mayores a 4.000 respectivamente, donde el régimen transitorio se encuentra entre estos valores en los cuales no es posible predecir el comportamiento del flujo. El cálculo de este número se realiza con la **Ecuación 8**. Al ser un numero adimensional se deben manejar todas las unidades ya sea en sistema internacional o sistema inglés como lo son la velocidad ( $v$ ) [ $m/s$ ,  $ft/s$ ], el diámetro de la tubería ( $\phi$ ) [ $m$ ,  $ft$ ], la densidad del fluido ( $\rho$ ) [ $kg/m^3$ ,  $lb/ft^3$ ] y la viscosidad dinámica ( $\eta$ ) [ $Pa * s$ ,  $lb/(ft * s)$ ].

**Ecuación 8.**Numero de Reynolds.

$$N_R = \frac{\rho * \phi * v}{\eta}$$

**Fuente:** MOTT, Robert. Mecánica de Fluidos Aplicada. 6 ed. Ciudad de México, México. Prentice Hall Hispanoamericana S.A.; 2006. p. 230.

Para estos ajustes de la **Ecuación 9** se deben manejar las unidades en: la velocidad de flujo ( $v$ ) [ $ft/s$ ], el diámetro de la tubería ( $\phi$ ) [ $in$ ], la gravedad específica del fluido ( $S.G$ ) [ $\phi$ ], la viscosidad dinámica ( $\eta$ ) [ $cP$ ] y el caudal de tasa líquida en ( $Q$ ) [ $bpd$ ].

**Ecuación 9.** Numero de Reynolds en unidades de campo.

$$N_R = 7.738 \frac{S.G * \phi * v}{\eta} \text{ o } 92,1 \frac{S.G * Q}{\eta * \phi}$$

**Fuente:** ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations, Volume 1, Second Edition: Design of Oil-Handling Systems and Facilities. Ciudad Houston, Estados Unidos. Gulf Publishing Company; 1999. p. 245.

**2.2.4.7 Caídas de presión.** La energía del sistema de flujo es asociada a la presión que este maneja, dado que esta es una representación de energía y las caídas de presión generadas a lo largo de la tubería se asocian a las pérdidas de energía del sistema, estas suelen agruparse en dos grupos principales las propias al flujo (caídas de presión por fricción) y asociadas a los accesorios de la tubería.

➤ **Perdidas por fricción.** Esto es en mecánica de fluidos uno de los componentes de la pérdida de energía en el flujo, la fricción que presenta el fluido es proporcional a su energía cinética (carga de velocidad  $v^2/2g$ , donde  $v$  velocidad

<sup>110</sup> MOTT, Robert. Op. cit., p. 223.

de flujo y  $g$  gravedad) y a la relación geométrica existente del tubo entre su longitud ( $L$ ) y el diámetro ( $\phi$ ). Esta se puede definir matemáticamente por medio de la ecuación de flujo de Darcy y se denomina ( $h_L$ ) como se evidencia en la **Ecuación 10**. Donde adicionalmente se tiene en cuenta un factor adimensional de fricción ( $f$ ), el cual está directamente relacionado con el régimen de flujo que se tenga.

**Ecuación 10.** Pérdida de energía asociada a la fricción

$$h_L = f * \frac{L}{\phi} * v^2 / 2g$$

**Fuente:** MOTT, Robert. Mecánica de Fluidos Aplicada. 6 ed. Ciudad de México, México. Prentice Hall Hispanoamericana S.A.; 2006. p. 233.

En un flujo laminar el movimiento de cada una de las capas se considera ordenado y regular, entonces se asocia la fricción únicamente a la generada internamente entre las capas (fricción por fuerzas viscosas), sin tener en cuenta el contacto interno con la tubería, debido a que el perfil de velocidad de este flujo considera que las capas del fluido en contacto con la tubería se encuentran estáticas y solo se presenta movimiento en las demás.

Físicamente se relaciona mediante la ecuación de Hagen y Poiseuille<sup>111</sup> los cuales relacionan la pérdida de fricción en el flujo laminar con la ecuación de Darcy y el número de Reynolds ( $N_R$ ) simplificando el cálculo del factor adimensional de fricción ( $f$ ) en la **Ecuación 11**.

**Ecuación 11.** Factor de fricción para flujo laminar.

$$f = \frac{64}{N_R}$$

**Fuente:** MOTT, Robert. Mecánica de Fluidos Aplicada. 6 ed. Ciudad de México, México. Prentice Hall Hispanoamericana S.A.; 2006. p. 234.

En un flujo turbulento el movimiento de cada una de las capas se considera caótico y turbulento, entonces el factor de fricción se determina únicamente con datos experimentales, estas estimaciones han considerado que este factor depende de dos factores adimensionales como lo son el número de Reynolds y la rugosidad relativa de la tubería; la cual es la relación entre la rugosidad [ $\epsilon$ ] respecto al diámetro de esta<sup>112</sup>. Por esta razón, se utilizan los diagramas de Moody, los cuales consisten en una serie de curvas paramétricas que relacionan la rugosidad relativa con los

---

<sup>111</sup> *Ibíd.*, p. 233.

<sup>112</sup> *Ibíd.*, p. 235.

factores adimensionales mencionados anteriormente y el valor que se intercepta para cada caso en específico se tomará como el factor de fricción.

➤ **Válvulas y accesorios.** También se conocen como pérdidas menores, están asociadas al coeficiente de resistencia que presenta una modificación de la tubería cilíndrica recta, como lo suponen los conectores, los accesorios, cambios en tubería (curvamiento), expansión y contracción tanto progresiva como súbita. Estas pérdidas se determinaron experimentalmente, y se le asigna un coeficiente de resistencia a cada uno de estos elementos en función de la carga de velocidad del fluido ( $v^2/2g$ , donde  $v$  velocidad de flujo y  $g$  gravedad) y físicamente se representa por la siguiente ecuación, donde este coeficiente se denota con la letra (**K**).

**Ecuación 12.** Pérdidas de Fricción por Válvulas.

$$h_L = K * v^2 / 2g$$

**Fuente:** MOTT, Robert. Mecánica de Fluidos Aplicada. 6 ed. Ciudad de México, México. Prentice Hall Hispanoamericana S.A.; 2006. p. 281.

**2.2.5 Criterios de implementación.** Existe diversidad de autores, los cuales han tratado de determinar las condiciones óptimas para la implementación de la inyección de polímero en comparación con procesos exitosos de recobro en el mundo, sin embargo, aunque manejen valores distintos en su mayoría aconsejan los siguientes parámetros:

La viscosidad del crudo a condiciones de yacimiento debe ser preferiblemente baja (menor a 200cP), El crudo debe contar con una gravedad °API mayor a 18° La salinidad del agua de formación baja (para generar estabilidad en la solución). El tipo de formación en la que este método de recobro es principalmente aplicable son las areniscas (también puede aplicarse en carbonatos, pero los yacimientos de caliza deben ser evitados o bajo condiciones específicas). La permeabilidad de la roca debe ser mayor a 10md. El factor de heterogeneidad de la roca entre 0,5 a 0,85. La razón de movilidad debe estar entre 2 y 40. La temperatura del yacimiento debe ser menor a 250°F (aunque de ser necesario existen polímeros que son resistentes a las altas temperaturas – degradación térmica) El yacimiento debe existir una alta saturación de petróleo móvil, una alta porosidad y alto espesor son factores favorables para la implementación de este método de recobro mejorado. La presencia de capa de gas, agua de formación altamente salina, fracturas extensivas, así como litologías con alta presencia de arcilla y calcio son factores desfavorables para la implementación de este método de recobro mejorado.<sup>113</sup>

---

<sup>113</sup> PDVSA, *Gerencia de yacimiento aplicada: Aumentando las Reservas recuperable*. En: Gerencia de Yacimientos Maduros. Maracaibo, Venezuela: 2010. p, 18.



**2.2.6 Factores que afectan la inyección de polímero.** Los polímeros al ser sustancias químicas cuentan con una serie de rangos de aplicabilidad según su diseño, sin embargo, existen dos principales factores que afectan a cualquier tipo de polímero, estos son:

➤ **La salinidad.** Las altas concentraciones de sales en el agua de formación o inyección (presencia de calcio y magnesio), generan una disminución en la hidratación del polímero (disminución del proceso de hidrolisis) ocasionando cambios en la viscosidad de la solución polimérica.

➤ **La temperatura.** Las altas temperaturas también ocasionan una reducción en la viscosidad del polímero (rompimiento molecular de las cadenas poliméricas por temperatura – degradación térmica), lo que conlleva a una disminución en la eficiencia del barrido.

**2.2.7 Estabilidad de los polímeros.** Según Sheng<sup>114</sup>, la degradación del polímero se refiere a cualquier proceso que rompe la estructura molecular de las macromoléculas. Las principales vías de degradación que sufre el polímero en el proceso de EOR son químicas, mecánicas y biológicas.

Debido a que el presente trabajo se enfoca en el recorrido que el polímero realiza de superficie a fondo por medio de las tuberías y la sarta de inyección se centrará únicamente en la degradación mecánica dado que las demás condiciones no varían y esta degradación es la que se asocia al flujo del polímero en tuberías.

**2.2.7.1 Degradación mecánica del polímero.** Esta se refiere a según Sheng<sup>115</sup>, a la descomposición molecular de las cadenas poliméricas como resultado de altas tensiones mecánicas, la solución de polímero es más susceptible a la degradación mecánica en función del peso molecular, a mayor peso incrementara la reducción de la viscosidad de forma irreducible.

La solución polimérica al ser considerada como un fluido no newtoniano, donde se exhibe una variación independiente no lineal del comportamiento de la viscosidad en función del esfuerzo aplicado, entonces se redefine la relación de esta propiedad como se evidencia en la **Ecuación 13**. Donde el esfuerzo cortante ( $\tau$ ), el gradiente de velocidad ( $\Delta v/\Delta y$ ), la viscosidad dinámica ( $\mu$ ) y la tasa de deformación (Shear rate,  $\dot{\gamma}$ ).

---

<sup>114</sup>SHENG, Op. cit., p. 135.

<sup>115</sup> Ibid., p. 143-144.

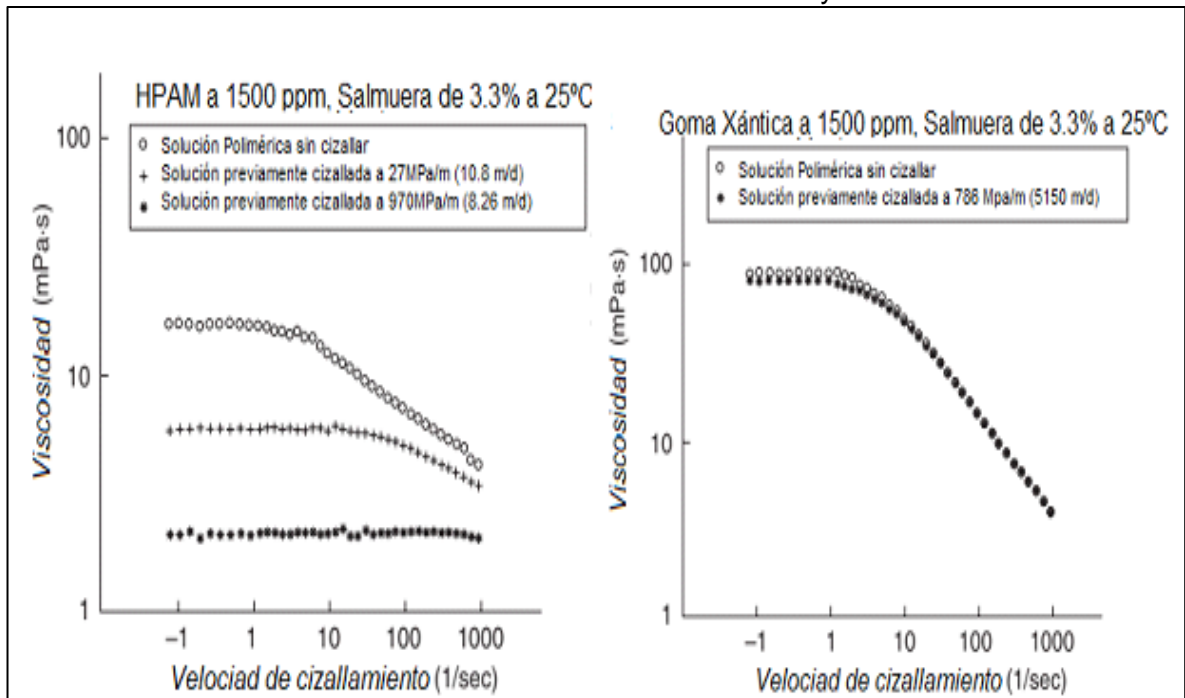
**Ecuación 13.** Definición de la viscosidad dependiente de la velocidad de corte (fluidos no newtonianos).

$$\tau = \mu \frac{\Delta v}{\Delta y} \rightarrow \tau = \mu \dot{\gamma} \rightarrow \tau = \eta(\dot{\gamma}) \dot{\gamma}$$

**Fuente:** GAUSDAL, Jorgen. Influence of Residual Oil on Polymer Injectivity. Centre for Integrated Petroleum Research – Department of Chemistry; 2017. p. 44.

Donde la viscosidad ( $\eta(\dot{\gamma})$ ) es función de la velocidad de corte o de cizallamiento (Shear rate,  $\dot{\gamma}$ ). En la **Gráfica 3** se muestra los efectos sobre la viscosidad de soluciones preparadas con HPAM y xantana debido a la velocidad de corte.

**Gráfica 3.** Efecto del cizallamiento en la viscosidad del HPAM y la Goma Xántica.



**Fuente:** elaboración propia, con base en (SHENG, James. Moder Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practices. Estados Unidos. ELSEVIER inc.; 2011. p 144)

Al comparar los efectos de cizallamiento que sufrieron estas soluciones se observa que el polímero de goma xantana es estable al cizallamiento (debido a su estructura rígida de barras), mientras que el HPAM es muy sensible a la degradación del cizallamiento (debido a su estructura flexible) <sup>116</sup>. Así mismo la degradación

<sup>116</sup> *Ibíd.*, p. 145.

mecánica del polímero es mucho más severa a mayores caudales y mayores distancias de flujo.

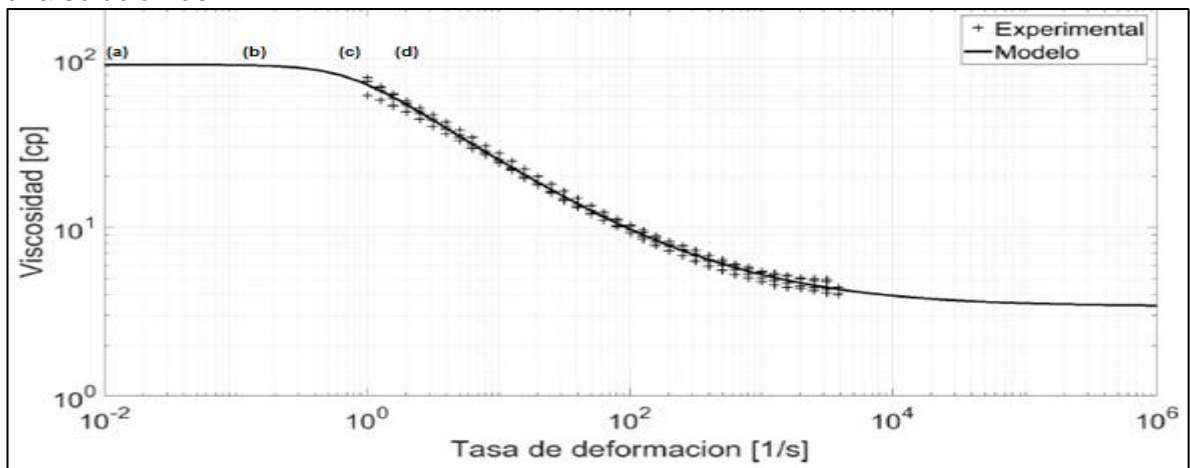
La **Gráfica 4** muestra los posibles comportamientos de la solución polimérica de HPAM de manera generalizada, en diferentes escenarios que se explican a continuación:

La zona comprendida entre cero y velocidades de corte menores a la velocidad crítica del HPAM (b) es conocida como región newtoniana (a) donde la viscosidad no varía significativamente respecto al incremento en el cizallamiento.

En la zona de deformación pseudoplástica (c), las cadenas de polímero se alinean en dirección del flujo (en un régimen laminar) disminuyendo la resistencia a este y por ende perdiendo viscosidad.

Este proceso llega a un punto máximo (d) de cizallamiento en donde la viscosidad de la solución sufrirá debido a la tensión generada en el flujo, la cual será lo suficiente fuerte para fragmentar las moléculas y romper las cadenas, generando la deformación irreversible del polímero (inicio de la degradación mecánica), esta se da más allá del punto máximo de cizallamiento. Cuando las velocidades de corte tienden a ser infinitamente altas la solución polimérica aproximara su viscosidad a la del solvente (agua).

**Gráfica 4.** Comportamiento típico de la viscosidad en función de la velocidad de corte para una solución de HPAM.



**Fuente:** ECOPEPETROL S.A.

La velocidad de corte (shear rate,  $\dot{\gamma}$ ), puede ser modelada a partir de algunas premisas establecidas en el flujo del polímero, esta se asocia a la velocidad y la longitud de la tubería por donde fluye, esta relación se puede derivar con el caudal ( $Q$ ) que se tiene de la solución polimérica en relación a la geometría por la cual fluye

(radio  $r$ ), asumiendo un flujo estable (régimen de flujo laminar), una tubería recta circular como se muestra en la **Ecuación 14**.

**Ecuación 14.** Shear Rate modificada para flujo en tubería.

$$\dot{\gamma} = \frac{4Q}{\pi r^3}$$

**Fuente:** elaboración propia, con base en (BARNES, Howard. A Handbook of elementary rheology. Universidad de Wales – Instituto de mecánica de fluidos no newtonianos; 2000. p. 63)

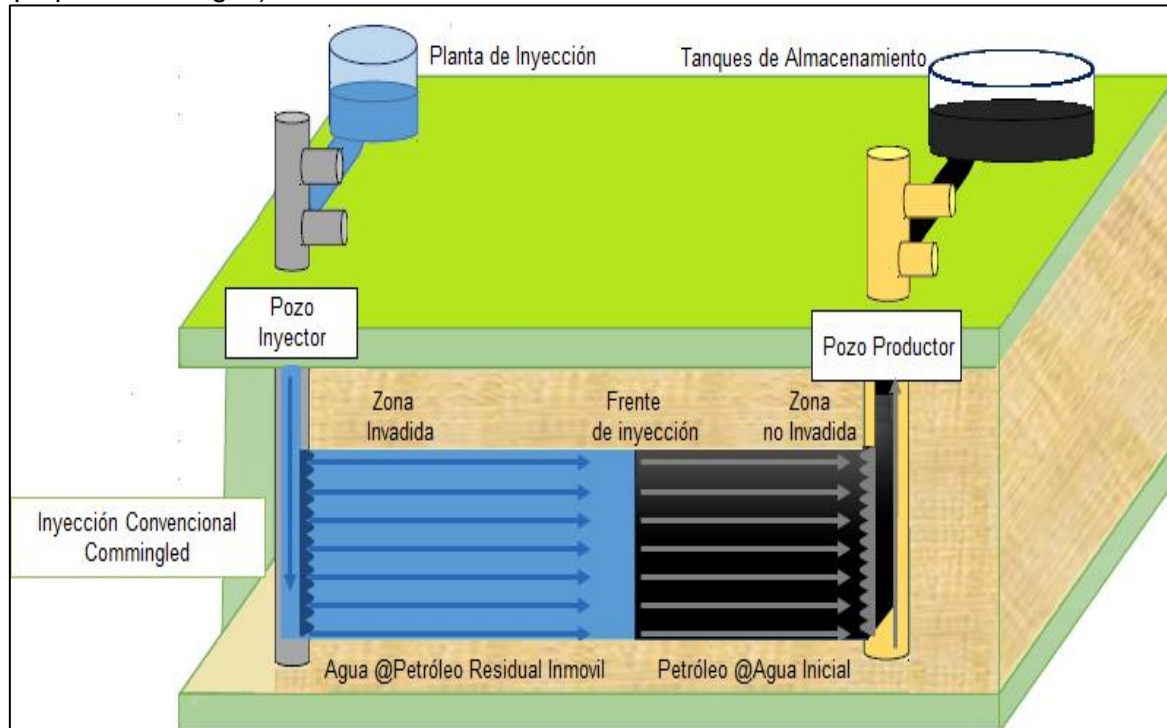
Es así como el comportamiento de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) se atribuye la variación de la viscosidad, principalmente a la degradación mecánica asociada a la velocidad de corte que presenta el flujo de la solución polimérica en la tubería, distintos estudios reológicos y de mecánica de fluidos han determinado las variables que afectan el cizallamiento del polímero, agrupándolas en tres grupos principalmente, características propias del polímero, parámetros del proceso inyección y del estado mecánico del pozo inyector.

### 2.3 MECANISMOS DE INYECCIÓN DE POLÍMERO

Los procesos de inyección de agua o polímero, a lo largo del tiempo en distintos lugares han presentado problemas de aplicación como bajas eficiencias areales y verticales, incrementos abruptos de la producción de agua dados por la presencia de canales preferenciales (canalizaciones) en el yacimiento, como producto de la heterogeneidad y anisotropía del medio poroso. Casos como Casabe, son más frecuentes en la industria de lo que se piensa, es por ello que se han planteado diversas alternativas para la mitigación de esta problemática, como la implementación de métodos de recobro mejorado (inyección de químicos – polímero) y otras enfocadas al proceso de inyección enfocados en el pozo inyector.

La inyección selectiva es una tecnología que tiene como objetivo principal aislar cada zona y aportar un caudal de inyección óptimo por cada intervalo en un yacimiento altamente estratificado en capas (heterogeneidad vertical), con la finalidad de optimizar la eficiencia vertical de barrido y por ende el factor de recobro. En un medio homogéneo e isotrópico, el proceso de inyección de agua se realizaría de forma continua, donde el pozo inyector es cañoneado en toda la zona productora y es completado para inyección con sarta simple, donde el caudal total inyectado se introduce homogéneamente en la formación y desplaza uniformemente el petróleo del yacimiento en un proceso denominado tipo pistón (con o sin fuga, desplazamiento parcial o total de crudo), en el cual el fluido desplazante inyectado (agua), desplaza todo el petróleo móvil de la zona no invadida posterior al frente de inyección. Como lo ejemplifica la **Figura 16**.

**Figura 16.** Esquema de Inyección de agua en un yacimiento homogéneo (desplazamiento tipo pistón sin fugas).

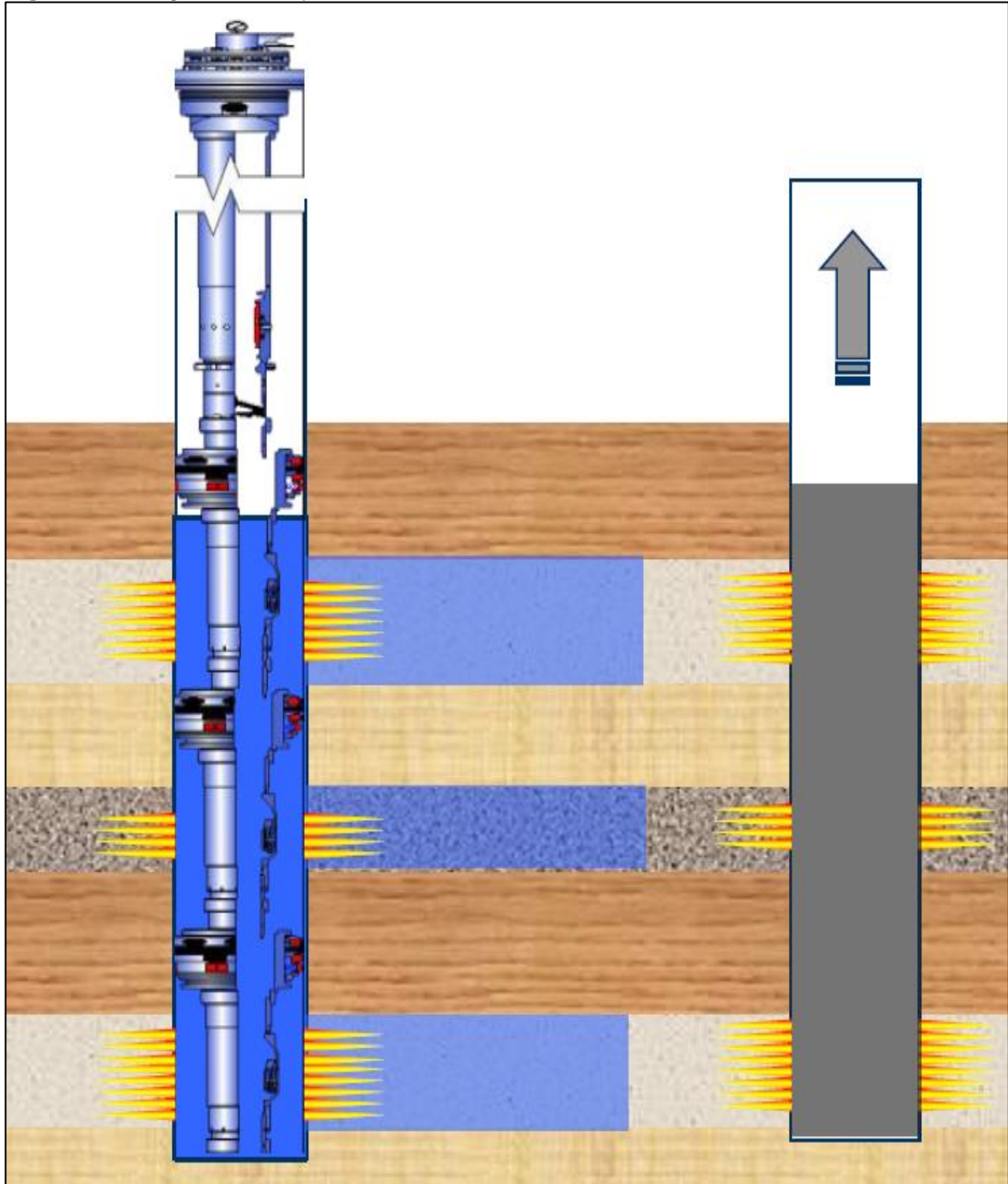


**Fuente:** elaboración propia, con base en (PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, 2001. P.74)

Sin embargo, debido al ambiente de depósito y la variación en las permeabilidades y heterogeneidades que presenta el yacimiento acompañadas de una alta estratificación, presentan una inyección preferencial. Por esta razón la inyección selectiva consiste en la inyección de un caudal adecuado a las condiciones petrofísicas de cada uno de los miembros de la formación productora, controlando y administrando la inyección para optimizar la eficiencia de barrido vertical.

Este sistema de inyección se diseña para suministrar caudales óptimos, pues permite que los fluidos sean inyectados en diferentes zonas mediante un solo pozo de forma independiente. El agua se inyecta por medio de cada uno de los reguladores de inyección instalados en el tubing hacia el casing y luego a un miembro determinado de la formación por medio del cañoneo, cada conjunto de empaques (packers) aísla cada zona de inyección y no permite la conexión entre estas. La eficiencia de este proceso está comprometida con la calidad y la capacidad de las herramientas de fondo utilizadas, como lo son el tubing, los empaques, los mandriles, las válvulas reguladoras de flujo entre otros elementos de la sarta. Como se muestra en la **Figura 17**.

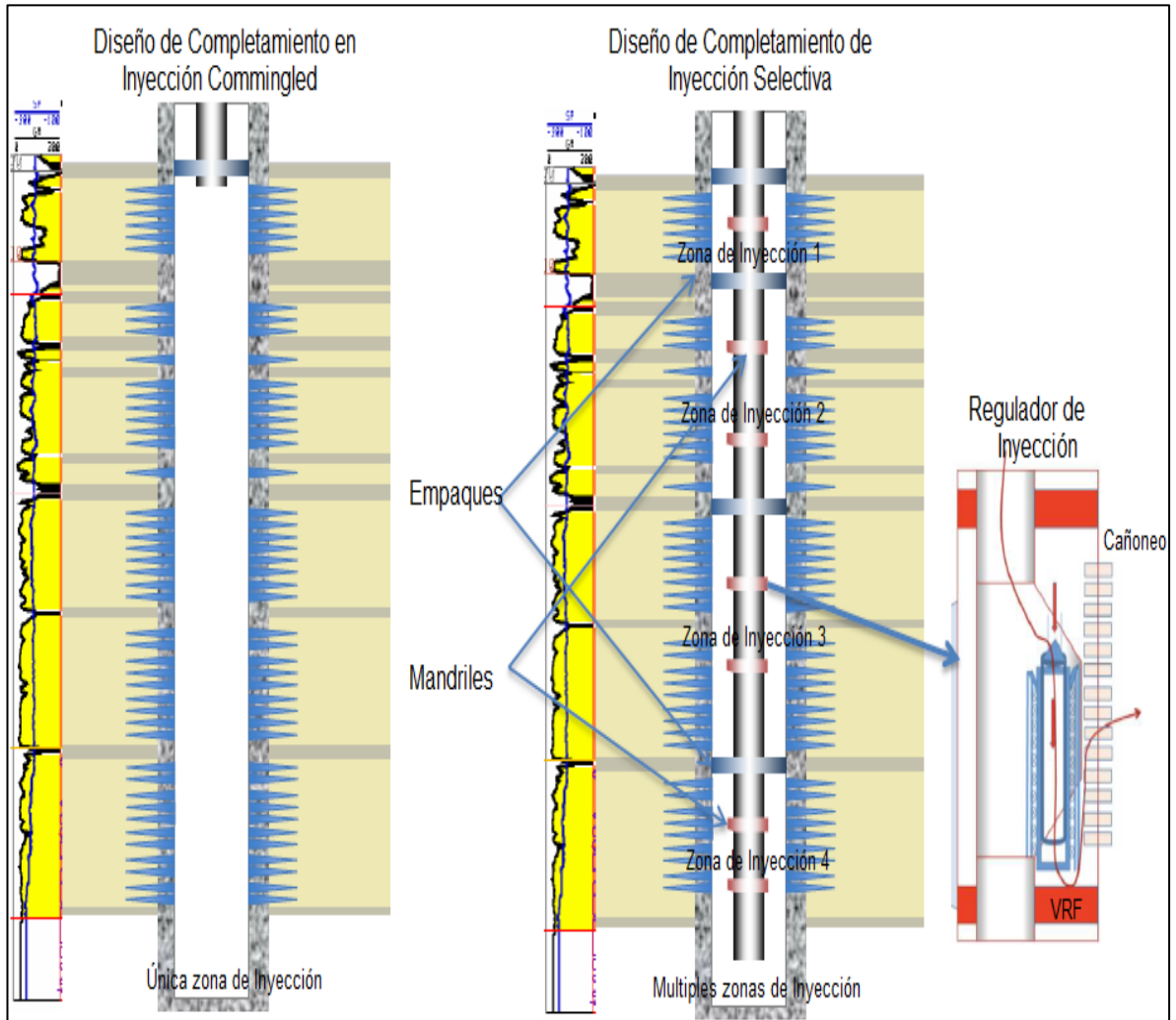
**Figura 17.** Diagrama de Inyección Selectiva.



**Fuente:** MORENO CRUZ, Andrés Mauricio. "Metodología para la evaluación técnica en proyectos de inyección de agua con sarta selectiva, aplicada a la fase piloto en campo tibú (ECOPETROL). Bucaramanga 2011.

En la **Figura 18** se observa comparativamente ambos sistemas de inyección Con sarta simple y selectiva con respecto a su configuración mecánica.

**Figura 18.** Comparación de la configuración mecánica de inyección con sarta simple y selectiva.



**Fuente:** elaboración propia, con base en (SOLORZANO, Pedro, *et al.* Selectivizing A Singled Bed Reservoir, A Successfully Application To Increase The Vertical Displacement Efficiency In a Heavy Oil Waterflooding Project – Presentation SPE Trinidad and Tobago Section 2018 Energy Resources Conference SPE 191170 MS, p.8)

**2.3.1 Tipos de Sartas selectivas.** El sistema de selectivización (selectivization system) de la sarta de inyección, involucra no solo el principio de funcionamiento de la redirección del flujo, sino que además involucra si se tiene control o regulación del flujo, el máximo número de zonas a inyectar, los procesos de registro e intervención para el control de inyección en fondo del pozo y en el caso de sistemas que involucran recobro químico mejorado (la degradación del polímero)

En el **Cuadro 9** comparativo, se ejemplifican cuatro tipos de sartas selectivas con Válvulas reguladoras de flujo (VRF), Camisas de Choque (Choke sleeves), ICD (Inflow Control Device) y un completamiento inteligente.

**Cuadro 9.** Métodos de inyección selectiva.

<b>Tipo de sarta</b> <b>Variable de análisis</b>	<b>VRF</b>	<b>Camisas de Choque</b>	<b>ICD</b>	<b>Completamiento Inteligente</b>
<b>Control de flujo</b>	No	Si	Si	Si
<b>Regulación de flujo</b>	Si	No	Si	Si
<b>Máximo número de zonas</b>	Ilimitadas	(4-5) Configuración Telescópica	Ilimitadas	Ilimitadas
<b>Proceso de intervención</b>	Slickline	Slickline	Fijo	Inteligente – Remota
<b>Proceso de registro</b>	ILT	ILT	ILT / Simulación de flujo en pozo	Inteligente – Remota
<b>Degradación de polímero [%]</b>	Alta (20-30)	Media (15-25)	Baja (5-10)	Baja (5-10)

**Fuente:** elaboración propia, con base en (SOLORZANO, Pedro, *et al.* Selectivizing A Singled Bed Reservoir, A Successfully Application To Increase The Vertical Displacement Efficiency In a Heavy Oil Waterflooding Project En: SPE Journal of Petroleum Technology. 2018, SPE 191170 MS, p.13)

**2.3.1.1 Inyección selectiva completamiento inteligente.** La tecnología de pozos con completamiento inteligente, está basada en la activación de las válvulas reguladoras de flujo ubicadas en el fondo del pozo desde superficie, adicionalmente cuenta con sensores de fondo tanto de presión, temperatura y caudal (flujo multifásico); esto permite conocer en tiempo real el seguimiento de las variables tanto de inyección como de producción y tomar decisiones sobre las aperturas de las válvulas con la finalidad de optimizar el flujo. Estas válvulas son instaladas de forma permanente en el pozo y se accionan electrónicamente desde superficie.

Las tasas de inyección a la formación se establecen en función de diferentes parámetros tanto del yacimiento como operacionales, y el control de presión o de flujo convencionalmente se daba por barreras impermeables entre sí como empaques u otros accesorios, sin embargo, un completamiento inteligente permite regular los valores de presión adecuados por válvula, es decir, que en yacimientos con alta estratificación vertical permite inyectar tanto caudal y presión acorde a las propiedades petrofísicas de estas. Actualmente<sup>117</sup> esta técnica suele utilizarse muy

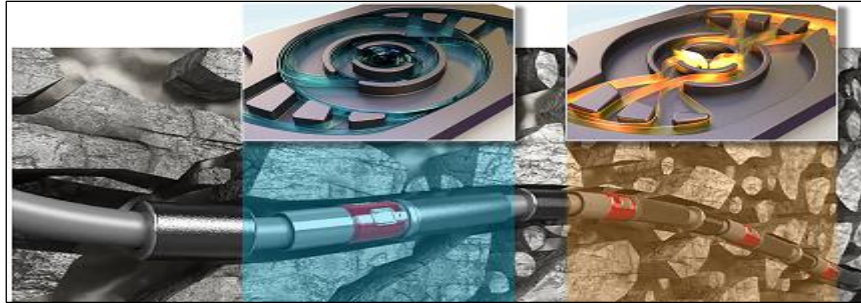
<sup>117</sup> DYER, Stephen, *et al.* Terminaciones Inteligentes: Manejo automatizado de pozos. En: Oilfield Review Spring. 2008, p.14.



a menudo en pozos costa fuera, donde las facilidades de manejo operacionales son más costosas y complejas que en los yacimientos continentales. Donde la aplicación de esta tecnología es más beneficiosa en la distribución adecuada del agua inyectada mejorando las eficiencias areales y verticales de la inyección, mejorando la eficiencia de barrido y disminuyendo los problemas de irrupción temprana de agua.

**2.3.1.2 Inyección selectiva Inflow Control Device.** La tecnología de inyección con ICD, permite el control de fluido ingresado a la formación cuando esta presenta alta heterogeneidad vertical dada la configuración geométrica que tiene la válvula con alabes, esto permite tener un perfil de inyección más uniforme evitando problemas como canalizaciones y bajas eficiencias de barrido como se muestra en la **Figura 19**. En zonas de alta permeabilidad restringe el flujo y enfoca la inyección en zonas de baja permeabilidad. Esto es de mucha utilidad cuando no es conveniente o posible aislar cada una de las zonas

**Figura 19.** Inflow Control Device.



**Fuente:** HALLIBURTON - Inflow Control Device [En línea]. Disponible en: <https://www.halliburton.com/en-US/ps/completions/sand-control/screens/inflow-control/default.html#>.

**2.3.1.3 Inyección selectiva por camisas.** Esta técnica de completamiento consiste en realizar los aislamientos de las formaciones mediante empaques en el fondo del pozo y se realiza el flujo a cada zona por medio de camisas, donde el tubing es el medio principal donde fluye el agua desde superficie hasta el fondo del pozo y la inyección en cada zona. Sin embargo, se tiene una limitante en el flujo ya que este está controlado en el área donde se inyecta, pero no puede regular su caudal. Esta sería una forma mejorada de la inyección con sarta simple únicamente aislando ciertas capas de la formación.

**2.3.1.4 Inyección selectiva por válvulas reguladoras de flujo.** El principio de funcionamiento es similar al anterior con el uso de empaque, sin embargo, se instalan mandriles en lugar de camisas y en estos se ensamblan las válvulas reguladoras de flujo las cuales son el mecanismo de regulación de este tipo de inyección y se describirá más a fondo cada uno de sus componentes en el siguiente literal.

**2.3.2 Elementos de la sarta de inyección selectiva.** A continuación, se procede a describir los elementos necesarios en el diseño de la sarta de inyección selectiva correspondientes al estado mecánico de completamiento de un pozo inyector tipo.

**2.3.2.1 Tubería o tubing.** El término inglés tubing corresponde a la tubería roscada que se utiliza para completar un pozo desde superficie hasta la profundidad deseada, conecta el cabezal de superficie con los diferentes accesorios a lo largo del pozo (empaques, mandriles, sistemas de levantamiento artificial, bombas, válvulas entre muchos otros).

La selección de la tubería (tipo de material, tipo de conexión, geometría (diámetros, longitud, espesores, etc.), se realiza en función de diversos parámetros tanto operacionales (SLA, caudales, presiones y temperaturas previstos) y del fluido que maneja (densidades, corrosión, viscosidad, etc.).

**2.3.2.2 Packer o Empaque.** El empaque es un elemento de fondo, cuya finalidad es aislar distintas zonas del pozo para evitar el movimiento de fluido por el espacio anular entre las secciones donde se asienta ya sea con fines de producción o de inyección. Constan principalmente de dos partes, unas cuñas o fijadores que lo sostienen al revestidor y elementos sellantes que aíslan los segmentos del casing con la tubería.

Generalmente se clasifican en dos grandes grupos debido al tipo de asentamiento que se tiene en mecánicos e hidráulicos; los empaques mecánicos se asientan en función de una estimulación de la tubería (tensión, rotación, o peso de la misma) este estímulo genera que las cuñas se agarren del revestimiento (puede ser sencillo o doble de uno o dos sistemas de cuñas respectivamente) estos son recuperables es decir que pueden desacoplarse cuando sea necesario. Los empaques hidráulicos se activan por una presión diferencial sobre el tubing, por lo que no es necesario el estímulo mecánico de esta; estos pueden ser tanto fijos como recuperables, la **Figura 20** muestra un empaque hidráulico.

**Figura 20.** Packer Hidráulico PCS-5

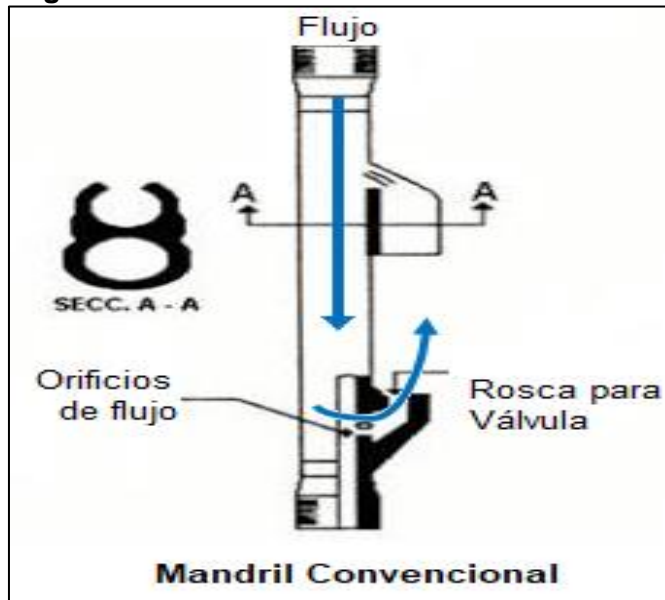


**Fuente:** TEXPROIL S.R.L. Consultado [En línea] Disponible en <http://www.texproil.com.ar/herramientas-hidraulicas/packer-hidraulico-pcs5>.

**2.3.2.3 Mandriles.** Son elementos del completamiento donde se instalan válvulas para sistemas de levantamiento artificial o de inyección de agua, en función de cómo se almacenan las válvulas se clasifica el tipo de mandril.

➤ **Mandril convencional.** En este tipo de mandril la válvula es posicionada fuera de este y se acopla de manera roscada, como se observa en la **Figura 21**.

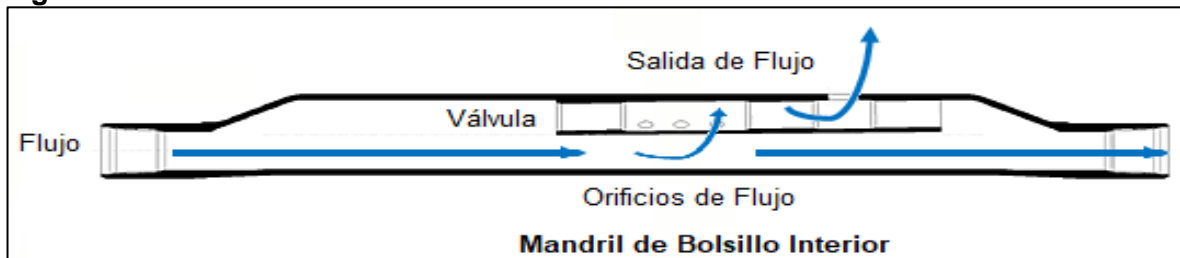
**Figura 21.** Mandril Convencional.



**Fuente:** elaboración propia, con base en (TASSAROLI. Especificaciones de mandriles de bolsillo lateral. Consultado [En línea] Disponible en <http://www.tassaroli.com.ar/esp/index.php?url=mandriles>)

➤ **Mandril de bolsillo interior.** Este tipo de mandril tiene destinado un compartimiento interior con la finalidad de instalar la válvula internamente a un costado de este, como se observa en la **Figura 22**.

**Figura 22.** Mandril de Bolsillo interior.

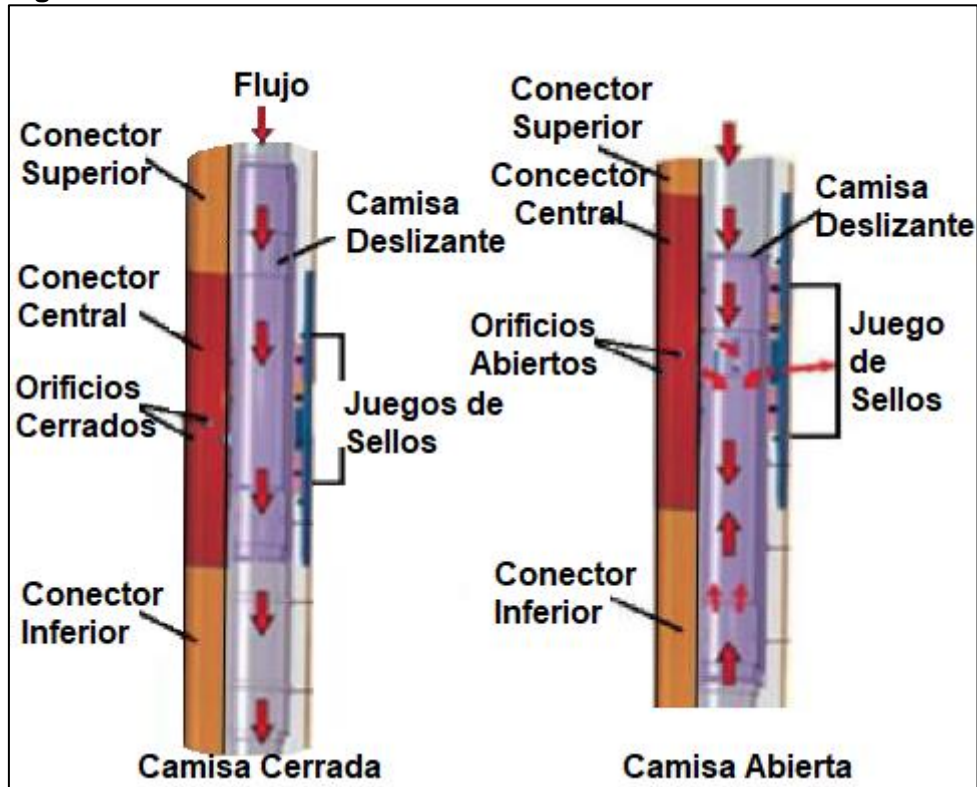


**Fuente:** elaboración propia, con base en (RESORTE OIL TOOLS S.A. Mandriles De Bolsillo Serie M. [En línea]. Disponible en: [http://www.Resorte-oil-tools.com.ar/productos/serie\\_m.html](http://www.Resorte-oil-tools.com.ar/productos/serie_m.html))

➤ **Mandril concéntrico.** En este tipo de mandril la válvula se instala de manera concéntrica en el centro de este.

**2.3.2.4 Camisas de circulación.** Es un dispositivo que permite la conexión de fluidos entre la tubería y el revestimiento, mediante una unidad de Slick Line, se realizan movimientos axiales que abren o cierran el dispositivo, como se ilustra en la **Figura 23**.

**Figura 23.** Camisa de Circulación.



**Fuente:** elaboración propia, con base en (TEXPROIL S.R.L. Camisa de Circulación. [En línea]. 2017, Disponible en: <http://www.texproil.com.ar/herramientas-mecanicas/casmisa-circulacion>)

**2.3.2.5 Válvulas reguladoras de flujo.** El principio del funcionamiento de este tipo de válvulas está basado en la regulación del caudal que se está inyectando, esto se logra mediante una variación de diámetro interno de un regulador interno uno de dimensiones fijas. La caída de presión generada en el mecanismo mantiene de manera uniforme el caudal de fluido que pasa por esta, sin embargo, en un proceso de inyección de polímero estos accesorios son los que mayormente se asocian a la degradación de la solución, debido a que están diseñadas para procesos de inyección de agua.

A continuación, en la **Figura 24** se muestra el diseño para una válvula reguladora de flujo comercial de tipo resorte, sus partes y como se es su funcionamiento.

**Figura 24.** Configuración de VRF-Tipo Resorte.



**Fuente:** elaboración propia, con base en (WEATHERFORD. Gas-Lift Equipment Catalog, 2014. p. 72)

La válvula reguladora de flujo tipo resorte, se divide principalmente en dos partes:

La primera de ellas es el cuerpo de pesca, el cual está conformado por: Vástago nariz, camisa de pesca y resorte externo, su función es la de asentar o recuperar la VRF en fondo, mediante una herramienta tipo Running, golpeando la válvula hasta que esta se asiente en el Mandril o en la camisa, operación contraria en un proceso de pesca para retirarlo del fondo de pozo.

La segunda parte se conoce comúnmente como cuerpo dinámico, formado principalmente por las entradas y salidas de flujo del fluido a inyectar, un resorte interno de regulación (En el mercado existen varias resistencias para regular distintos caudales a especificaciones de fábrica), un cilindro interno (con un respectivo diámetro) el cual regula el caudal al generar una caída interna de presión lo que acciona el resorte generando una expansión de la cámara posterior al cilindro, una vez que el flujo logre pasar por esta cámara se mantendrá constante sin importar las variaciones de presión externas del proceso de inyección.

**2.3.2.6 Conectores o Niples.** Es una herramienta que permite la conexión entre dos o más etapas de la sarta selectiva manteniendo aislado el interior de este con el espacio anular que lo rodea.

**2.3.3 Ensamble de la Sarta Selectiva.** El proceso para el ensamblaje y asentamiento de la sarta de inyección selectiva en el pozo se debe de hacer teniendo en cuenta las siguientes generalidades y premisas.

- Realizar en la locación el registro y verificación del equipo y personal de completamiento, además de tener las recomendaciones de seguridad para el procedimiento a realizar.
- Registrar la información del pozo a completar, verificar las medidas y especificaciones reales del BHA.
- A partir de la información del pozo de registros eléctricos, armar el BHA de la sarta de inyección selectiva de acuerdo al diseño del pozo, ubicar los empaques a las profundidades necesarias mediante la calibración con Slickline.
- Correr un registro (GR-CCL) que permita correlacionar y verificar las profundidades de la sarta de inyección.
- Asentar los empaques en el pozo y registrar la profundidad real encontrada con la que se realizó el diseño de este e instalar el cabezal de inyección.

### 3. DESCRIPCIÓN DEL PILOTO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO EN CAMPO CASABE

En el siguiente capítulo, se realizará la descripción general del piloto de inyección de polímeros.

#### 3.1 PILOTO DE INYECCION DE POLÍMERO

La ejecución de proyectos de recuperación mejorada en el país es pieza fundamental en las actividades productivas en campos maduros con grandes volúmenes de hidrocarburos remanentes en el subsuelo. La inyección de polímero en el Campo Casabe, se implementó en cuatro pozos seleccionados pertenecientes al bloque VI en las arenas A2 y A2i correspondientes a la formación Colorado<sup>118</sup>. En el **Cuadro 10** se muestran algunas propiedades y características del Piloto implementado.

**Cuadro 10.** Parámetros Piloto de Inyección de Polímero.

Parámetro	Campo casabe
Litología	Arenisca
Temperatura del Yacimiento [°F]	116
Permeabilidad [mD]	5-1.000 (prom. 150)
Viscosidad del aceite [cP]	37 (@ Pb y Ty)
Agua de preparación	Fresca
Cloruros [ppm]	<10
Polímero empleado	HPAM
Polímero en solución acuosa [ppm]	312
Viscosidad del polímero en superficie [cP]	11
Inyección acumulada [BBL]	1'280.000
Inyección acumulada [Ton polímero]	72,72
Producción acumulada incremental [STB]	109,990

**Fuente:** elaboración propia, con base en (JIMÉNEZ, R, *et al.* Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia. En: Acipet. 2017, p.14)

Durante el proceso de selección y maduración del piloto de inyección de polímero<sup>119</sup>, se tuvieron en cuenta las mayores dificultades que se presentan en la fase de explotación del campo, desde las complejidades en el yacimiento como la alta estratificación, la alta incidencia de canalización, variaciones considerables de algunas propiedades petrofísicas y problemas operacionales como la alta producción de arenas y finos, completamientos con sarta simple y complicaciones en la inyección dada la inestabilidad en las presiones ocasionada por diferenciales

<sup>118</sup> ACOSTA, Op. cit., p. 7.

<sup>119</sup> *Ibíd.*, p. 2.

en los gradientes de presión de las formaciones productoras. Para la implementación del proyecto EOR en el campo<sup>120</sup>, se desarrollaron 7 fases a lo largo de 5 años, como se indica en la **Figura 25**.

**Figura 25.** EOR Diagrama de tiempo.



**Fuente:** elaboración propia, con base en (ACOSTA, Tito, *et al.* Enhanced Oil Recovery in a High Stratigraphic Complex Reservoir: Casabe Case Study. En: SPE Journal of Petroleum Technology. 2017, SPE 188555 MS, p.5-6)

### 3.2 DISEÑO CONCEPTUAL

En esta primera etapa se realizó el proceso de proyección para el yacimiento de Casabe con el propósito de identificar el método de EOR óptimo a implementar, el cual, con la tecnología adecuada y las condiciones particulares del campo, permitiera maximizar el factor de recobro al menor costo y tiempo de implementación posible.

**3.2.1 Proyección (Screening).** La fase de proyección para el Campo Casabe por parte de ECOPETROL S.A., se realizó mediante la implementación de una herramienta de decisión de EOR la cual consiste en utilizar la información disponible del yacimiento para evaluar y seleccionar el mejor escenario de recobro<sup>121</sup>, de acuerdo a esta evaluación los dos escenarios que muestran mayor afinidad dada su alta eficiencia de desplazamiento en el medio poroso serian la inyección de

<sup>120</sup> ACOSTA, Tito, *et al.* Enhanced Oil Recovery in a High Stratigraphic Complex Reservoir: Casabe Case Study. En: SPE Journal of Petroleum Technology. 2017, SPE 188555 MS, p.5.

<sup>121</sup> *Ibíd.*, p. 6.



Polímero y el ASP (Inundación con Polímeros Tensoactivos Alcalinos), teniendo la mejor opción a nivel de la Formación Colorado.

Después se identificó cuál de los dos procesos era más viable, mediante el uso de la herramienta ecoEOR<sup>122</sup>, esta técnica consiste en realizar una evaluación comparativa de algunas de las propiedades petrofísicas del yacimiento y sus fluidos, con algunos criterios establecidos por diferentes autores<sup>123</sup>, con el propósito de usar analogías para determinar de acuerdo con las condiciones específicas de Casabe cuál de estas dos tecnologías es la más viable.

De acuerdo con el autor Taber-Seright<sup>124</sup> como se muestra en el **Cuadro 11**, la inyección de polímero se encuentra entre los parámetros de aplicabilidad para el campo y aunque la viscosidad del crudo se encuentra ligeramente por encima del parámetro recomendado este valor no debe representar una limitante en la implementación del método.

**Cuadro 11.** Resultados de ecoEOR Campo Casabe.

PARÁMETRO	TABER-SERIGHT	CASAB E	CRITERIO
VISCOSIDAD DEL CRUDO [CP]	<35	39	Aplicable
GRAVEDAD API DEL CRUDO	>20	21,5	Adecuado
SATURACIÓN DE ACEITE AL INICIO DEL PROYECTO [%]	>35	46	Adecuado
ESPESOR NETO [FT]	No Aplica	150	Adecuado
PERMEABILIDAD [MD]	>10	10-300	Adecuado
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO [°F]	<200	116	Adecuado
PRESIÓN DEL YACIMIENTO AL INICIO DEL PROYECTO [PSI]	No Aplica	600	Adecuado
PROFUNDIDAD [FT]	<9.000	3.035	Adecuado

**Fuente:** elaboración propia, con base en (ACOSTA, Tito, *et al.* Enhanced Oil Recovery in a High Stratigraphic Complex Reservoir: Casabe Case Study. En: SPE Journal of Petroleum Technology. 2017, SPE 188555 MS, p.7.)

**3.2.1.1 Diseño conceptual.** Teniendo en cuenta las características propias del yacimiento del Campo Casabe dada su alta heterogeneidad, se determinó que las arenas de la formación Colorado A2 y A2i son las más adecuadas geológicamente (buenas propiedades petrofísicas) y estratigráficamente (continuidad lateral)<sup>125</sup> para

<sup>122</sup> *Ibíd.*, p. 7.

<sup>123</sup> TRUJILLO, M, *et al.* Selection Methodology for Screening Evaluation of Enhanced-Oil-Recovery Methods. En: SPE Journal of Petroleum Technology. 2010, SPE 139222, p.2.

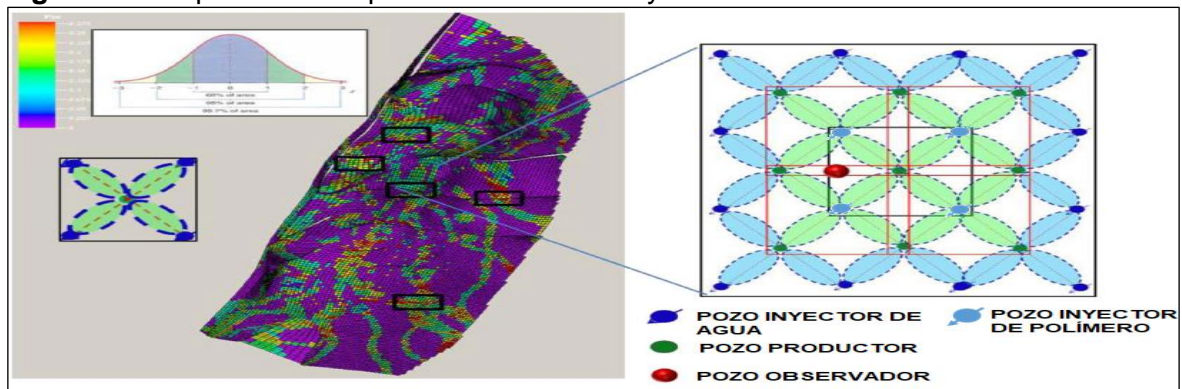
<sup>124</sup> *Ibíd.*, p. 2.

<sup>125</sup> ACOSTA, Tito, *et al.* Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). Op. cit., p. 9

la implementación del piloto de inyección de polímero. Otro factor importante en la selección de estas arenas es que contienen cerca de un 25% STOIP<sup>126</sup>.

Con la finalidad de mejorar la eficiencia de esta técnica de recobro químico se diseña un esquema de inyección el cual cuenta con cuatro pozos inyectoros para un pozo productor central (patrón de cinco puntos normal) y estos a su vez influyen ocho pozos productores periféricos, con los cuales se conforman patrones de cinco puntos invertidos como lo muestra **Figura 26**.

**Figura 26.** Esquema Conceptual del Patrón de Inyección



**Fuente:** elaboración propia, con base en (ACOSTA, Tito, *et al.* Enhanced Oil Recovery in a High Stratigraphic Complex Reservoir: Casabe Case Study. En: SPE Journal of Petroleum Technology. 2017, SPE 188555 MS, p.5-6.)

### 3.3 DISEÑO DEL PILOTO

A continuación, se describen las dos fases que se tomaron en cuenta para el diseño del piloto de inyección de polímero.

**3.3.1 Estudios de Laboratorio.** Para el diseño del piloto de inyección de polímero en el campo, ECOPETROL S.A. llevo a cabo distintas pruebas de laboratorio con la finalidad de determinar los agentes químicos óptimos para el desarrollo del proyecto.

Pruebas de Laboratorio: Tomografía de Alta definición (HD), al núcleo de las arenas A2, análisis de Rutina de Núcleos (RCA), análisis Especial de Núcleos (SCAL), caracterización de Agua de Producción e Inyección, caracterización de Petróleo producido, pruebas Reológicas para la Selección de Fluidos, comportamiento de fases para la selección de Agentes Tensoactivos, pruebas de Flujo en Núcleos para Polímeros y Surfactantes, y Evaluación de procesos EOR mediante el uso de la tecnología Digital Rock. <sup>127</sup>

<sup>126</sup> *Ibíd.*, p. 9.

<sup>127</sup> *Ibíd.*, p. 9

**3.3.2 Estudio analítico.** Se hace uso de las condiciones operativas del área del piloto para generar la representación del modelo analítico<sup>128</sup>, estas son el área real del piloto (en Acres), el número de pozos productores inactivos, los caudales de agua mejorada inyectada por cada pozo y la eficiencia operativa.

Con esta información y mediante el uso de una herramienta analítica, se obtienen los volúmenes incrementales para tres escenarios distintos en los bloques III y VI del campo<sup>129</sup>, estos se observan a continuación en el **Cuadro 12**.

**Cuadro 12.** Volúmenes Incrementales por inyección de polímero método analítico.

<b>Campo</b>	<b>Casabe</b>					
<b>Formación</b>	<b>Colorado A2/A2i</b>					
<b>Proyecto</b>	<b>Bloque III</b>			<b>Bloque VI</b>		
<b>Consideraciones</b>						
<b>Escenario</b>	<b>P10</b>	<b>P50</b>	<b>P90</b>	<b>P10</b>	<b>P50</b>	<b>P90</b>
<b>Presión de Inyección Promedio [Psi]</b>	2.000					
<b># De Patrones</b>	4					
<b>Resultados</b>						
<b>OOIP [MBLS]</b>	7			9,7		
<b>OOIP a contactar [MBLS]</b>	7			9,7		
<b>Vol. Aceite Incremental [MBLS]</b>	0,61	0,52	0,61	0,52	0,61	0,52
<b>FR% Incremental</b>	6,3	5,3	6,3	5,3	6,3	5,3
<b>Qiny Polímero Bpd</b>	750	550	750	550	750	550
<b>Volumen Poroso Inyectado %</b>	30	22	30	22	30	22
<b>Factor Operativo De Producción</b>	0,74			0,74		
<b>Np Con Factor Operativo De Pozos [MBLS]</b>	0,45	0,38	0,45	0,38	0,45	0,38

**Fuente:** elaboración propia, con base en (ACOSTA, Tito, *et al.* Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). En: Acipet. 2017, p.10.)

Con estos resultados el bloque VI del campo es considerado como el más viable para la implementación del proyecto de inyección de polímero, dado que se tienen mayores volúmenes de producción incremental a menor volumen poroso inyectado mejorando la producción total a menores costos respecto al bloque III.

Es por esto que ECOPETROL S.A.<sup>130</sup> seleccionó el patrón localizado en este bloque, constituido por cuatro pozos inyectoros (CB-A1, CB-A2, CB-A3 y CB-A4), nueve pozos productores (CB-B1, CB-B2, CB-B3, CB-B4, CB-B5, CB-B6, CB-B7, CB-B8, CB-B9), donde el pozo productor central es el CB-B1. Adicionalmente el patrón cuenta con el pozo observador CB-C0.

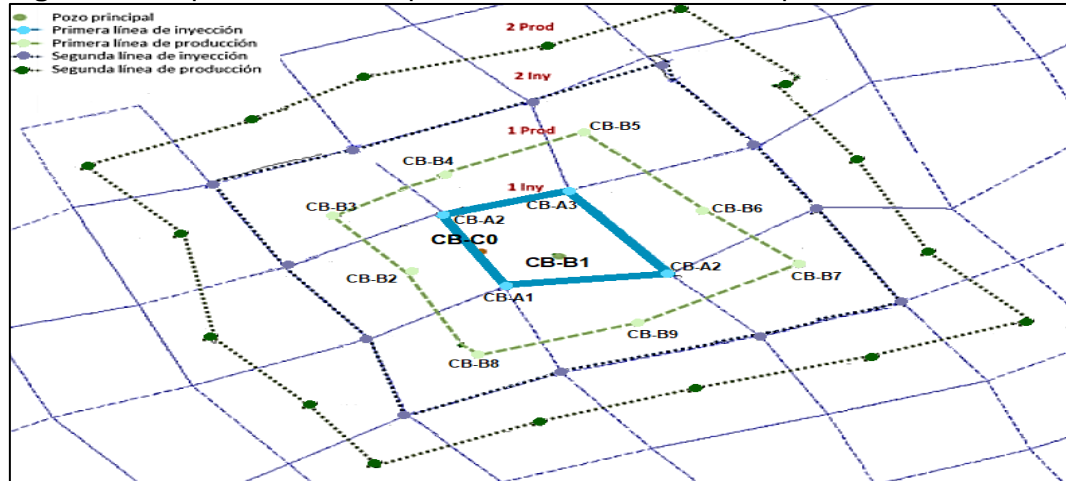
<sup>128</sup> *Ibíd.*, p. 10

<sup>129</sup> *Ibíd.*, p. 10

<sup>130</sup> ACOSTA, Tito, *et al.* Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). Op. cit, p. 14

A continuación, se ilustra el patrón seleccionado con la disposición de los pozos mencionados anteriormente en la **Figura 27**.

**Figura 27.** Representación esquemática del Sector del Bloque VI.



**Fuente:** elaboración propia, con base en (ACOSTA, Tito, *et al.* Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). En: Acipet. 2017, p.14)

**3.3.3 Estudio de Simulación.** Se determinó mediante simulación numérica la posible viabilidad de Piloto I antes de su implementación. La creación del caso de simulación asumió un modelo de fluido tipo petróleo negro (Black Oil), representando el sector central del bloque VI del campo, incluyendo 86 pozos de los cuales 30 son productores y 56 son inyectores<sup>131</sup>.

Se realizó el ajuste histórico con la información de la producción primaria y la etapa de inyección de agua hasta finales del 2014 el cual obtuvo un 75% de factor de correlación<sup>132</sup>, logrando así obtener un modelo dinámico válido que permitiera una evaluación adecuada de los efectos de la inyección de polímero en el área de estudio, considerando las siguientes suposiciones:

Parámetros de simulación para los pozos productores. Como presión de Fondo Mínima de Operación igual a 500 psi, máxima tasa de líquido 1000 Bbl/d, corte de agua máximo 95% y un horizonte de producción a 20 años. Parámetros de simulación para los pozos Inyectores: a presión de Fondo Máxima de Operación igual a 3100 psi, máxima tasa de inyección 700 Bbl/d, Incremento de Presión igual a una relación vaciamiento-inyección de 1.20. Parámetros de simulación para la solución polimérica, el tamaño del bache de polímero inyectado y la concentración de polímero inyectado<sup>133</sup>

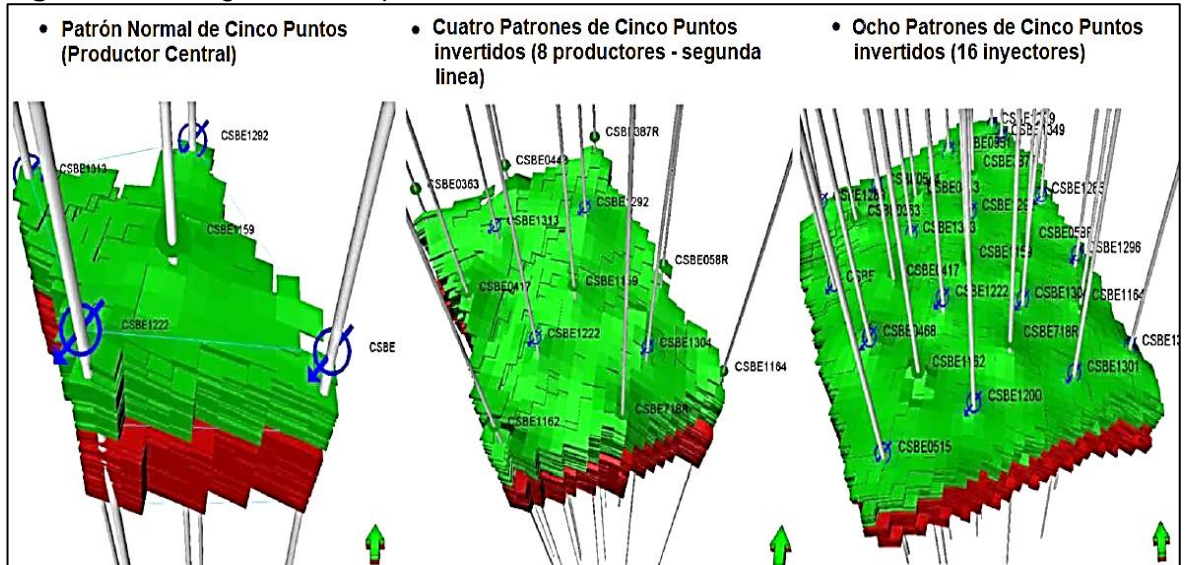
<sup>131</sup> ACOSTA, Tito, *et al.* Enhanced Oil Recovery in a High Stratigraphic Complex Reservoir: Casabe Case Study. Op. cit., p. 10-11.

<sup>132</sup> *Ibíd.* p. 11

<sup>133</sup> *Ibíd.* p. 11

Es así que se analizan 3 casos como se evidencian en la **Figura 28**.

**Figura 28.** Configuración esquemática de los modelos de los casos simulados.



**Fuente:** elaboración propia, con base en (ACOSTA, Tito, *et al.* Enhanced Oil Recovery in a High Stratigraphic Complex Reservoir: Casabe Case Study. En: SPE Journal of Petroleum Technology. 2017, SPE 188555 MS, p.5-6.)

### 3.4 IMPLEMENTACIÓN DEL PILOTO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO

Previo al inicio de la inyección se llevaron a cabo actividades como la perforación de un pozo observador, inyección de trazadores, aislamiento de la arena B, incremento en extracción e inyección de fluidos en la arena A2 mediante la optimización sobre los pozos productores e inyectores<sup>134</sup>; todo esto con los objetivos de reducir las incertidumbres asociadas a la distribución de producción, evitar problemas operativos asociados a la inyección y producción simultánea, y alcanzar el máximo potencial de producción del proceso.

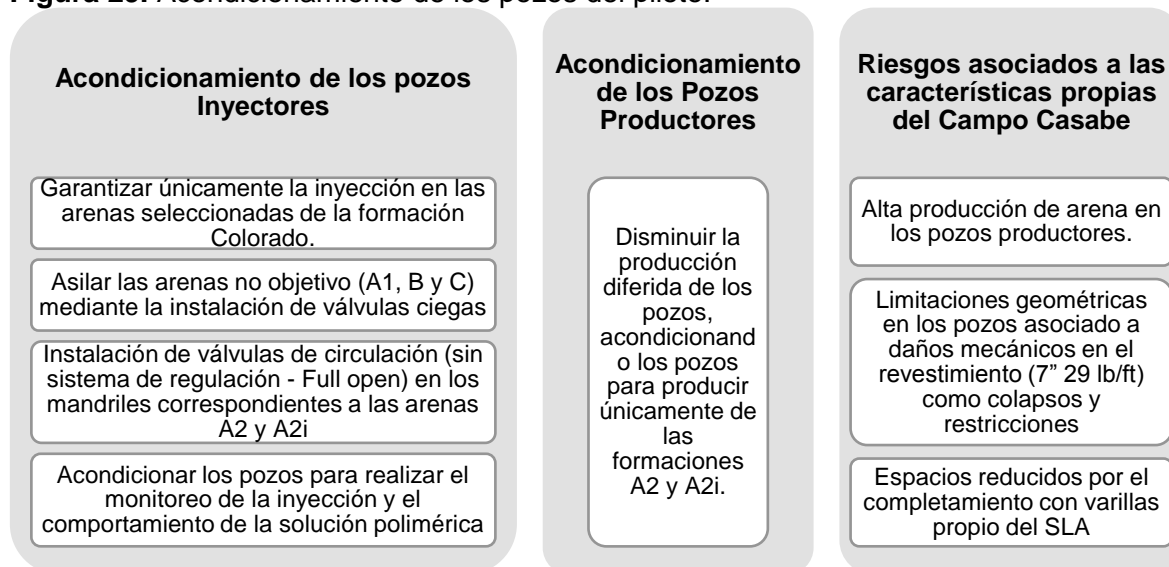
En primer lugar, se realizaron intervenciones en los pozos inyectores y productores para cubrir las necesidades requeridas y garantizar la obtención de información para realizar el seguimiento de las arenas antes y después del proceso<sup>135</sup>.

**3.4.1 Acondicionamiento de pozos.** Inicialmente para una evaluación exitosa del proyecto de inyección de polímero, se realizó el acondicionamiento de los pozos productores e inyectores como se muestra en la **Figura 29** y el **Cuadro 13**.

<sup>134</sup> *Ibíd.*, p. 15.

<sup>135</sup> *Ibíd.*, p. 15.

**Figura 29.** Acondicionamiento de los pozos del piloto.



**Fuente:** elaboración propia, con base en (ACOSTA, Tito, *et al.* Enhanced Oil Recovery in a High Stratigraphic Complex Reservoir: Casabe Case Study. En: SPE Journal of Petroleum Technology. 2017, SPE 188555 MS, p.16-17.)

**Cuadro 13.** Plan de completamiento - acondicionamiento de Pozos Productores.

POZOS PRODUCTORES	ACTIVIDADES EJECUTADAS
CB-B1	Aislar las Arenas A3 y B, Instalar Bomba y Sensor de Fondo.
CB-B5	Cambio de Sistema de Levantamiento Artificial, bajar ESP con PCP utilizando Y-Tool.
CB-B6	Reactivar el pozo, Instalación de Charge Pump y Sensor de Fondo.
CB-B7	Cambio de Sistema de Levantamiento Artificial, bajar ESP con PCP utilizando Y-Tool.
CB-B8	Aislar las Arena B, Instalar Bomba y Sensor de Fondo.
CB-B9	Reactivar el pozo, Instalar Bomba y Sensor de Fondo.

**Fuente:** elaboración propia, con base en (ACOSTA, Tito, *et al.* Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). En: Acipet. 2017, p.17)

**3.4.1.1 Análisis de conectividad.** La inyección de trazadores se realizó en el en las arenas A2i y A2 en los 4 pozos inyectores previamente mencionados que conforman el piloto de inyección, lo cual permitió confirmar la comunicación hidráulica entre inyectores y productores, así como la presencia de canales de flujo de alta conductividad entre productores de primera y segunda línea<sup>136</sup>.

<sup>136</sup> *Ibíd.*, p. 19.

**3.4.2 Supervisión del Piloto.** Se estableció un sistema de monitoreo, con la finalidad de calibrar adecuadamente el modelo del proyecto de recobro<sup>137</sup>, y comprender el comportamiento del yacimiento previo y posteriormente a la inyección de polímero, el cual prioriza el seguimiento de variables las críticas del proceso. Las cuales son: La viscosidad de la solución polimérica inyectada; La concentración de polímero requerida para que la solución alcance la viscosidad de diseño; Presión y caudal de inyección; Volumen total de polímero inyectado en términos del volumen poroso<sup>138</sup>.

A continuación, El **Cuadro 14** presenta resumidamente el tipo de variables, lugar y frecuencia de medición

**Cuadro 14.** Plan de monitoreo y seguimiento al piloto de recobro químico.

Pozo	Lugar de medición	Parámetro a monitorear	Herramienta de medición	Frecuencia de monitoreo
P r o d u c t o r	Superficie	Producción bruta de aceite/agua/gas	Medidores Multifásico móviles instalados en cabeza de pozo	Semanalmente por pozo
		Muestras de fluido (salinidad, BSW%, corte de agua)	Muestreo en superficie y análisis de laboratorio en campo	Mensualmente
		Análisis fisicoquímico del agua	Muestreo y análisis de laboratorio	Mensualmente por pozo
		Presión en cabeza	Sensores de presión con transmisión	Continuamente y en tiempo real por pozo
		Sistema de Levantamiento	Variador con trasmisión	Continuamente y en tiempo real por pozo
	Subsuelo	Perfil de producción por arena	PLT (completamiento con <i>Y-Tool</i> )	Previo a la inyección y posteriormente cada 6 meses
		Nivel de fluido	Registro Ecometer	Mensualmente por pozo
		Presión de fondo	Sensores de fondo con transmisión	Continuamente y en tiempo real por pozo

**Fuente:** elaboración propia, con base en (ACOSTA, Tito, *et al.* Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). En: Acipet. 2017, p.18)

<sup>137</sup> ACOSTA, Tito, *et al.* Enhanced Oil Recovery in a High Stratigraphic Complex Reservoir: Casabe Case Study. Op. cit., p. 14.

<sup>138</sup> ACOSTA, Tito, *et al.* Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). Op. cit, p. 17

**Cuadro 14.** Plan de monitoreo y seguimiento al piloto de recobro químico. **(continuación)**

Pozo	Lugar de medición	Parámetro a monitorear	Herramienta de medición	Frecuencia de monitoreo
I n y e c t o r e s	Facilidades de inyección	Caudal de inyección	Caudalímetro a la salida de las bombas de la inyección	Continuamente y en tiempo real por pozo
		Presión de inyección	Sensores de presión en cada bomba de la inyección	Continuamente y en tiempo real por pozo
		Calidad del agua	Muestreo y análisis de laboratorio	Mensualmente
		Viscosidad de la solución polimérico	Muestreo y análisis de laboratorio en campo	Diariamente
		Concentración de polímero	Muestreo en la unidad de mezclado y análisis de laboratorio en campo	Diariamente
		Solución madre de polímero	Análisis visual	Semanalmente
		Filtrabilidad del polímero	Muestreo y análisis de laboratorio en campo	Diariamente
	Subsuelo	Perfiles de Inyección	Trazadores Radioactivos	Mensualmente
Parámetros del yacimiento		Presión de formación	Prueba de restablecimiento de presión (Build Up Test)	Cuando se requiera por yacimiento o parada de pozo
		Cambios en la saturación de aceite	Registro Carbón/Oxígeno	Antes de la inyección

**Fuente:** elaboración propia, con base en (ACOSTA, Tito, *et al.* Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). En: Acipet. 2017, p.18)

### 3.5 PROCESO DE INYECCIÓN

Este se divide en dos etapas, la preparación y la inyección de la solución polimérica. A continuación, se describirán en mayor detalle cada una de estas.

**3.5.1 Preparación.** Para el método de recobro mejorado químico de inyección de polímero es necesario que la solución polimérica sea preparada de acuerdo a las especificaciones de diseño establecidas, dicha preparación debe realizarse en campo cerca a los pozos inyectoros y tiene tres partes fundamentales.

**3.5.1.1 Tratamiento del agua.** De la calidad de esta depende en gran medida el éxito del proyecto de recobro, es decir asegurar que la solución permanezca con la viscosidad de diseño. Para el campo de interés no es necesario realizar tratamiento previo a la preparación, debido a que sus características se encuentran dentro de los parámetros exigidos por la empresa operadora. En el **Cuadro 15** se pueden observar las características del agua de inyección y de producción del Campo Casabe.



**Cuadro 15.** Análisis químico del agua inyectada y producida Campo Casabe.

PARÁMETRO [PPM]	AGUA DE INYECCIÓN	AGUA DE PRODUCCIÓN
TDS	275	10,996
CLORURO [CL <sup>-</sup> ]	5,73	6,570
BROMURO [BR <sup>-</sup> ]	No hay Presencia	9,2
NITRATO [NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> ]	0,55	No hay Presencia
SULFATO [SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> ]	3,47	No hay Presencia
BICARBONATO [HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> ]	119	120
SODIO [NA <sup>+</sup> ]	105,2	2,690
POTASIO [K <sup>+</sup> ]	7,13	19,33
MAGNESIO [MG <sup>+</sup> ]	2,61	87,1
CALCIO [CA <sup>+</sup> ]	7,38	1,221

**Fuente:** elaboración propia, con base en (ACOSTA, Tito, *et al.* Enhanced Oil Recovery in a High Stratigraphic Complex Reservoir: Casabe Case Study. En: SPE Journal of Petroleum Technology. 2017, SPE 188555 MS, p.17)

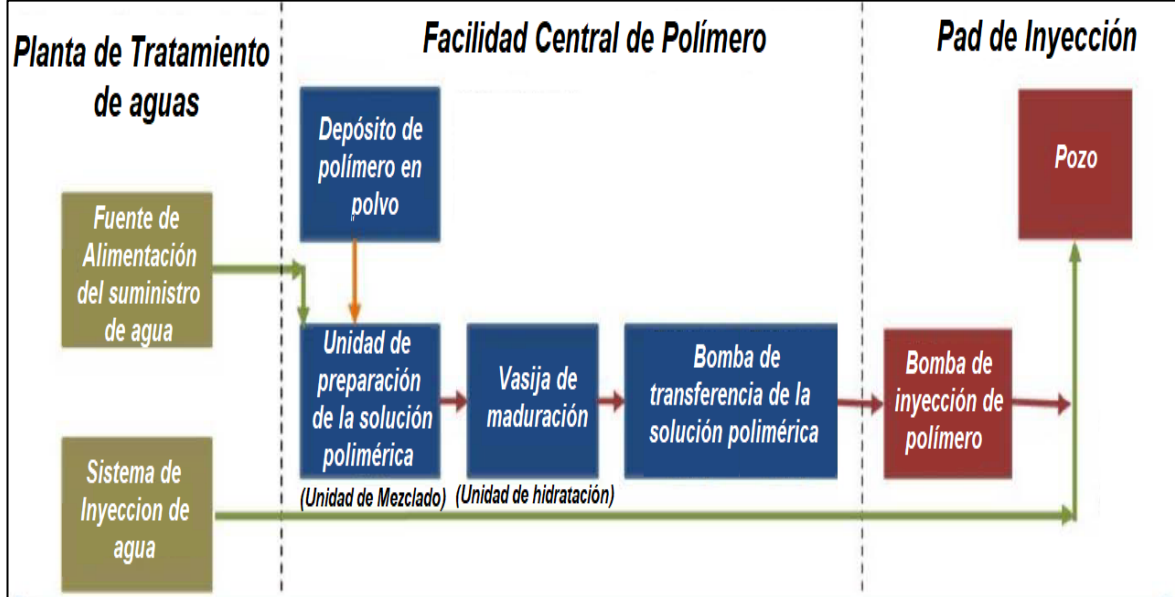
**3.5.1.2 Preparación de la solución.** Esta etapa del proceso se subdivide en dos fases, la primera de ellas es la preparación del polímero en la unidad de mezclado de la facilidad mediante la combinación del polímero en polvo y agua teniendo en cuenta las proporciones establecidas; la segunda fase consiste en la hidratación del polímero, asegurando que este alcance la viscosidad necesaria para la etapa final de inyección.

**3.5.1.3 Transferencia de la solución polimérica.** Esta se realiza por medio de las bombas instaladas en la facilidad hacia el pad de inyección.

**3.5.2 Inyección de la solución polimérica.** Posterior al bombeo de la píldora de polímero al pozo, se habilita la línea de inyección de agua la cual actúa como fluido desplazante desde superficie hasta el yacimiento. Este ciclo se repite la cantidad de veces que sea necesario para asegurar un barrido eficiente en el medio poroso.

A continuación, se presenta un esquema de las facilidades de preparación e inyección de la solución en la **Figura 30**.

**Figura 30.** Esquema de Facilidades Generales para la Inyección de Polímero.



**Fuente:** elaboración propia, con base en (SHAGUN, Jain, *et al.* Enhanced Oil Recovery – Polymer Flooding: Surface Transfer Facility Desing, Graphical Approach for Hydraulics and Tackle Induced Vibrations [En línea]. 2017, SPE 187306 MS, p.2)

**3.5.3 Facilidades.** El diseño y construcción de las facilidades del piloto de inyección de polímero instaladas en el Campo Casabe, cuenta con una capacidad total de inyección de 3.000 barriles por día de una solución polimérica de unas 312 partes por millón a una presión de 2.000 psi<sup>139</sup>. Para el proceso de inyección cada uno de los pozos inyector cuenta con un sistema de bombas individuales, el fluido inyectado cuenta con bajas cantidades de sólidos totales disueltos (TDS), con un valor cercano a 275, el polímero utilizado es de bajo peso molecular (entre 5 y 8 millones de Dalton)<sup>140</sup>.

En la **Figura 31** se muestran las facilidades instaladas en el campo, la unidad de mezclado y la unidad de bombeo.

<sup>139</sup> ACOSTA, Tito, *et al.* Enhanced Oil Recovery in a High Stratigraphic Complex Reservoir: Casabe Case Study. Op. cit., p. 16.

<sup>140</sup> *Ibíd.*, p. 17.

**Figura 31.** Facilidades de Inyección Campo Casabe.

**Unidad de Mezclado**



**Unidad de Bombeo**



**Fuente:** elaboración propia, con base en (ACOSTA, Tito, *et al.* Enhanced Oil Recovery in a High Stratigraphic Complex Reservoir: Casabe Case Study. En: SPE Journal of Petroleum Technology [En línea]. 2017, SPE 188555 MS, p.16-17)

## 4. DISEÑO EXPERIMENTAL PARA EL ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS QUE AFECTAN LA DEGRADACIÓN MECÁNICA

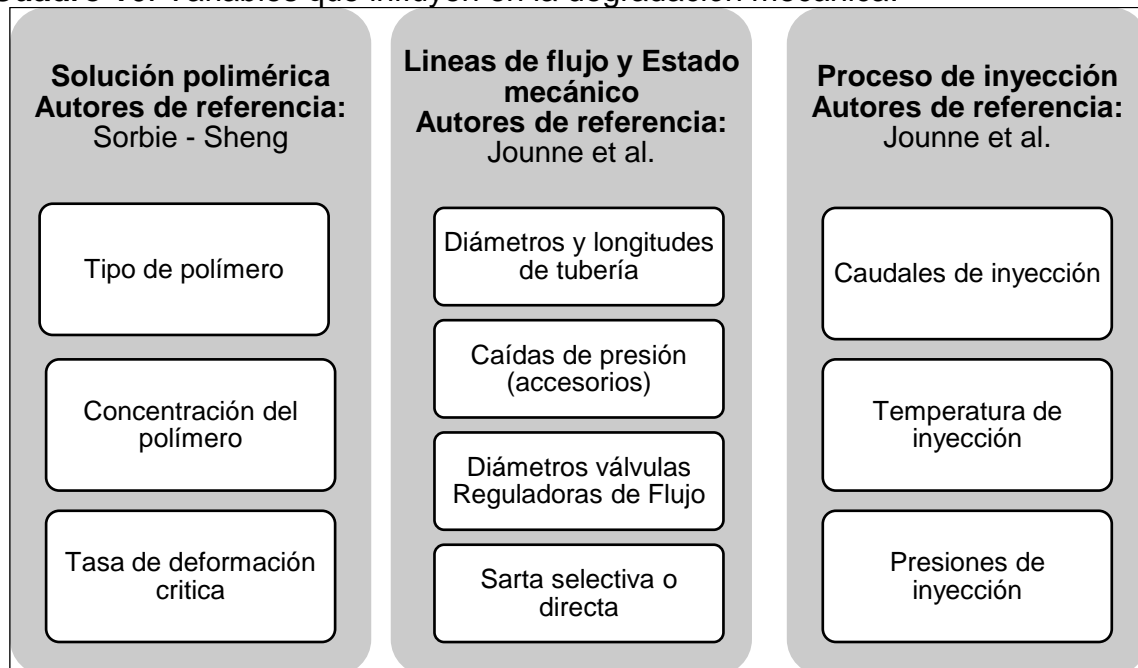
En este capítulo se analizarán los parámetros que influyen en la degradación mecánica de polímero y se expondrá el diseño a escala laboratorio por medio del cual se evaluó experimentalmente el proceso de degradación mecánica que sufre la solución polimérica a través de válvulas reguladoras de flujo (VRF) para poder analizar y contrastar los resultados con la data del experimento realizado por la empresa operadora a condiciones operacionales de campo Casabe.

### 4.1 ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS DE LA DEGRADACION MECÁNICA

Como se ha mencionado en el marco teórico, la solución polimérica tiende a variar su viscosidad en presencia de esfuerzos de cizallamiento, especialmente en el flujo que tiene la solución desde las facilidades en superficie hasta el medio poroso en el yacimiento.

La tasa de deformación (Shear rate), afecta en mayor o menor medida la viscosidad de la solución polimérica en función de una serie de variables, las cuales se agrupan en el **Cuadro 16** en tres grandes grupos en función de: La solución polimérica manejada, la línea de flujo y el estado mecánico por donde circula el polímero y las condiciones del proceso de inyección.

**Cuadro 16.** Variables que influyen en la degradación mecánica.



**Fuente:** elaboración propia.

A continuación, se va a describir de manera detallada cada una de las variables anteriormente mencionadas, que intervienen o afectan el proceso de inyección de polímero.

**4.1.1 Solución Polimérica.** Según el tipo de polímero seleccionado como se ha descrito anteriormente, este tendrá mayor o menor resistencia a la velocidad de corte como la goma xántica respecto del HPAM<sup>141</sup>.

Sin embargo, cada marca disponible a nivel comercial tendrá mayor o menor tolerancia a la degradación mecánica, de acuerdo al diseño de la cadena polimérica o algún elemento adicional que complementa su estructura, variando su esfuerzo de corte crítico.

Según la concentración del polímero en el proceso de inyección, la solución polimérica tiene una velocidad crítica mayor o menor; es decir que su degradación puede facilitarse o no como resultado de la fricción interna entre las cadenas poliméricas.

**4.1.1.1 Evaluación de las variables de la solución polimérica.** Para poder evaluar el comportamiento de las soluciones poliméricas a escala de laboratorio y realizar la comparación con la data de campo, se evaluará el polímero HPAM, dado que este es el que se utiliza en el proyecto de rebro mejorado de inyección de polímero en Campo Casabe a las diferentes concentraciones solicitadas por la compañía operadora. Se toma como referencia la norma API R63 para la preparación y evaluación de la solución.

**4.1.2 Líneas de flujo y estado mecánico.** JOUENNE, Stéphane, *et al.*<sup>142</sup> realizaron un estudio cuyo objetivo principal era determinar la influencia de distintas variables operativas del proceso de inyección de polímero (HPAM); para ello realizaron un montaje a escala laboratorio y otro a escala real de un pozo inyector, en donde evaluaron la degradación mecánica de la solución variando los caudales y concentraciones de inyección en diferentes geometrías de flujo (accesorios, diámetros y longitudes de tubería).

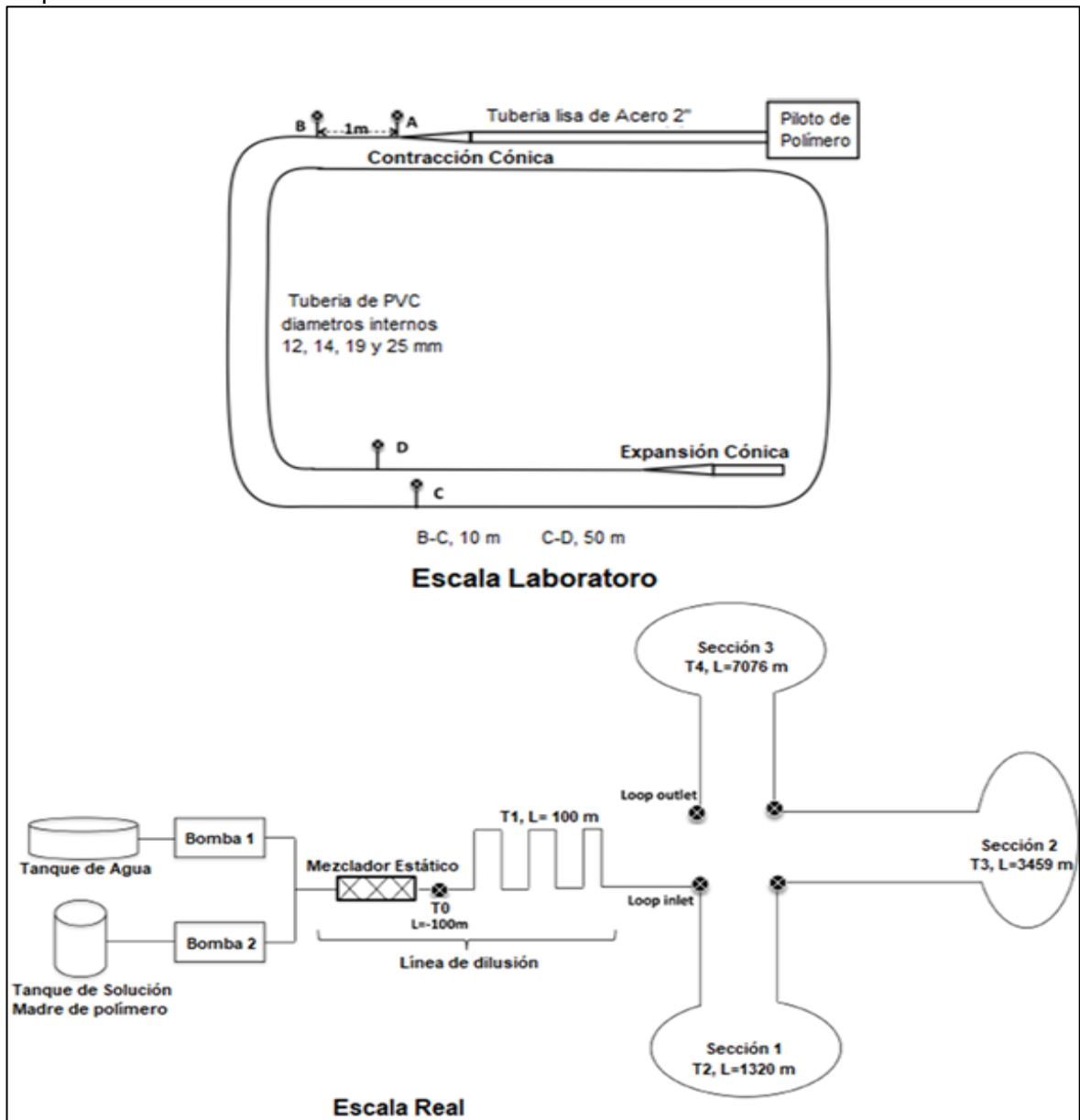
En la **Figura 32** se observa cada una de las distribuciones de los sistemas de flujo usados en el estudio con su respectiva escala y accesorios.

---

<sup>141</sup>SHENG, Op. cit., p. 145.

<sup>142</sup> JOUENNE, Stéphane. *et al.* Degradation (or Lack Thereof) And Drag Reduction of HPAM During Transport in Pipelines. En: SPE Journal of Petroleum Technology [En línea]. 2014, SPE 169699-MS

**Figura 32.** Montaje evaluación de la degradación mecánica a escala laboratorio y a escala de pozo



**Fuente:** elaboración propia, con base en (JOUENNE, Stéphane, *et al.* Degradation (or Lack Thereof) And Drag Reduction Of Hpm During Transport In Pipelines. En: SPE Journal of Petroleum Technology. 2014, SPE 169699-MS)

Dicho estudio representa una base teórica fundamental para el desarrollo del presente trabajo de grado, partiendo de la definición de velocidad crítica de flujo, la cual es la velocidad a la que puede ser inyectado el polímero sin que sufra un proceso de degradación mecánica, esta se asocia a un caudal determinado de flujo en relación a la geometría por donde fluye, asemejándose a la definición de tasa de deformación.

En función de la tubería de inyección tanto en superficie como en fondo se tiene que la longitud de esta no es un factor atenuante en la degradación del polímero, sin embargo, el diámetro de la tubería es directamente proporcional a la velocidad crítica e inversamente proporcional a la degradación; es decir que en tuberías más angostas la velocidad crítica del polímero se alcanza más fácilmente dado el principio de conservación de la masa y la ecuación de continuidad.

Sin embargo, teniendo en cuenta que lo que se busca es optimizar su completamiento ya que las caídas de presión por accesorios en la tubería, generan un incremento súbito en la velocidad de flujo del polímero, estos serán considerados como puntos críticos (válvulas reguladoras de flujo VRF), dado los cambios abruptos de los diámetros de flujo y el corto periodo de tiempo durante el cual la solución polimérica fluye por estos (lo cual los hace idóneos para la optimización de la inyección en pro de minimizar la degradación).

**4.1.2.1 Evaluación de las líneas de flujo y el estado mecánico.** Se evaluará experimentalmente cada una de las soluciones poliméricas preparadas en el laboratorio en función de la válvula reguladora de flujo, probando diferentes diámetros disponibles a nivel comercial, evaluando la degradación mecánica y la tasa de deformación presentada en estos, se contrastará con las pruebas efectuadas por ECOPETROL S.A a condiciones operacionales en campo y extrapolando los resultados del diámetro de las válvulas se hallaran los diámetros críticos de la tubería para que no se alcance la tasa de deformación crítica.

**4.1.3 Proceso de Inyección.** Los caudales, la temperatura y la presión de inyección, son las variables principales enfocadas en el proceso llevado en las facilidades, la temperatura favorece el proceso de hidrólisis del HPAM<sup>143</sup> durante la preparación de la solución, sin embargo, no representa un factor de degradación térmica significativo en el viaje desde facilidades hasta el yacimiento a través de la tubería, esta degradación es más significativa en el medio poroso. El caudal y la presión de inyección son directamente proporcionales a la velocidad de flujo, la cual debe ser menor a la crítica para evitar la degradación mecánica del polímero.

**4.1.3.1 Evaluación de las variables del proceso de inyección.** Las condiciones de temperatura, presión y caudal de inyección, son variables de entrada, es decir que se realizaran los análisis a las condiciones operacionales y en función de estas se realizara el diseño del tipo de la sarta de inyección (selectiva o con sarta simple), además de su configuración mecánica.

---

<sup>143</sup> SHENG, Op. cit., p. 20

## **4.2 DISEÑO EXPERIMENTAL A ESCALA LABORATORIO PARA LA EVALUACION DE LA DEGRADACION MECANICA DE LA SOLUCION POLIMERICA EN VALVULAS REGULADORAS DE FLUJO**

El objetivo es lograr la mínima degradación mecánica del polímero al momento de la inyección, para ello se debe determinar el diámetro óptimo de la VRF a utilizar en el estado mecánico de completamiento del pozo, para conseguir una mayor eficiencia del proyecto de recobro mejorado.

Para esto se desarrollarán dos etapas, la primera de estas en laboratorio, donde se realiza la preparación de las soluciones poliméricas requeridas y posteriormente se evalúa la degradación mecánica a pequeña escala.

**4.2.1 Metodología experimental.** Toda prueba realizada en laboratorio debe regirse por un procedimiento previamente establecido, para el desarrollo de las pruebas experimentales de este proyecto se siguió la metodología del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) y ECOPETROL SA, la cual a su vez se encuentra basada en la API RP 63, una norma del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute - API) el cual establece las practicas recomendadas (Recommended Practices) para diversos procedimientos de la industria de ingeniería de petróleos.

**4.2.1.1 Norma API RP 63.** Lleva por título “RECOMMENDED PRACTICES FOR EVALUATION OF POLYMERS USED IN ENHANCED OIL RECOVERY OPERATIONS”, es la encargada de regular la evaluación de polímeros usados en operaciones de recobro mejorado, por lo cual es de suma importancia para las pruebas experimentales al polímero utilizado en el proyecto de recobro mejorado implementado en el Campo Casabe.

A continuación, se mencionan los procedimientos establecidos por esta norma que se tuvieron en cuenta para el desarrollo adecuado del proyecto.

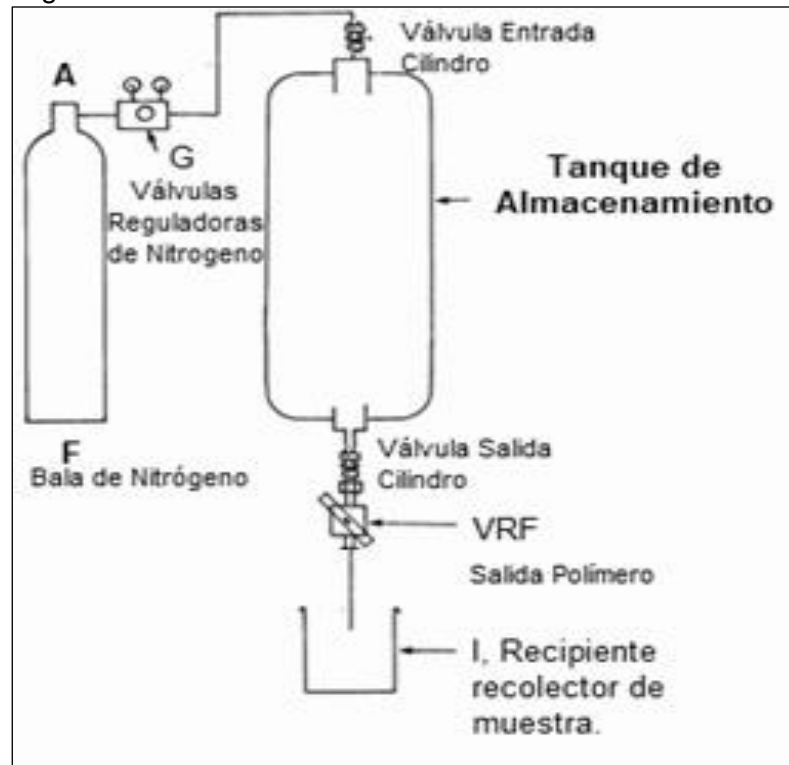
- **Preparación en laboratorio de soluciones de polímero.** Solución madre a partir de productos de poliacrilamida seca.
- **Preparación en laboratorio de diluciones.** Soluciones de polímeros a partir de la solución madre de poliacrilamida.
- **Determinar la viscosidad de las soluciones poliméricas.** Estas medidas se realizan haciendo uso de un viscosímetro digital adaptado para bajas viscosidades.
- **Prueba de degradación mecánica.** Simula el esfuerzo de corte que sufre la solución polimérica debido al flujo de esta a través de las facilidades de inyección, el estado mecánico y los cañoneos en la formación de interés; para ello la solución polimérica es presurizada para pasar a través de un tubo capilar a una tasa de flujo



específica que causará un esfuerzo de corte semejante al estimado debido al paso del fluido por los equipos usados en superficie y el pozo inyector.

**4.2.2 Montaje experimental.** Para este procedimiento se cuenta con un montaje ensamblado en el Laboratorio de Recobro Mejorado del Centro de Innovación Técnica del ICP, su objetivo es evaluar la degradación mecánica de las soluciones poliméricas a través de válvulas reguladoras de flujo; para ello se realizaron diferentes tipos de evaluaciones experimentales y se definió el montaje más adecuado cuyo esquema se muestra a continuación.

**Figura 33.** Montaje experimental para la evaluación de la degradación mecánica a escala laboratorio.



**Fuente:** elaboración propia (API RP 63 RECOMMENDED PRACTICES FOR EVALUATION OF POLYMERS USED IN ENHANCED OIL RECOVERY OPERATIONS)

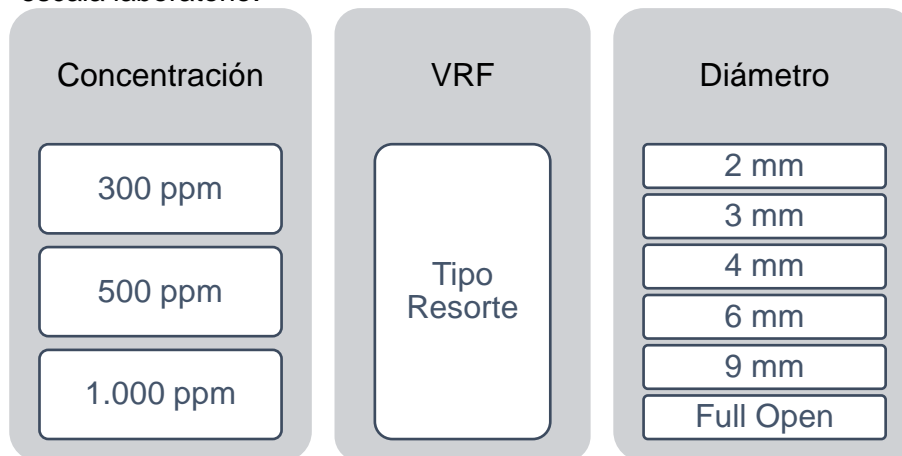
El cilindro tipo pistón que funciona como tanque de almacenamiento de la solución polimérica en el montaje, se conecta manualmente para realizar cada prueba, cargando el polímero previamente retirando su tapa externa, este cuenta con un embolo interno el cual es accionado de forma neumática por el nitrógeno liberado de la bala, haciendo fluir la solución a través de la válvula reguladora de flujo.

Las pruebas desarrolladas durante cada etapa, en su respectivo orden, se presentarán a continuación junto con los equipos necesarios, la evidencia fotográfica, los cálculos necesarios y los resultados obtenidos.

**4.2.2.1 Variables de trabajo.** El polímero utilizado en el proyecto de recobro mejorado para el Campo Casabe es la Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (HPAM). En primer lugar, se preparó la solución madre de 5.000 ppm, esta fue diluida con agua fresca de captación del campo (previamente destilada) para obtener concentraciones de 300, 500 y 1.000 ppm sugeridas por la empresa operadora, posteriormente se realizó la medición de la viscosidad de cada solución para dar paso al fluido a través de una válvula reguladora de flujo de tipo resorte (VRF), variando el diámetro de esta en las diferentes pruebas, por último, se midió nuevamente la viscosidad a la salida de la VRF para cada solución, lo que permitió cuantificar su degradación mecánica.

A continuación, se presenta la **Figura 34**, que relaciona cada una de las variables previamente mencionadas que se evaluarán en el experimento para el tipo de válvula a estudiar con sus respectivos diámetros y las concentraciones a utilizar.

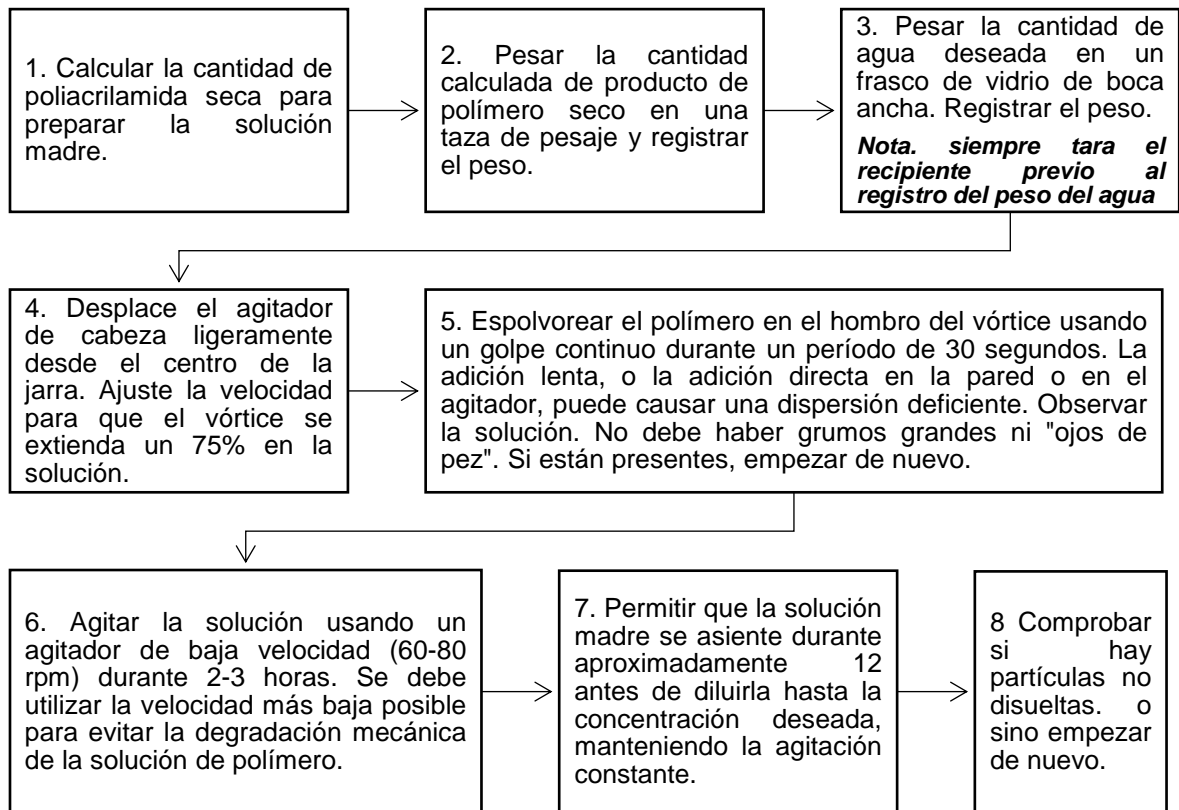
**Figura 34.** Variación de parámetros en el montaje experimental a escala laboratorio.



**Fuente:** elaboración propia.

**4.2.2.2 Preparación de la solución polimérica madre a partir de productos de poliacrilamida seca.** De acuerdo con los numerales (2.2.2, 2.3.3, 2.3.4) de la norma API RP 63, las soluciones de poliacrilamida seca se preparan generalmente como una solución madre (aproximadamente 5.000 ppm) y se diluyen a las concentraciones de prueba según se requiera. La agitación vigorosa es necesaria para la dispersión inicial del polvo seco. Las soluciones concentradas de poliacrilamida pueden almacenarse a temperatura ambiente de laboratorio en botellas de vidrio marrón durante 2 a 3 semanas sin pérdida de efectividad. Sin embargo, las soluciones diluidas deben prepararse el día de su uso. El procedimiento se detalla en la **Figura 35**.

**Figura 35.**Diagrama de preparación en laboratorio de soluciones de polímero a partir de productos de poliácridamida seca



**Fuente:** elaboración propia, con base en (API RP 63 RECOMMENDED PRACTICES FOR EVALUATION OF POLYMERS USED IN ENHANCED OIL RECOVERY OPERATIONS. Literales 2.2.2, 2.3.3, 2.3.4).

➤ **Cálculos.** Se desean preparar 700mL de solución madre, la cual como se explicó anteriormente debe tener una concentración de 5.000 ppm, con base a eso se debe determinar cuánto polímero seco debe ser pesado y añadido al agua de captación del Campo Casabe con la cual va a ser preparada la solución.

**Ecuación 15.**Calculo peso del polímero HPAM en polvo.

$$m_{polimero} = C_s * V_{H_2O}$$

$$C[ppm] = \frac{mg}{L}, \quad 5.000 \text{ ppm} = 5.000 \frac{mg}{L} = \frac{x}{0.7 L},$$

$$x = \frac{5.000 \text{ mg}}{L} * 0,7 L = 3.500 \text{ mg}$$

**Fuente:** elaboración propia, con base en (API RP 63 RECOMMENDED PRACTICES FOR EVALUATION OF POLYMERS USED IN ENHANCED OIL RECOVERY OPERATIONS. Literales 2.3.3.)

Esta es la masa de polímero seco que se debe añadir a la preparación para obtener la concentración adecuada. Sin embargo, dadas las condiciones de almacenamiento del polímero este gana peso al adquirir humedad del ambiente por lo que es necesario sobre estimar este peso en función de la caracterización de este.

➤ **Pruebas de caracterización.** Estas pruebas se realizan con la finalidad de determinar las condiciones del polímero antes de realizar la preparación de la solución, algunas de las pruebas son rayos x, filtrabilidad y porcentaje de humedad entre otras, la más importante es la última, es relevante para la preparación adecuada de la solución polimérica teniendo como finalidad determinar el valor correcto de polímero en polvo que se debe adicionar, pues al encontrarse previamente hidratado gana peso debido al agua que almacena, por lo que en realidad faltaría polímero en polvo para alcanzar la concentración de la solución deseada.

En la **Ecuación 16** se realiza el cálculo de la masa en gramos de polímero, a partir del valor obtenido con la **Ecuación 15** para la concentración deseada en ppm teniendo en cuenta la humedad (10% para polímero seco).

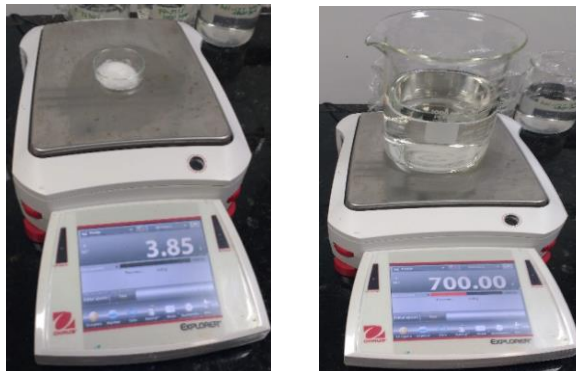
**Ecuación 16.** Cálculo de HPAM en polvo con humedad.

$$m_{polimero\ total} = m_{polimero}(1 + \%humedad)$$
$$m_{polimero\ total} = 3.500\ mg\ (1 + 0.1) = 3.850\ mg = 3,85g$$

**Fuente:** elaboración propia, con base en (API RP 63 RECOMMENDED PRACTICES FOR EVALUATION OF POLYMERS USED IN ENHANCED OIL RECOVERY OPERATIONS. Literales 2.3.3.)

De la **Figura 36-40** se evidencia el registro fotográfico de la preparación de la solución madre.

**Figura 36.** Pesaje del polímero en polvo y el agua de preparación de Casabe



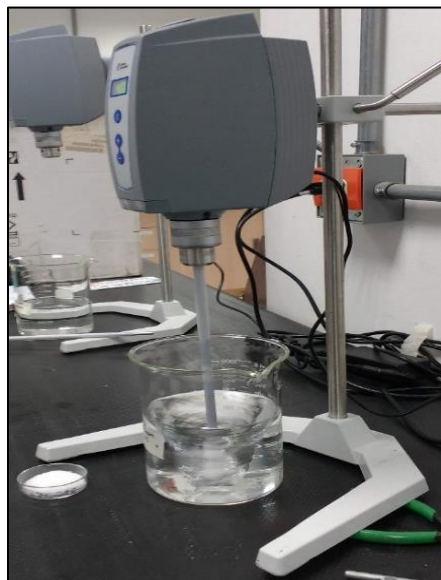
**Fuente:** elaboración propia, con base en (Laboratorios del ICP)

**Figura 37.**Agitador de preparación.



**Fuente:** elaboración propia, con base en (Laboratorios del ICP)

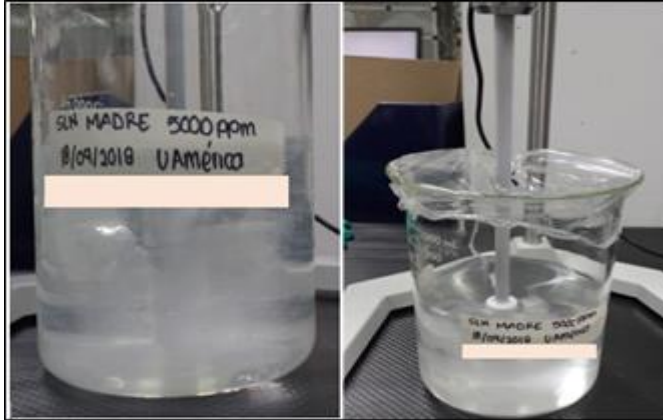
**Figura 38.** Agitación de la solución madre.



**Fuente:** elaboración propia, con base en (Laboratorios del ICP)

Al inicio de la agitación se ajusta la velocidad para que el vórtice se extienda un 75% en la solución (aprox. 200 rpm). Se espolvorea el polímero en el hombro del vórtice usando un golpe continuo durante un período de 30 segundos, no se observan grumos grandes ni "ojos de pez". Se observa en este procedimiento el cambio de fluido newtoniano a pseudoplástico con la inversión del vórtice.

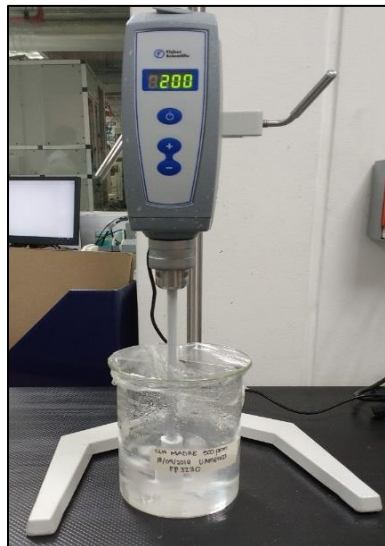
**Figura 39.** Solución madre a 5.000 ppm.



**Fuente:** elaboración propia, con base en (Laboratorios del ICP)

Se deja la solución en continua agitación para permitir que se hidrate durante la noche (aprox 12 horas). Al día siguiente se comprueba que no hay presencia de partículas no disueltas.

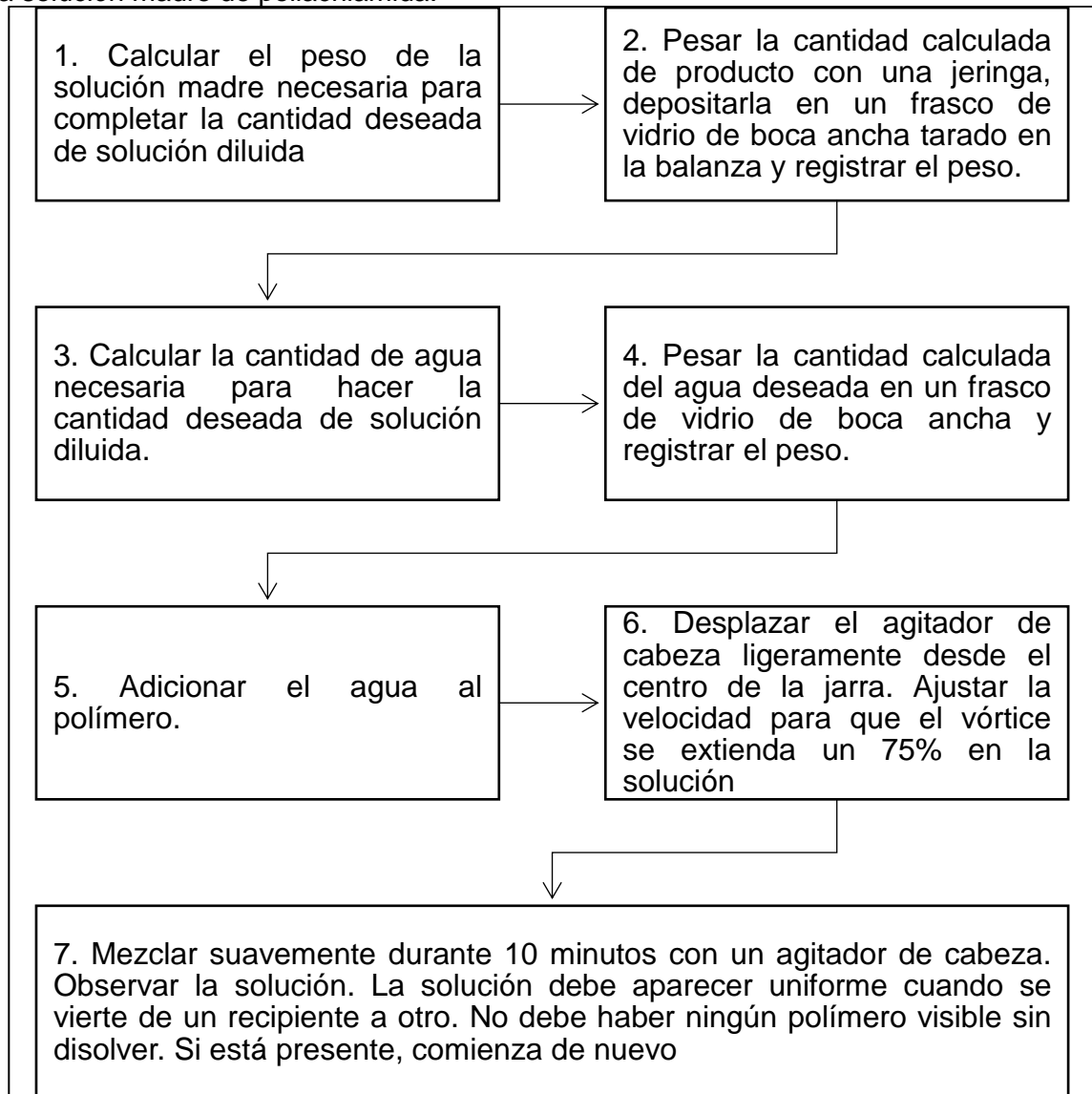
**Figura 40.** Solución madre hidratada



**Fuente:** elaboración propia, con base en (Laboratorios del ICP)

**4.2.2.3 Preparación de soluciones poliméricas diluidas a partir de la solución madre de poliacrilamida.** De acuerdo con el numeral (2.3.5) de la norma API RP 63, las soluciones madre de poliacrilamida son fluidos altamente viscosos que varían según el contenido de polímero disuelto; por lo cual deben manejarse adecuadamente al preparar soluciones diluidas en el laboratorio, así mismo, durante el procedimiento se usa el mismo tipo de agua con la cual se trabaja en campo y a esta se adiciona la cantidad correcta de solución madre según sea la concentración que se desea obtener. El procedimiento se detalla en la **Figura 41**.

**Figura 41.** Diagrama de preparación en laboratorio de soluciones de polímeros a partir de la solución madre de poliacrilamida.



**Fuente:** elaboración propia, con base en (API RP 63 RECOMMENDED PRACTICES FOR EVALUATION OF POLYMERS USED IN ENHANCED OIL RECOVERY OPERATIONS. Literales 2.3.5.

➤ Cálculos. Para el montaje experimental en laboratorio se realizaron diluciones a 300, 500 y 1.000 ppm a partir de la solución madre preparada anteriormente como se expuso en la **Figura 33**, se prepararon 900 mL de cada concentración por cada diámetro evaluado, por lo que fue necesario calcular para cada una la cantidad de mililitros requeridos de solución madre a 5.000 ppm para alcanzar la nueva concentración deseada y posteriormente se aforó hasta los 900 ml con agua fresca de captación de Casabe (previamente destilada, la cual contiene aproximadamente unas 100 ppm de contenido de sales y su densidad es de 1 g/ml, dada su baja salinidad), estos cálculos pueden observarse en la **Ecuación 17**.

**Ecuación 17.** Calculo de Diluciones.

$$V1 * C1 = V2 * C2, \quad V1 = V2 * \frac{C2}{C1}$$

$$A \ 300 \ ppm, \ V1 = 0.9 \ L * \frac{300 \ ppm}{5.000 \ ppm}, \ V1 = 0,054 \ L \ o \ 54 \ mL$$

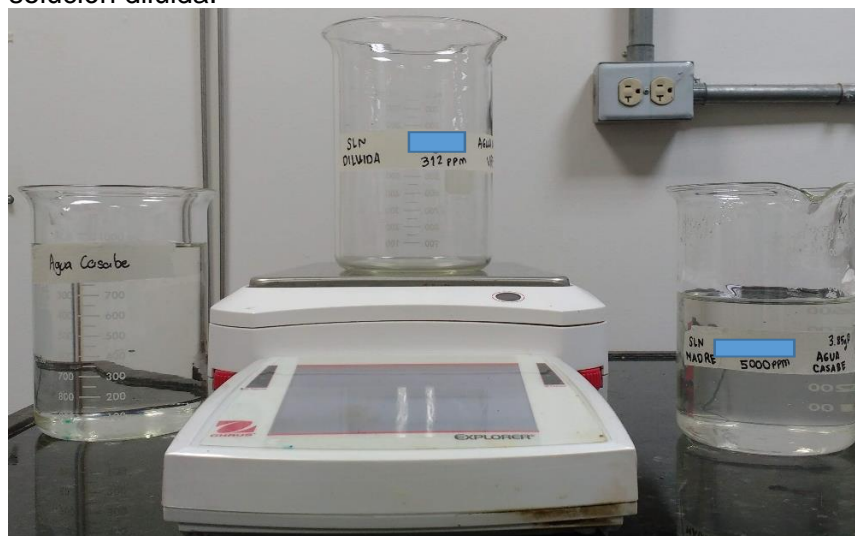
$$A \ 500 \ ppm, \ V1 = 0.9 \ L * \frac{500 \ ppm}{5.000 \ ppm}, \ V1 = 0,09 \ L \ o \ 90 \ mL$$

$$A \ 1.000 \ ppm, \ V1 = 0.9 \ L * \frac{1.000 \ ppm}{5.000 \ ppm}, \ V1 = 0,18 \ L \ o \ 180 \ mL$$

**Fuente:** GARZON, Guillermo. Fundamentos de Química General – Serie de Compendios SCHAUM. 2 ed. Bogotá, McGraw-Hill, 1986, p. 195.

De la **Figura 42-44** se evidencia el registro fotográfico de la preparación de la solución de 300 ppm a partir de la dilución de la solución madre.

**Figura 42.** Elementos necesarios para la preparación de la solución diluida.



**Fuente:** elaboración propia, con base en (Laboratorios del ICP)



Para el pesaje de la solución madre necesaria para preparar la solución diluida deseada, se hace mediante la recolección del polímero utilizando una jeringa y se deposita en un frasco de vidrio de boca ancha tarado en la balanza (esto se hace en el mismo recipiente en donde se mezclará, dado que un posible reenvasado podría generar pérdidas másicas de los componentes disminuyendo la precisión de la preparación)

Después se realiza el pesaje de la cantidad de agua con la que se realizó el cálculo para obtener la solución diluida a la concentración deseada, esta se vierte en el mismo frasco de vidrio de boca ancha en el que previamente se ha depositado la solución madre hasta completar los 900 ml de solución.

**Figura 43.** Pesaje de la solución madre y el agua para la dilución a 300ppm



**Fuente:** elaboración propia, con base en (Laboratorios del ICP)

Al iniciar la agitación se ajusta la velocidad para que el vórtice se extienda un 75% en la solución (aprox. 200 RPM).

**Figura 44.** Dilución de la solución



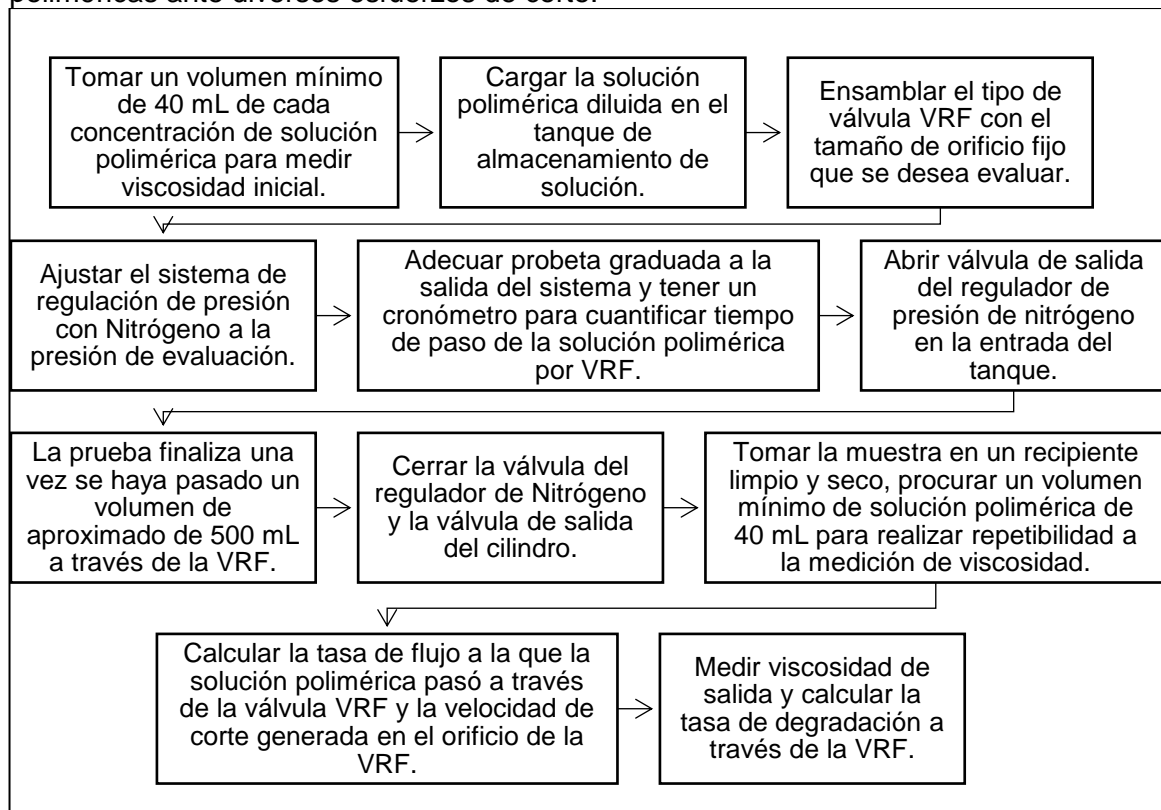
**Fuente:** elaboración propia, con base en (Laboratorios del ICP)

Se deja la muestra en agitación continua por 1 hora con un agitador de cabeza para permitir la hidratación correcta del polímero (cerca de 200 RPM). Luego se observa si la solución se encuentra uniforme, cuando se vierte de un recipiente a otro y sin presencia de grumos visibles (polímero sin disolver).

**4.2.2.4 Evaluación de la degradación mecánica de las soluciones poliméricas con VRF.** La medición de la degradación mecánica en las soluciones poliméricas es importante para determinar las técnicas correctas de preparación, bombeo y realizar un manejo adecuado de las soluciones en laboratorio y en campo.

La prueba de cizallamiento consiste en presionar el paso de una solución de polímero a través de una VRF. Las tasas de corte se pueden calcular registrando las tasas de flujo de fluido a través del montaje. Se recomienda que para calcular el efecto del cizallamiento en la solución de polímero (degradación mecánica) se mida la viscosidad de la solución antes y después de la prueba de corte y a su vez se recomienda que la viscosidad de la solución se mida a tres o más velocidades de corte utilizando un viscosímetro Brookfield (adaptador UL), o equivalente. El montaje necesario se detalló en la **figura 33** y el procedimiento se detalla en la **figura 45**.

**Figura 45.** Procedimiento para la evaluación de la degradación mecánica de las soluciones poliméricas ante diversos esfuerzos de corte.



**Fuente:** elaboración propia, con base en (ECOPETROL S.A.)

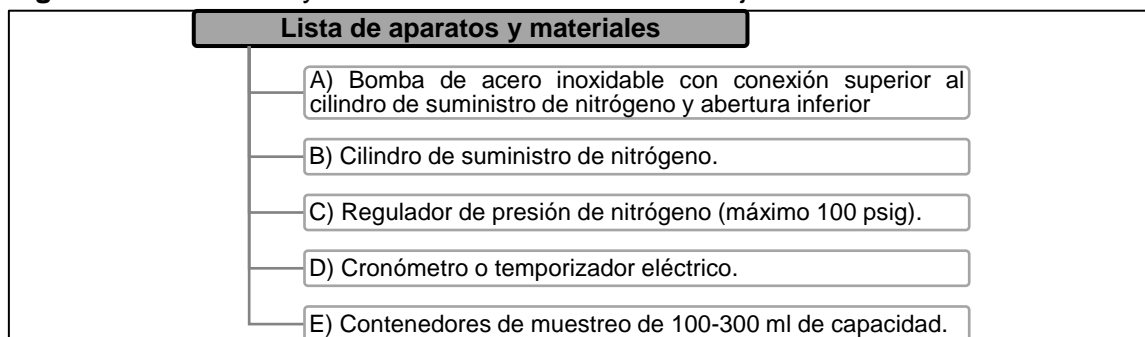
Una vez finalizada la prueba a un orificio, retirar la válvula reguladora de flujo VRF, desarmar y limpiar. Si se requiere un nuevo orificio para evaluar, se debe realizar el ensamble de la válvula nuevamente. Este procedimiento debe repetirse a las diferentes concentraciones de solución polimérica propuestas y para cada diámetro a evaluar.

#### 4.2.2.5 Equipo utilizado durante la práctica. Este se conformó por:

- **Báscula digital.** Para pesar las materias primas requeridas en la preparación de las soluciones poliméricas
- **Vasos de precipitado.** Recipientes de vidrio transparentes con forma cilíndrica y boca ancha, se utilizaron para el almacenamiento de las muestras durante el proceso.
- **Agitador de cabeza.** Equipo principal para la agitación durante la preparación de las muestras.
- **Viscosímetro Brookfield.** utilizado para el registro de la viscosidad de las muestras previa y posteriormente a su cizallamiento a través de las VRF.

El diagrama del equipo de degradación mecánica fue expuesto previamente en la **Figura 33**, este permite probar diversas válvulas, así como distintas presiones, lo que hace posible la evaluación de las soluciones poliméricas ante diferentes escenarios. Este se basa en el montaje propuesto por la norma **API RP 63**. La **Figura 46** presenta los elementos adicionales que conforman el montaje para la evaluación de la degradación mecánica.

**Figura 46.** Elementos y accesorios adicionales al montaje.

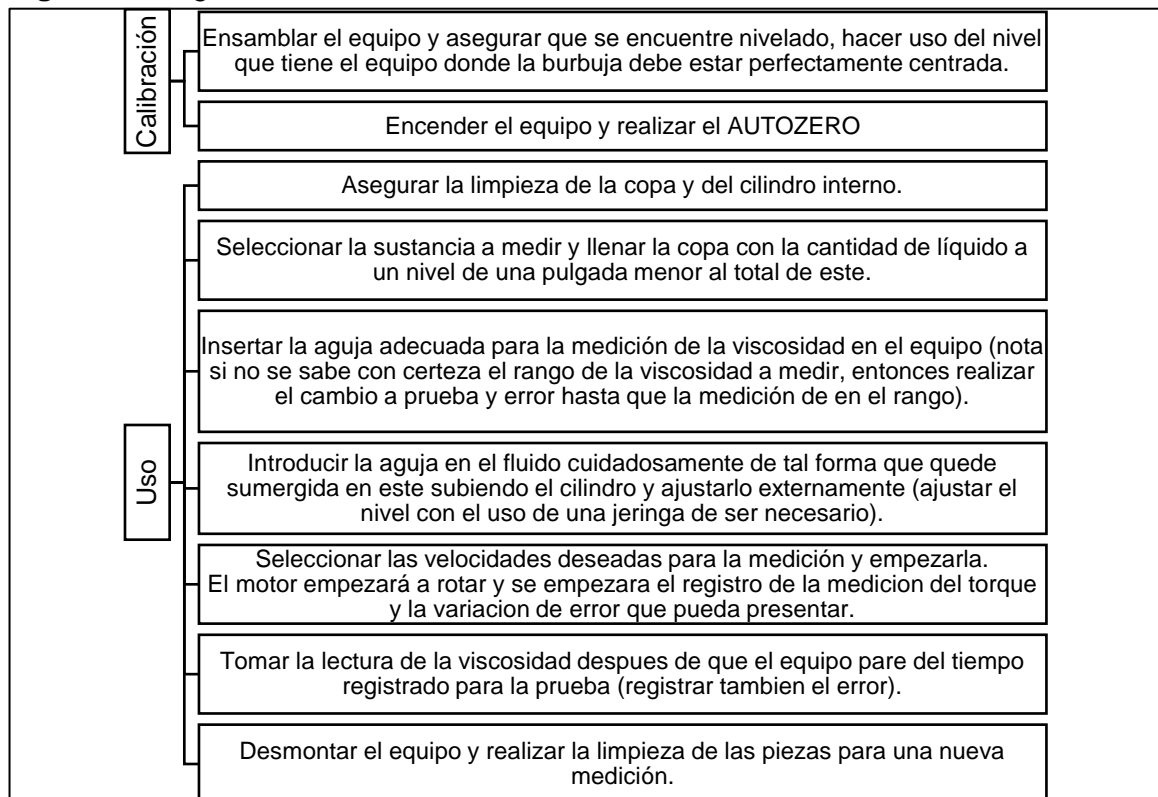


**Fuente:** elaboración propia, con base en (ECOPETROL S.A.)

**4.2.2.6 Estudios reológicos.** Es el punto de partida para determinar la degradación mecánica de la solución polimérica producto del flujo por la VRF, como resultado del cizallamiento pues para ello es necesario calcular la viscosidad inicial y final de la solución.

➤ **Determinación de la viscosidad.** Para la medición de esta variable del proceso se hace necesario tomar una muestra de solución polimérica en un recipiente limpio y seco, sea cizallada o sin cizallar, y procurar un volumen mínimo de solución polimérica de 40 mL, con la finalidad de realizar repetibilidad a la medición de viscosidad. Se debe medir viscosidad en equipo Brookfield a velocidad de 6 rpm, velocidad de corte de 7,3 s<sup>-1</sup> y temperatura de 30 °C. el procedimiento para realizar dicha medición se expone en la **Figura 46**.

**Figura 47.**Diagrama del uso del viscosímetro.



**Fuente:** elaboración propia

**4.2.2.7 Determinación de la degradación mecánica.** Tras aplicar la metodología descrita anteriormente para el desarrollo experimental de las pruebas y obtener los valores de la viscosidad previa al cizallamiento ( $\bar{\mu}_0$ ), la viscosidad (cizallada,  $\bar{\mu}_{deg}$ ) y la viscosidad del agua de preparación ( $\bar{\mu}_{H2O}$  0,74 cP @30 °C) posterior a este se emplea la **Ecuación 18** hallando el porcentaje de degradación mecánica (**%DR**).

**Ecuación 18.**Degradación Mecánica

$$\%DR = \frac{\bar{\mu}_0 - \bar{\mu}_{deg}}{\bar{\mu}_0 - \bar{\mu}_{H2O}} * 100\%$$

**Fuente:** JOUENNE, Stéphane, *et al.* Degradation (or Lack Thereof) and Drag Reduction of H<sub>pm</sub> during Transport in Pipelines. En: SPE Journal of Petroleum Technology. 2014, SPE 169699-MS.

**4.2.3 Resultados del Diseño Experimental.** Tras la recolección de los datos para cada una de las pruebas realizadas, se realizaron los cálculos para determinar la degradación mecánica que sufrió la solución polimérica. En el **Cuadro 17.** Tabulación de resultados experimentales a escala laboratorio válvula tipo resorte, se evidencian los resultados obtenidos, en donde se clasifican las muestras obtenidas para las concentraciones evaluadas de 300, 500 y 1.000 ppm, en función de los cinco diámetros evaluados (2, 3, 6, 9 y 10 mm).

**Cuadro 17.** Tabulación de resultados experimentales escala laboratorio válvula tipo resorte.

Promedio de Viscosidad Entrada [Cp]	Promedio de Viscosidad Cizallada [Cp]	%DR
<b>300 ppm</b>		
2 mm		
15,6	13,4	14,80%
3 mm		
15,55	14,45	7,43%
4 mm		
15,25	14,7	3,79%
6 mm		
15,9	15,5	2,64%
9 mm		
13,35	13,05	2,38%
10 mm Full Open		
13,15	12,95	1,61%
<b>500 ppm</b>		
2 mm		
28,8	23,4	19,24%
3 mm		
30,8	26,8	13,31%
4 mm		
27	25,1	7,24%
6 mm		
30,6	27,45	10,55%
9 mm		
27,8	26	6,65%
10 mm Full Open		
26,7	25,1	6,16%
<b>1000 ppm</b>		
2 mm		
83,5	65,7	21,51%
3 mm		
85,9	73,8	14,21%
4 mm		
84,9	73,05	14,08%
6 mm		
85,45	75,65	11,57%
9 mm		
81,7	76	7,04%
10 mm Full Open		
78,5	76,2	2,96%

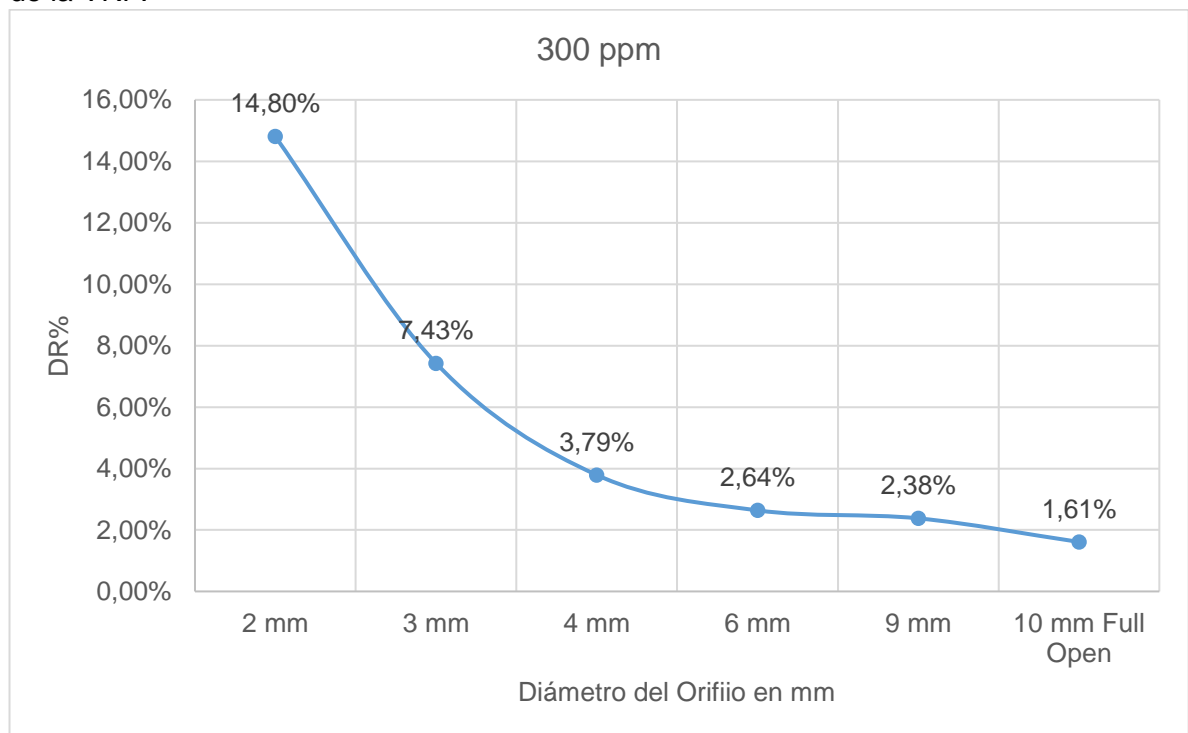
**Fuente:** elaboración propia.

**4.2.3.1 Interpretación de resultados del diseño experimental.** Las pruebas efectuadas en el laboratorio presentan mayor control de los datos, dado que la preparación de la solución polimérica y de las mediciones efectuadas sobre la viscosidad son más precisas al estar en un ambiente controlado como este.

Sin embargo, se presentan ciertas limitaciones al momento de realizarlas dadas las condiciones propias del montaje; como lo son: Presiones y caudales manejados, el volumen del cilindro de polímero y las condiciones de bombeo limitan el caudal de flujo de la solución por la válvula reguladora de flujo, ampliar el caudal de la prueba implicaría aumentar la capacidad del cilindro de polímero, de igual forma la bala de nitrógeno para incrementar la presión de la prueba, no obstante, un mayor volumen de medición podría aumentar el error en el cálculo del caudal, aunque se aumente la tasa de deformación evaluada. La presión evaluada en la prueba es de 600psi con un diferencial de presión de 100 psi.

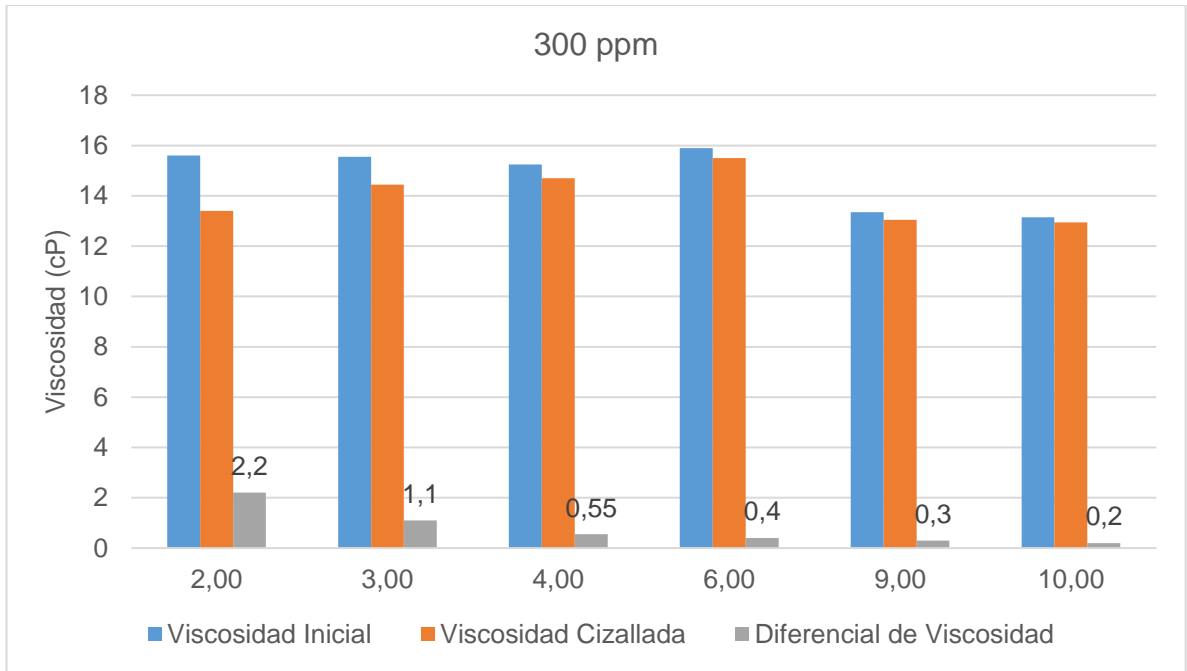
En las **Gráficas 5 y 6** se muestra la degradación mecánica y la variación de viscosidad que presentaron las soluciones poliméricas a la concentración evaluada de 300 ppm en la válvula reguladora de flujo tipo resorte, a los distintos diámetros, de la misma manera que las **Gráficas 7, 8, 9 y 10**, muestran la degradación mecánica y la variación de viscosidad que presentaron las soluciones poliméricas para las concentraciones de 500 y 1.000 ppm respectivamente.

**Gráfica 5.** Resultados a escala laboratorio para 300 ppm - %DR vs Diámetros de orificio de la VRF.



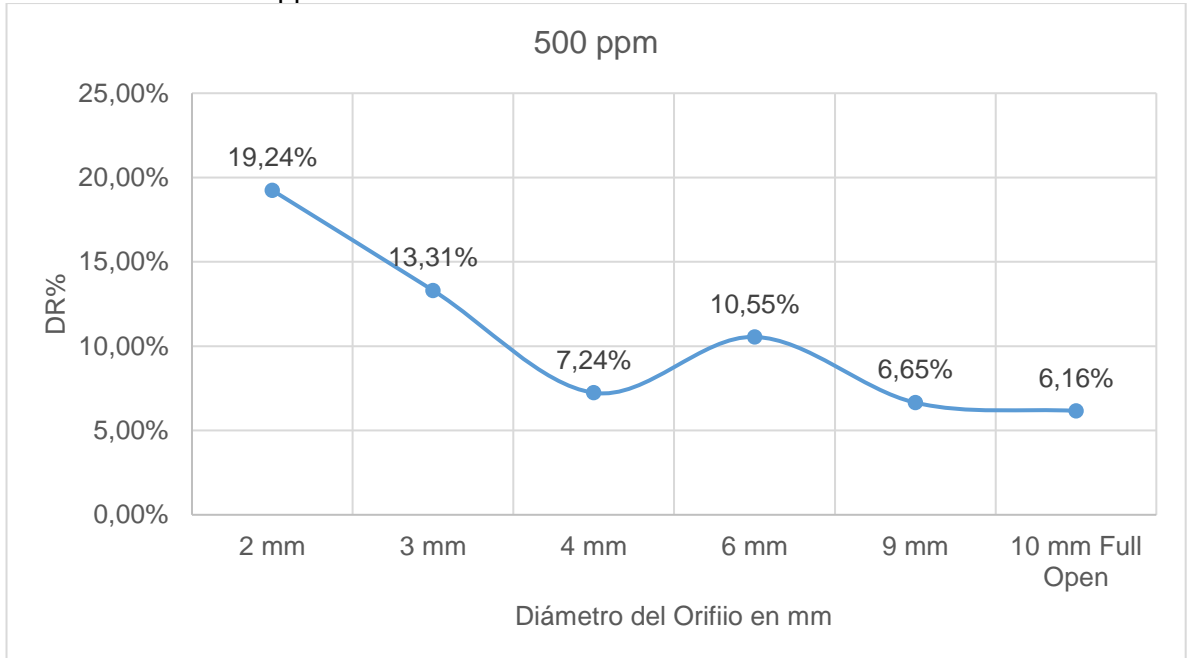
**Fuente:** elaboración propia.

**Gráfica 6.** Variación de la viscosidad a escala laboratorio para 300 ppm - %DR vs Diámetros de orificio de la VRF.



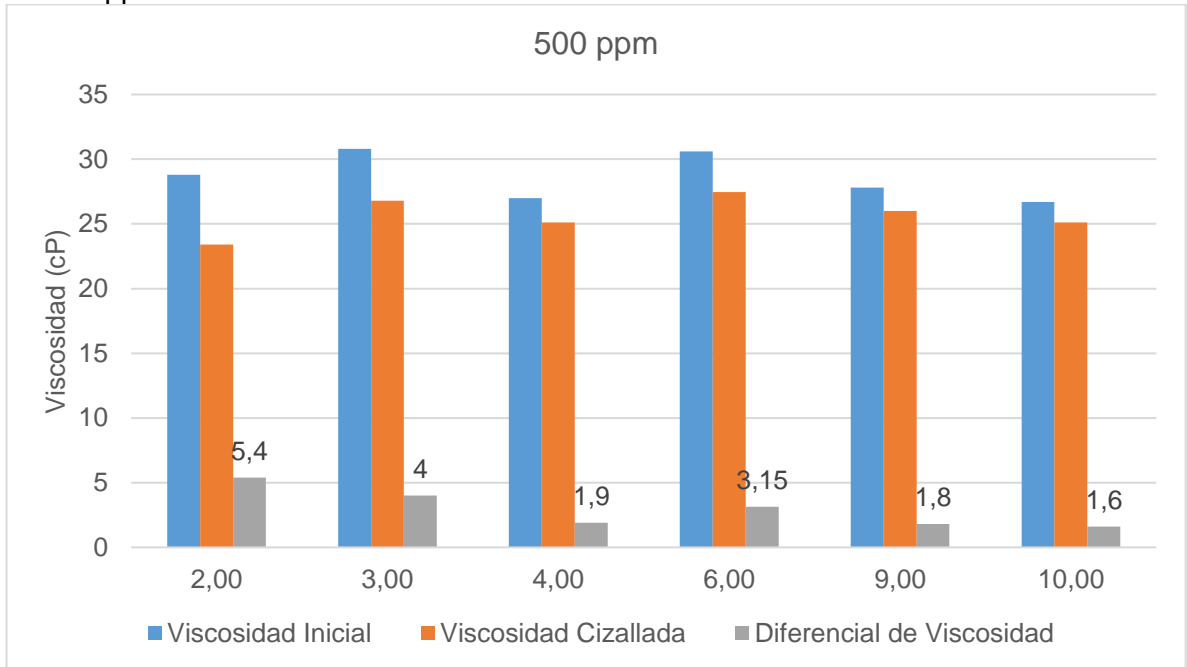
Fuente: elaboración propia.

**Gráfica 7.** Porcentaje de Degradación Mecánica Vs Diámetro de la VRF tipo Resorte para una solución de 500 ppm a condiciones de laboratorio.



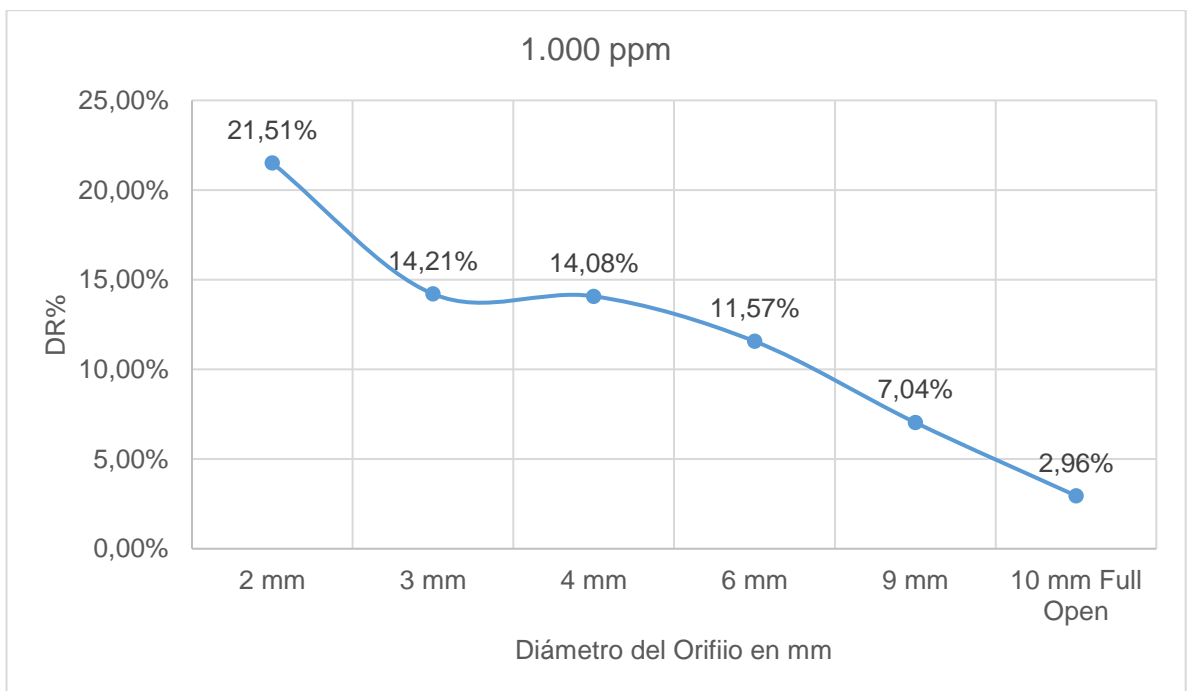
Fuente: elaboración propia.

**Gráfica 8.** Variación de la Viscosidad Vs Diámetro de la VRF tipo Resorte para una solución de 500 ppm a condiciones de laboratorio



**Fuente:** elaboración propia.

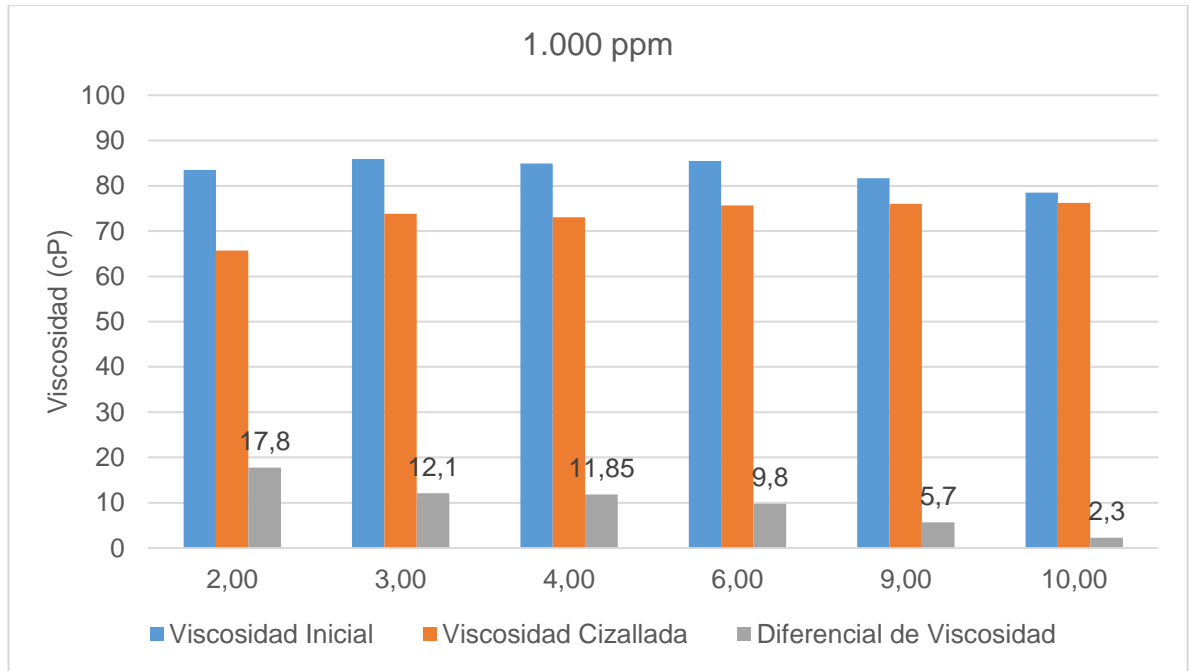
**Gráfica 9.** Resultados a escala laboratorio para 1.000 ppm - %DR vs Diámetros de orificio de la VRF.



**Fuente:** elaboración propia.



**Gráfica 10.** Variación de la viscosidad a escala laboratorio para 1.000 ppm - %DR vs Diámetros de orificio de la VRF.



**Fuente:** elaboración propia

Se puede observar que los resultados concuerdan con la teoría, en donde el comportamiento de la degradación mecánica es inversamente proporcional al diámetro de la tubería es decir que a menores diámetros se presentan altos porcentajes de degradación. Así mismo se observa que la pérdida de viscosidad tras el cizallamiento disminuye a medida que se incrementa el diámetro de la VRF. En síntesis, para la válvula reguladora de flujo de tipo resorte, la evaluación de la degradación mecánica en función del diámetro de la VRF, presenta a escala laboratorio en su mayoría degradaciones menores al 15%, la degradación máxima varió en función de la concentración de la solución polimérica, siendo de 19,24% para la concentración de 500 ppm.

### 4.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS SUMINISTRADOS DE LA EVALUACIÓN A ESCALA DE CAMPO

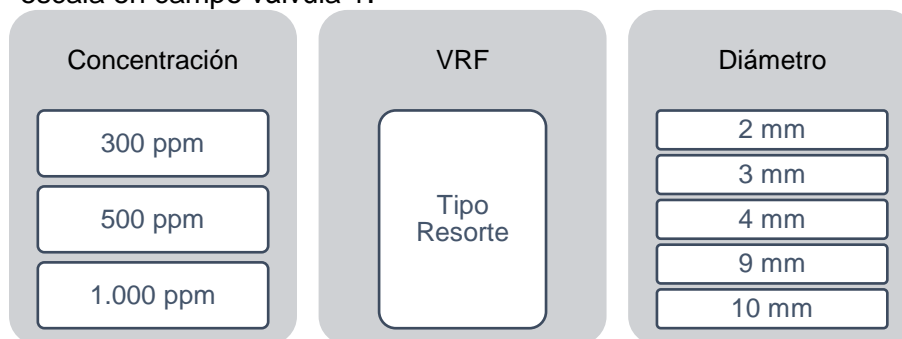
En este escenario la preparación de la solución madre y la dilución se llevan a cabo en las facilidades generales para la inyección de polímero localizada en el Campo Casabe, el fluido es direccionado a través del montaje a gran escala dispuesto para el experimento, el cual permite realizar la medición de la viscosidad previa y posteriormente al paso del fluido a través de la válvula reguladora de flujo (VRF)

con varios diámetros y presiones de inyección, por último, analiza la degradación mecánica.

Cabe aclarar que estas pruebas fueron desarrolladas por ECOPETROL S.A. y el detalle de la obtención de dichos resultados es confidencial dado que la metodología de aplicación se encuentra a espera de patente. Sin embargo, se analizaron dichos resultados para compararlos con la evaluación de laboratorio.

A continuación, se presenta la **Figura 48**, que relaciona cada una de las variables previamente mencionadas que se evaluaron en el experimento para el tipo de válvula a estudiar con sus respectivos diámetros y las concentraciones a utilizar (requeridas por la empresa soporte).

**Figura 48.** Variaciones de parámetros en montaje experimental a escala en campo válvula 1.

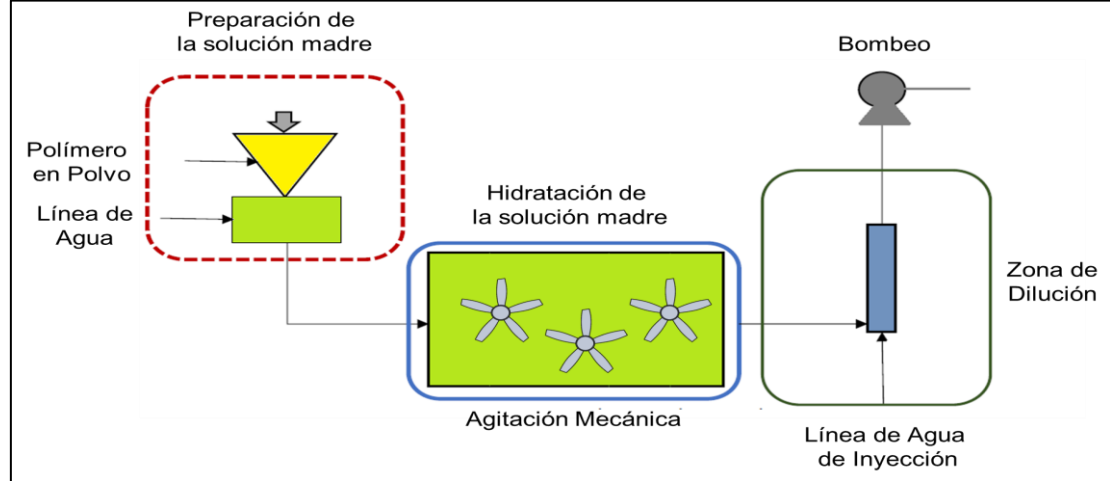


**Fuente:** elaboración propia.

**4.3.1 Preparación de la solución polimérica madre y diluida a partir de productos secos en la escala de campo.** El proceso de preparación de la solución polimérica en las facilidades, sigue el esquema que se muestra en la **Figura 49**, el cual se lleva a cabo en tres etapas.

Se realiza una dispersión del polímero en polvo por medio de una tolva de forma lenta, se le añade agua en el tanque de mezclado, posteriormente el fluido se pasa a un tanque de maduración de la solución madre durante una hora y por medio de agitación mecánica se obtiene una solución homogénea. Pasado este tiempo la solución madre es diluida en una línea con el agua de inyección hasta lograr la concentración deseada y finalmente se dirige al montaje para evaluar la degradación mecánica.

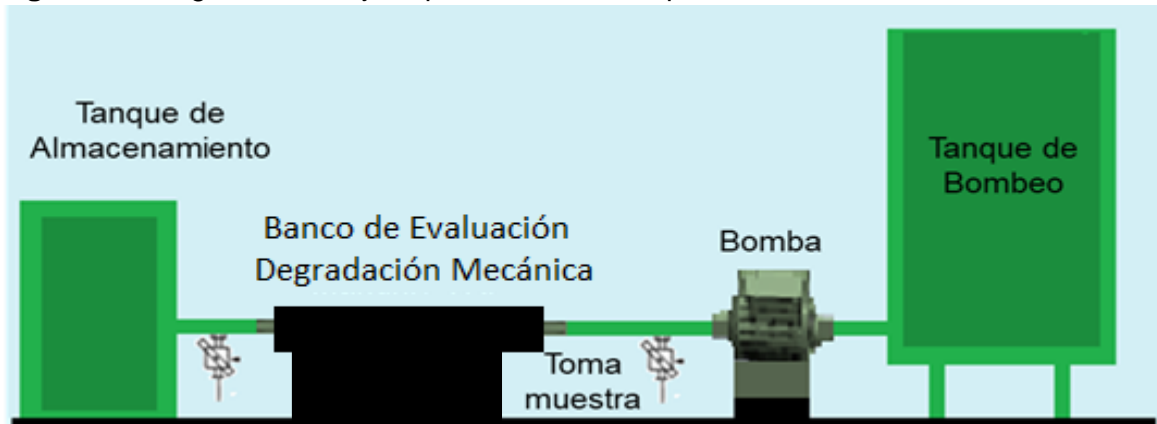
**Figura 49.** Preparación de la solución polimérica a escala piloto.



**Fuente:** elaboración propia.

**4.3.2 Evaluación de la degradación mecánica de las soluciones poliméricas procedimiento en el banco de pruebas.** Este se encuentra localizado en las facilidades del piloto de inyección del Campo Casabe, su diseño permite la evaluación de cualquier tipo de válvula de inyección selectiva con el fin de cambiar y probar diferentes configuraciones de válvulas. La **Figura 50** presenta un esquema general del montaje experimental en campo.

**Figura 50.** Diagrama montaje experimental en campo.



**Fuente:** elaboración propia.

**4.3.3 Resultados de campo.** Tras la recepción de los datos para cada una de las pruebas realizadas para la válvula tipo resorte, estos fueron organizados y se realizaron los cálculos para determinar la degradación mecánica que sufrió la solución polimérica utilizando la **Ecuación 19** previamente explicada. De los resultados obtenidos se muestran en el **Cuadro 18**. Correspondientes a la concentración de 300, 500 y 1.000 ppm.

**Cuadro 18.** Tabulación de resultados experimentales escala campo válvula tipo resorte.

Shear Rate s <sup>-1</sup>	Promedio de Viscosidad Entrada [Cp]	Promedio de Viscosidad Cizallada [Cp]	%DR	Caudal de Prueba (BPD)	Velocidad de Flujo ft/s
<b>300 ppm</b>					
<b>2 mm</b>					
702.878,20	8,17	6,11	27,73%	300	576,51
<b>3 mm</b>					
208.260,20	9,07	6,77	27,61%	300	256,23
<b>4 mm</b>					
87.859,80	10,14	8,2	20,64%	300	144,13
<b>6 mm</b>					
26.032,50	8,37	6,83	20,18%	300	64,06
<b>9 mm</b>					
7.713,30	8,98	8,39	7,16%	300	28,47
<b>10 mm Full Open</b>					
5.623,00	8,78	8,6	2,24%	300	23,06
<b>500 ppm</b>					
<b>2 mm</b>					
702.878,20	19,93	15,77	21,68%	300	576,51
<b>3 mm</b>					
208.260,20	20,03	16,63	17,63%	300	256,23
<b>4 mm</b>					
87.859,80	19,18	16,58	14,10%	300	144,13
<b>6 mm</b>					
26.032,50	19,08	17	11,34%	300	64,06
<b>9 mm</b>					
7.713,30	19,57	18,62	5,05%	300	28,47
<b>10 mm</b>					
5.623,00	22,92	22,03	4,01%	300	23,06
<b>1.000 ppm</b>					
<b>2 mm</b>					
702.878,20	61,12	49,61	19,06%	300	576,51
<b>3 mm</b>					
208.260,20	62,6	53,97	13,95%	300	256,23
<b>4 mm</b>					
87.859,80	54,93	48,87	11,18%	300	144,13
<b>6 mm</b>					
26.032,50	56,6	51,27	9,54%	300	64,06
<b>9 mm</b>					
7.713,30	55,2	54,1	2,02%	300	28,47
<b>10 mm</b>					
5.623,00	56,91	56,22	1,23%	300	23,06

Fuente: elaboración propia.

**4.3.4 Interpretación de resultados de campo.** Las pruebas efectuadas en el campo no presentan tanto control de los datos en comparación con las pruebas efectuadas en el laboratorio, dado que la preparación de la solución polimérica y de las mediciones efectuadas sobre la viscosidad se realizan a condiciones operativas simulando un proceso real de inyección, se presentan ciertas limitaciones al momento de realizar las pruebas dadas las condiciones propias del montaje; como lo son:

**4.3.4.1 Tasa de deformación (Shear rate).** En las pruebas efectuadas en la VRF tipo resorte se alcanzó una tasa de deformación máxima cercana a los  $702.878 \text{ s}^{-1}$  y una tasa mínima cercana a los  $5.623 \text{ s}^{-1}$ , dado que esta tasa se calcula de forma implícita por medio de las condiciones de bombeo (caudal y diámetro de la válvula), se asumen constantes para todos los datos efectuados bajo el mismo caudal, concentración y válvula evaluada, lo que genera una mayor dispersión de datos. Por tal razón fue necesaria la estandarización y centralización de los mismos.

**4.3.4.2 Presiones y caudales manejados.** Dependen de las condiciones propias de bombeo por tal razón es necesario en el proceso la estabilización de las condiciones previas a la evaluación de la degradación, lo que conlleva a un aumento en la duración de cada una de ellas, sin embargo, dada la precisión que se requería en estas pruebas se optó por tomar duplicado y triplicado de las mismas siempre que la operación lo permitiera. La presión máxima y mínima evaluadas en la prueba están entre 2.000 a 1.300 psi, y el caudal fue de 300BPD.

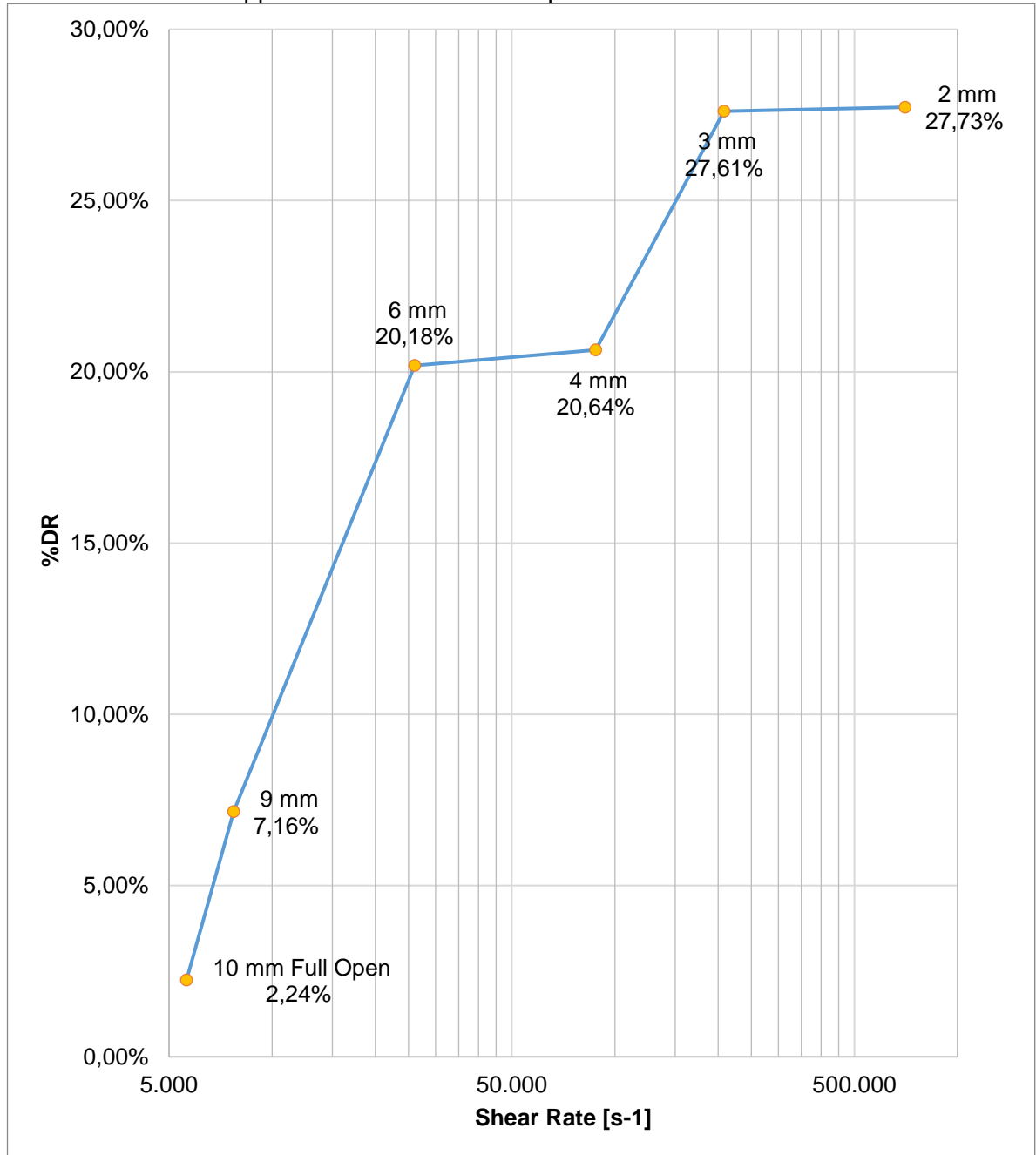
**4.3.4.3 Válvula tipo resorte.** Para el análisis y selección del diámetro óptimo de la VRF se tendrán en cuenta los datos que no excedan una degradación mayor al 15%, pues esta es considerada como la degradación tolerada en procesos de inyección de polímero dado que, este valor es el máximo económico que es posible de compensar incrementando los volúmenes de inyección. con base en SOLORZANO, Pedro, et al <sup>144</sup>

En las **Gráficas 11, 12 y 13** se muestra el perfil de shear rate y su respectiva degradación mecánica a las diferentes condiciones evaluadas de concentración, y diámetros de la VRF tipo resorte para las concentraciones de 300, 500 y 1.000 ppm respectivamente.

---

<sup>144</sup> SOLORZANO, Pedro, et al. Selectivizing A Singled Bed Reservoir, A Successfully Aplication to Increase the Vertical Displacement Efficiency in a Heavy Oil Waterflooding Project En: SPE Journal of Petroleum Technology [En línea]. 2018, SPE 191170 MS, p.13.

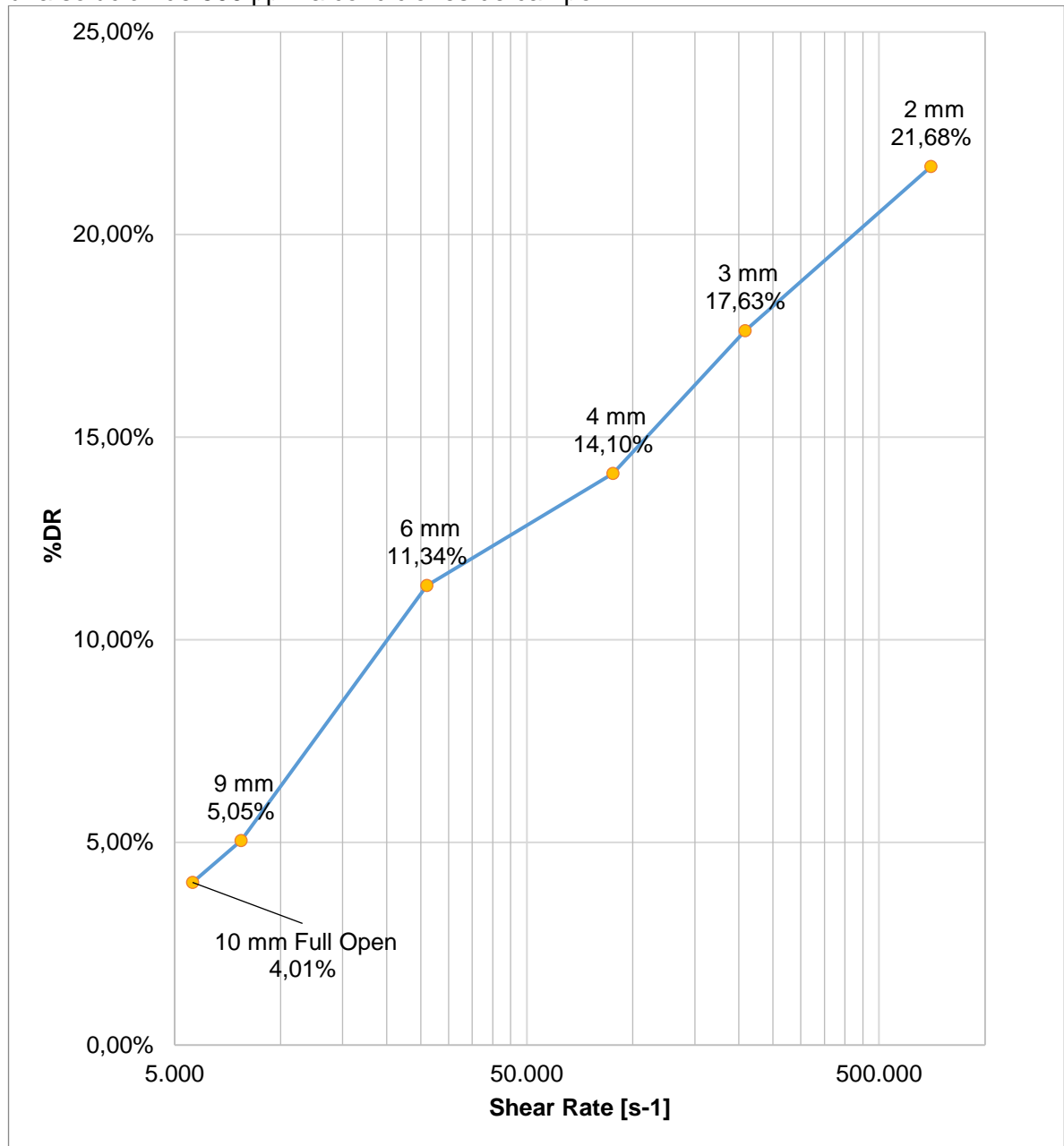
**Gráfica 11.** Porcentaje de Degradación Mecánica Vs Shear Rate en VRF tipo Resorte para una solución de 300 ppm a condiciones de campo.



**Fuente:** elaboración propia.

Se puede observar que los resultados concuerdan con la teoría, en donde la shear rate y la degradación de la solución polimérica son directamente proporcionales, además presenta un comportamiento exponencial acorde a un fluido no newtoniano con una ligera desviación de la tendencia en el diámetro de 4 mm, y el punto máximo de degradación (27,73%) se alcanza a un valor aproximado de 702.878 s<sup>-1</sup>.

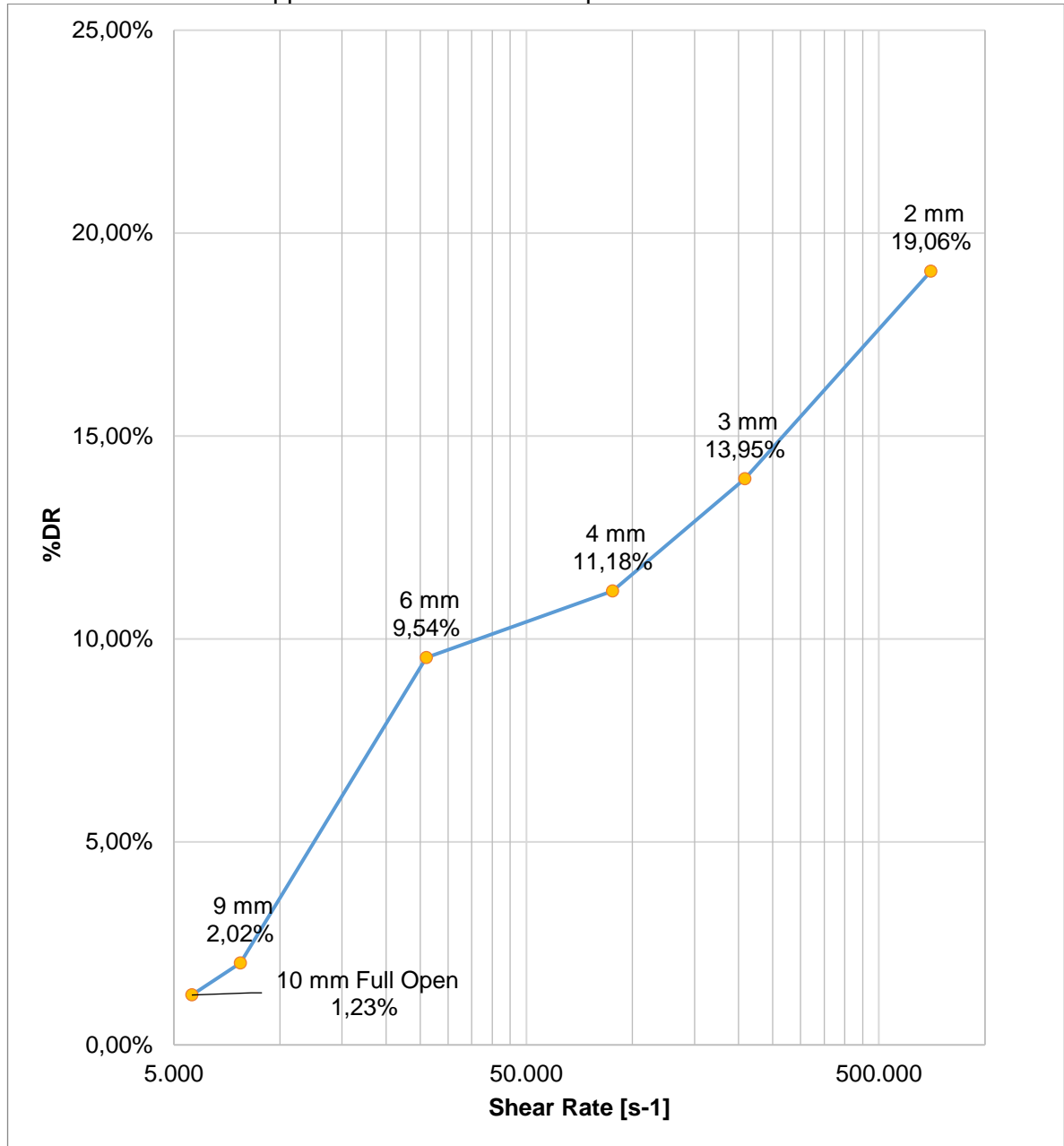
**Gráfica 12.** Porcentaje de Degradación Mecánica Vs Shear Rate en VRF tipo Resorte para una solución de 500 ppm a condiciones de campo.



**Fuente:** elaboración propia.

Se puede observar que los resultados concuerdan con la teoría, en donde la shear rate y la degradación de la solución polimérica son directamente proporcionales, además presenta un comportamiento exponencial acorde a un fluido no newtoniano, en donde el punto máximo de degradación es (21,68%) a 2 mm, y se alcanza a un valor aproximado de shear rate de  $702.878 \text{ s}^{-1}$ .

**Gráfica 13.** Porcentaje de Degradación Mecánica Vs Shear Rate en VRF tipo Resorte para una solución de 1.000 ppm a condiciones de campo.



**Fuente:** elaboración propia.

Se puede observar que los resultados concuerdan con la teoría, en donde la shear rate y la degradación de la solución polimérica son directamente proporcionales, además presenta un comportamiento exponencial acorde a un fluido no newtoniano, sin embargo, el valor de %DR para 6 mm tiende a ser mayor de lo que muestra la tendencia, además el punto máximo de degradación es (19,06%) para el diámetro de 2 mm y se alcanza en un valor aproximado de  $702.878 \text{ s}^{-1}$  de shear rate.



#### 4.4 ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS ENTRE ESCALAS

La preparación de la solución polimérica varía entre las pruebas efectuadas en el laboratorio como en campo, por lo que la viscosidad obtenida no es la misma. El proceso de hidratación en campo es más corto que el llevado a cabo en el laboratorio, esto lleva a la diferencia entre las mediciones en ambos ambientes frente a la misma concentración, como se ilustra más detalladamente en el **Cuadro 19**.

**Cuadro 19.** Variación de la viscosidad de la solución según su preparación.

Concentración	Pruebas Laboratorio	Pruebas de Campo
	<i>Viscosidad inicial prom. [cP]</i>	<i>Viscosidad inicial prom [cP]</i>
300 ppm	13,22	9,24
500 ppm	27,84	20,92
1.000 ppm	78,56	57,15

Fuente: elaboración propia

La evaluación experimental a escala laboratorio representa el comportamiento analizado de los resultados de la fase de campo para la evaluación de la degradación mecánica a cada diámetro evaluado, presentando una tendencia similar para las concentraciones de 500 y 1.000 ppm (variación absoluta menor al 5%) permitiendo así comparar cualitativamente los resultados de ambas etapas. Por otro lado, las degradaciones resultantes al evaluar la solución polimérica a 300 ppm no representan esta tendencia por lo que deberían realizarse nuevamente, sin embargo, a nivel general se cumple esta condición. En el **Cuadro 20** se observa este comportamiento.

Las **Gráficas 14, 15 y 16** presentan los resultados para las concentraciones de 300, 500 y 1.000 ppm, y las **Gráficas 17, 18, 19, 20, 21 y 22** muestran los valores obtenidos para cada diámetro (2, 3, 4, 6, 9 y 10 mm) a cada concentración.

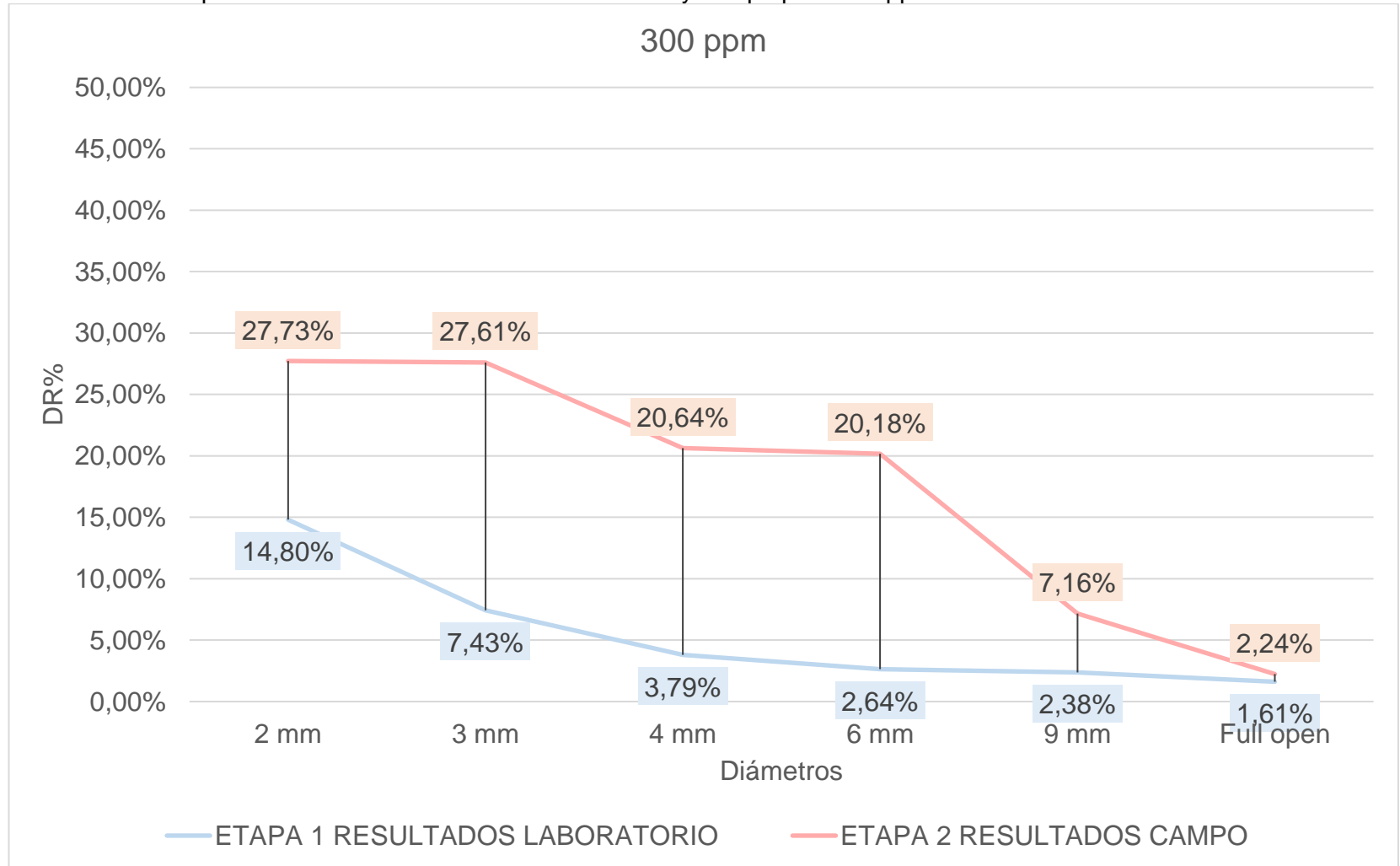
La siguiente figura muestra el esquema de la VRF evaluada, esta puede presentar una configuración de resorte para alto o bajo caudal variando en función de la dureza del resorte de forma inversa al caudal manejado.

**Cuadro 20.** Comparación %DR – por fase, concentración y diámetro.

CONDICIONES DE EVALUACIÓN		ETAPA 1 RESULTADOS LABORATORIO	ETAPA 2 RESULTADOS CAMPO	COMPARACIÓN ENTRE ETAPAS
Diámetro Orificio (mm)	Concentración polímero (ppm)	Tasa de Degradación (DR) [%]	Tasa de Degradación (DR) [%]	Error Absoluto [%]
2 mm	300	14,80%	27,73%	12,92
	500	19,24%	21,68%	2,43
	1000	21,51%	19,06%	2,45
3 mm	300	7,43%	27,61%	20,18
	500	13,31%	17,63%	4,32
	1000	14,21%	13,95%	0,26
4 mm	300	3,79%	20,64%	16,85
	500	7,24%	14,10%	6,86
	1000	14,08%	11,18%	2,90
6 mm	300	2,64%	20,18%	17,54
	500	10,55%	11,34%	0,79
	1000	11,57%	9,54%	2,03
9 mm	300	2,38%	7,16%	4,78
	500	6,65%	5,05%	1,61
	1000	7,04%	2,02%	5,02
<i>Full open</i>	300	1,61%	2,24%	0,63
	500	6,16%	4,01%	2,15
	1000	2,96%	1,23%	1,73

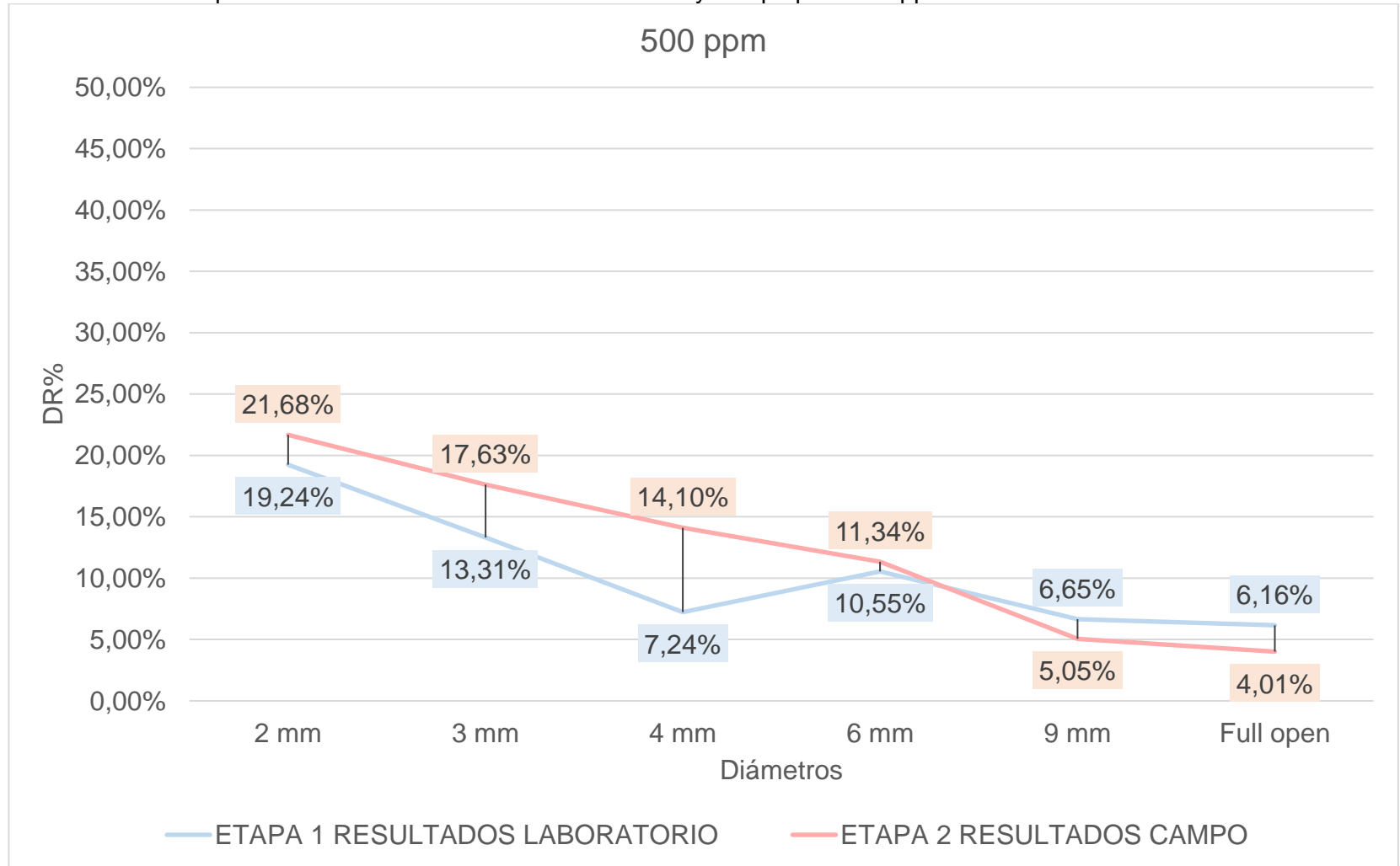
**Fuente:** elaboración propia

**Gráfica 14.** Comparación resultados de %DR en laboratorio y campo para 300 ppm en función de los diámetros de la VRF.



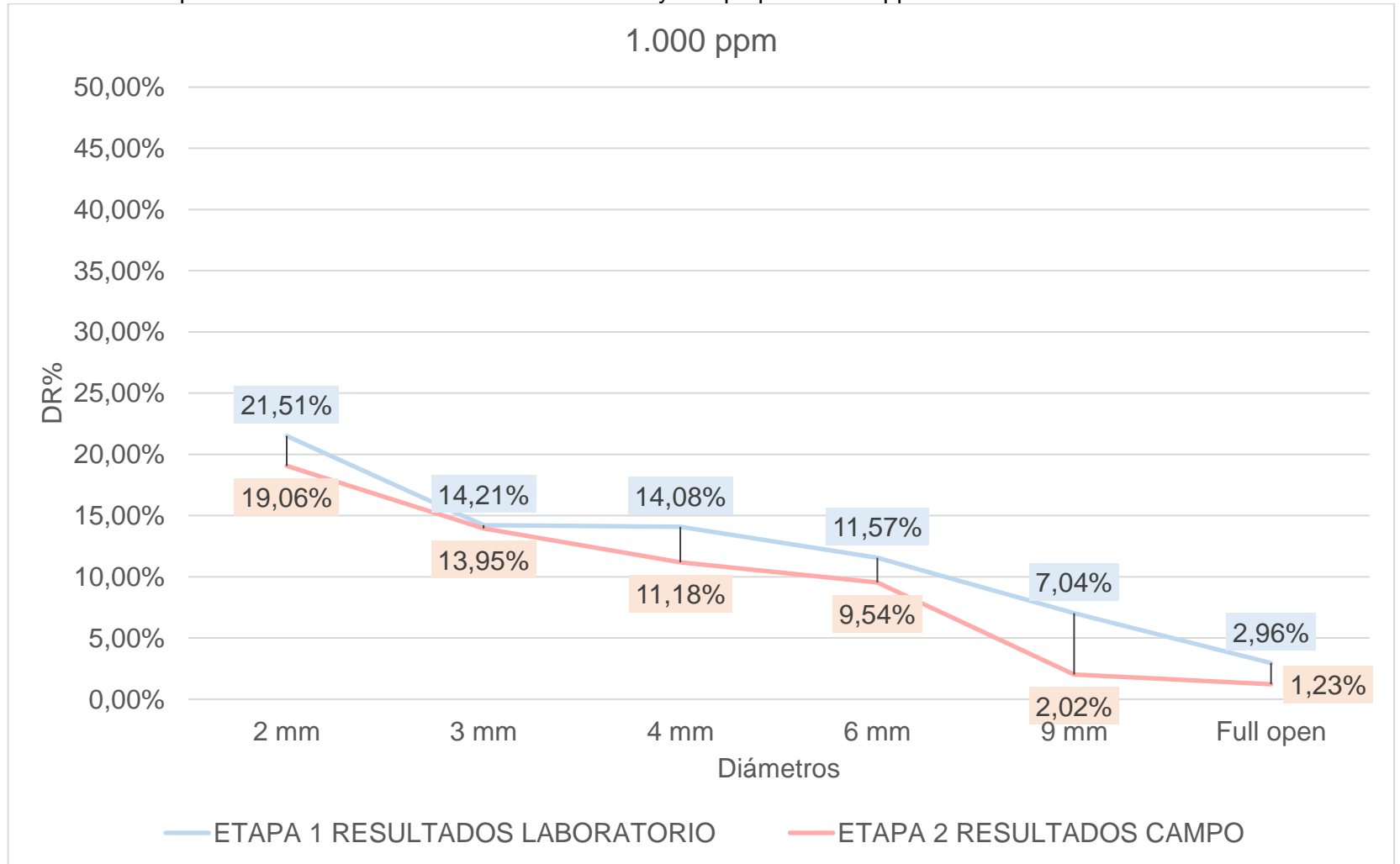
Fuente: elaboración propia.

**Gráfica 15.** . Comparación resultados de %DR en laboratorio y campo para 500 ppm en función de los diámetros de la VRF.



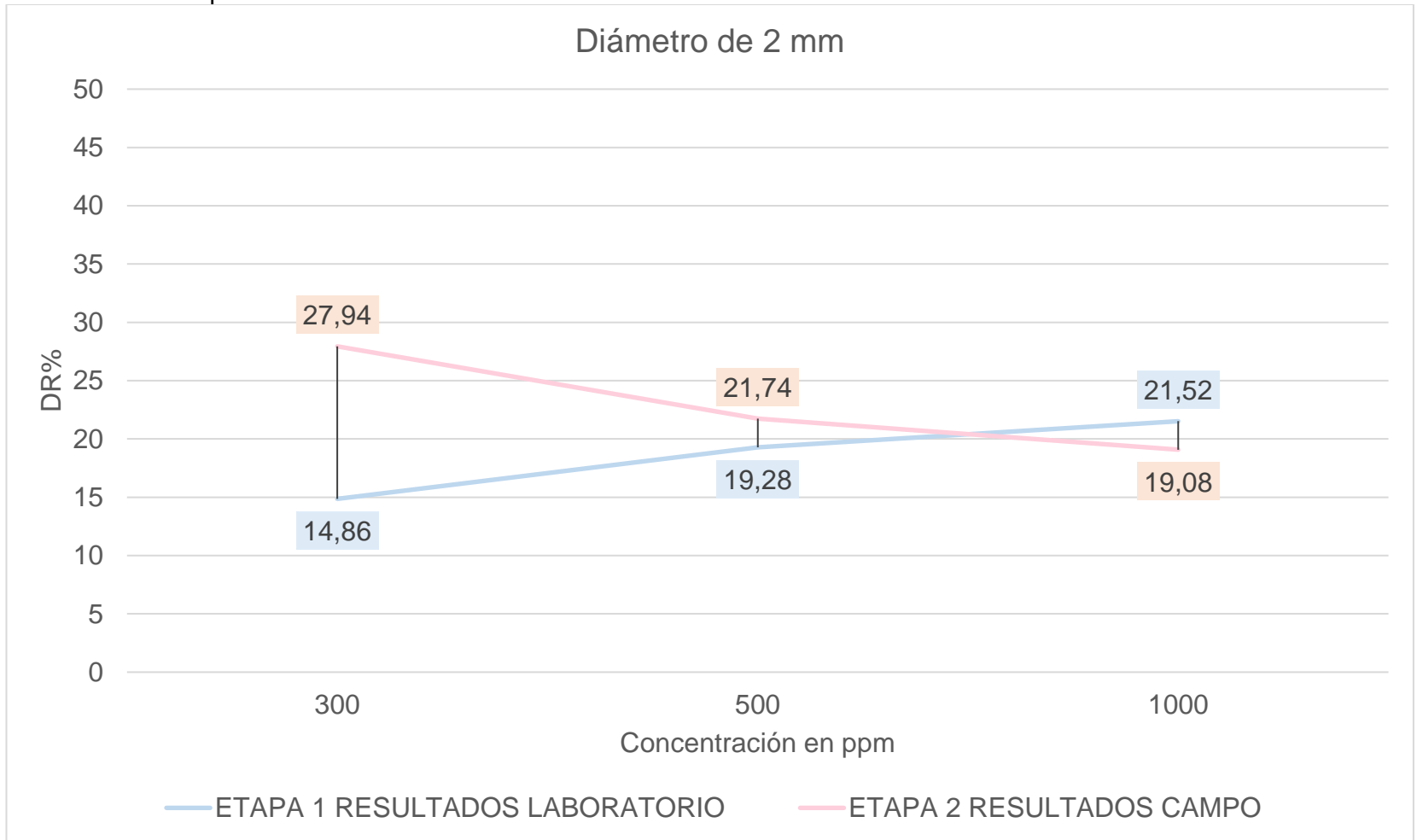
Fuente: elaboración propia.

**Gráfica 16** Comparación resultados de %DR en laboratorio y campo para 1.000 ppm en función de los diámetros de la VRF.



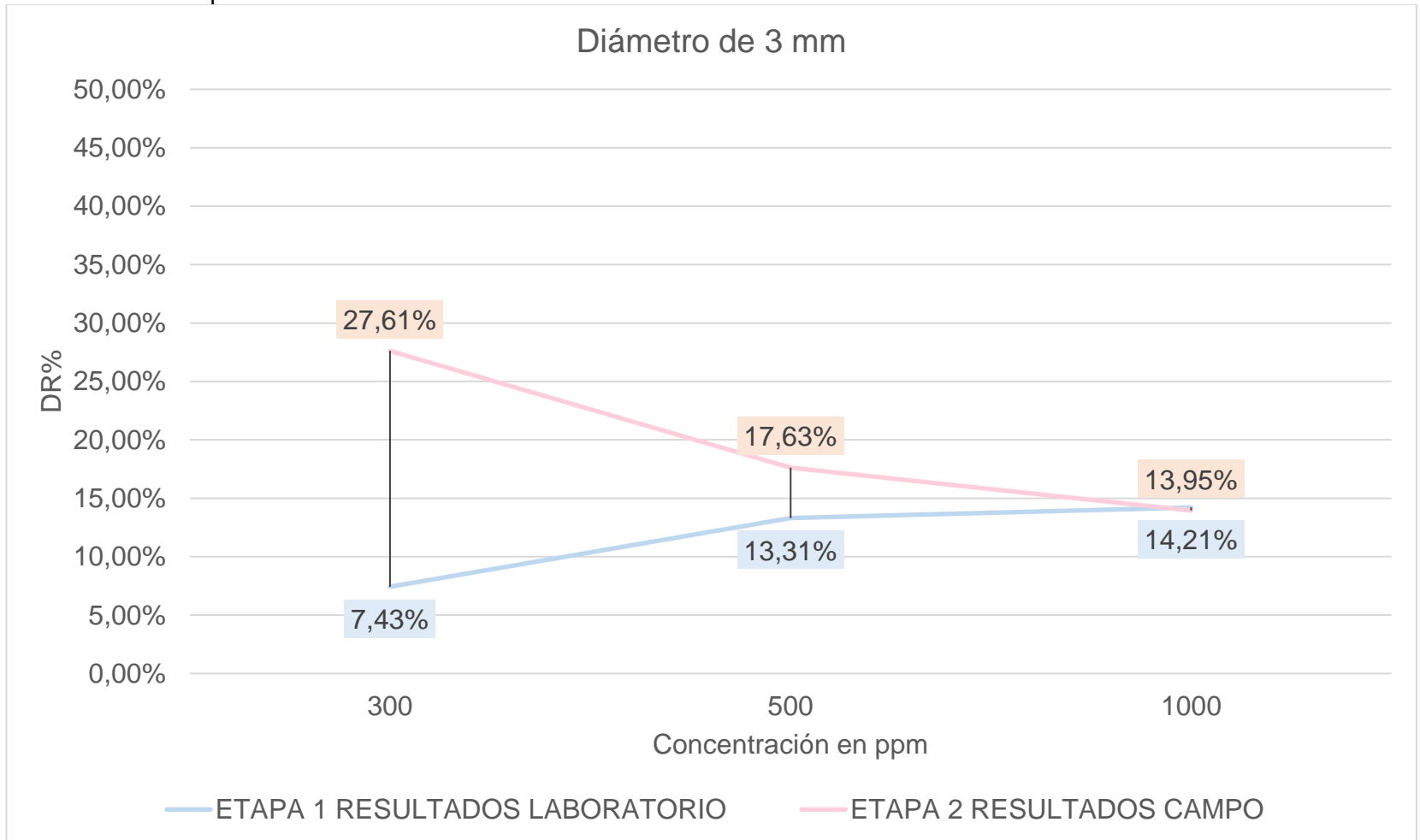
Fuente: elaboración propia.

**Gráfica 17.** Comparación resultados de %DR en laboratorio y campo para un diámetro de 2 mm de la VRF en función de la concentración del polímero.



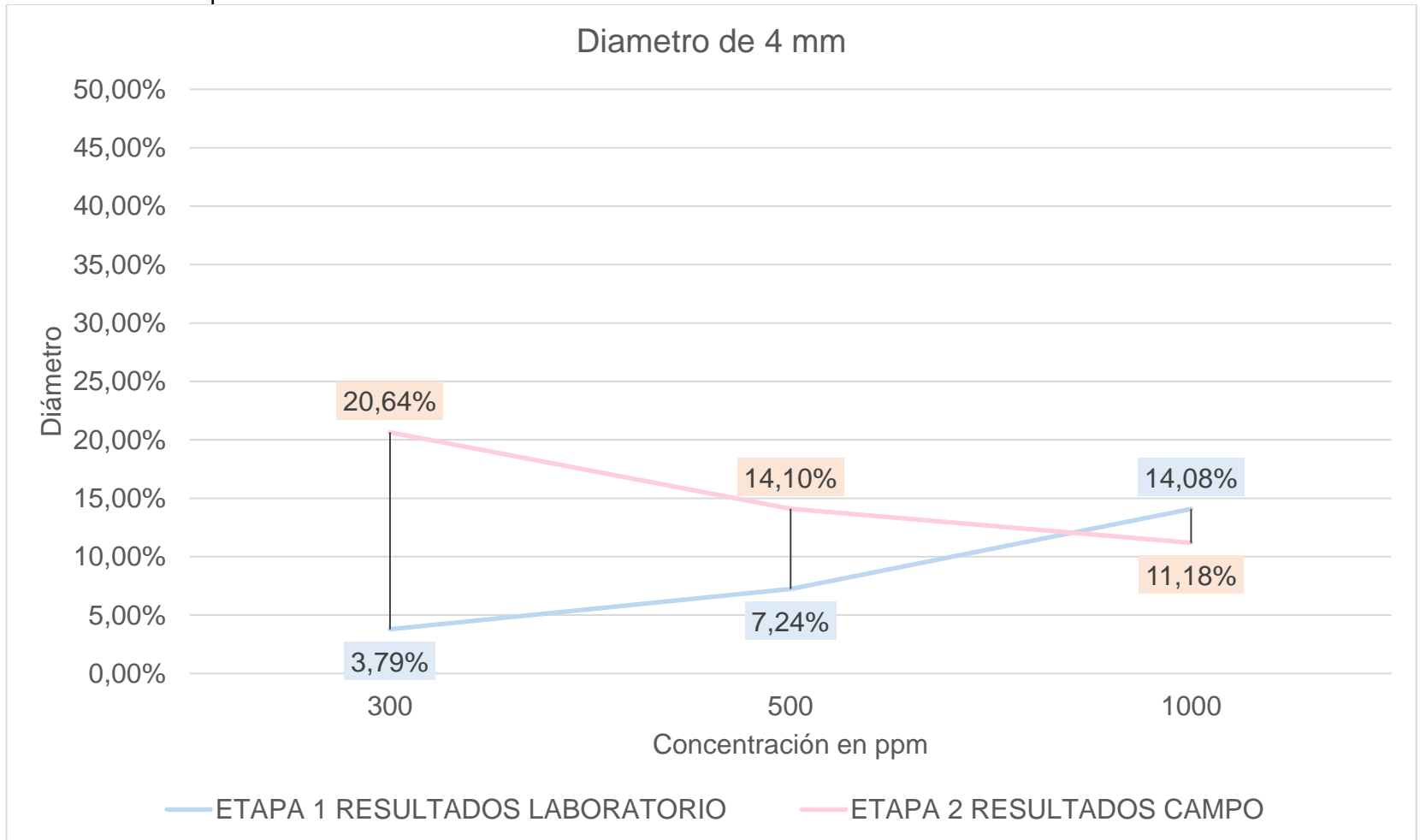
Fuente: elaboración propia.

**Gráfica 18.** Comparación resultados de %DR en laboratorio y campo para un diámetro de 3 mm de la VRF en función de la concentración del polímero.



**Fuente:** elaboración propia.

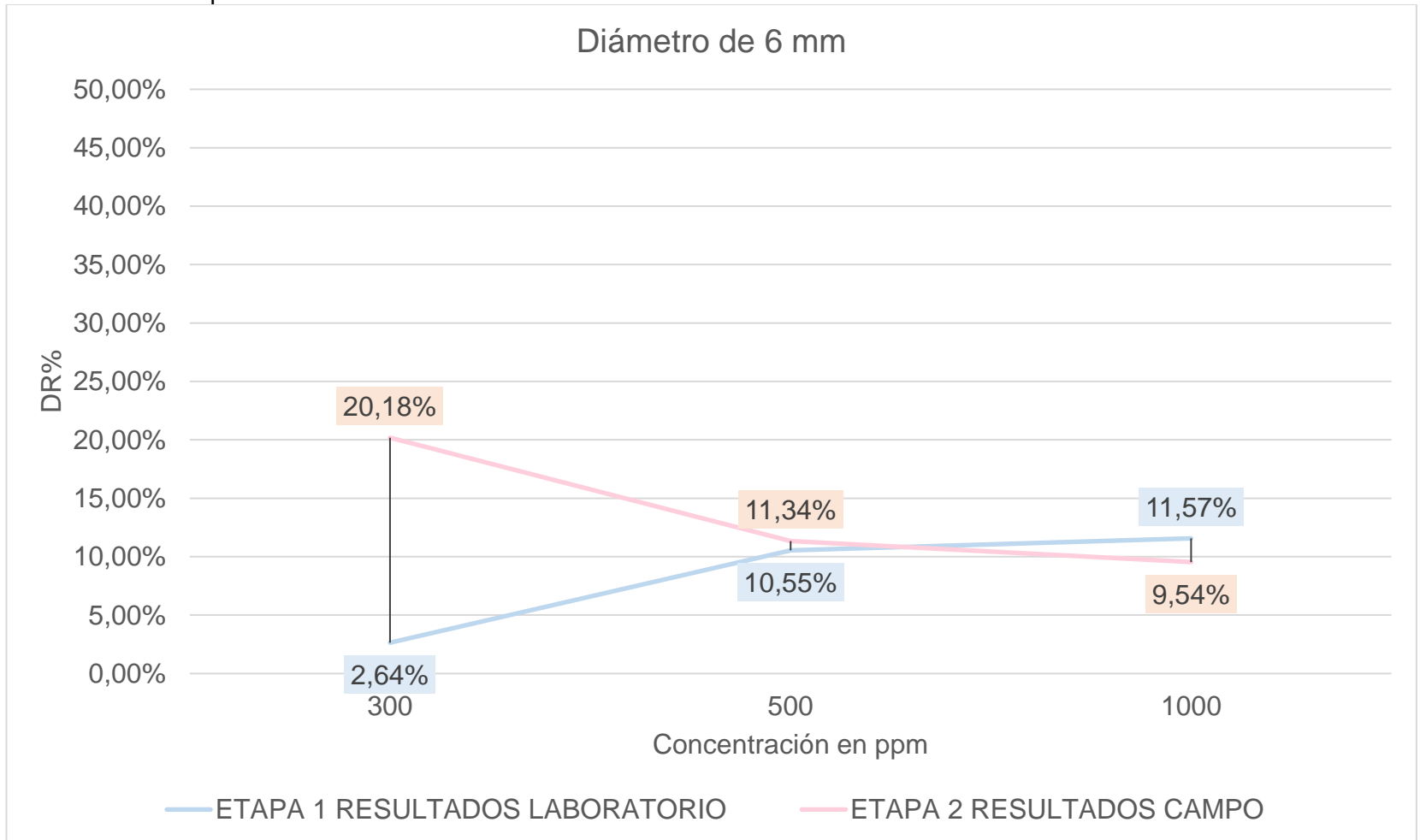
**Gráfica 19** Comparación resultados de %DR en laboratorio y campo para un diámetro de 4 mm de la VRF en función de la concentración del polímero.



**Fuente:** elaboración propia.

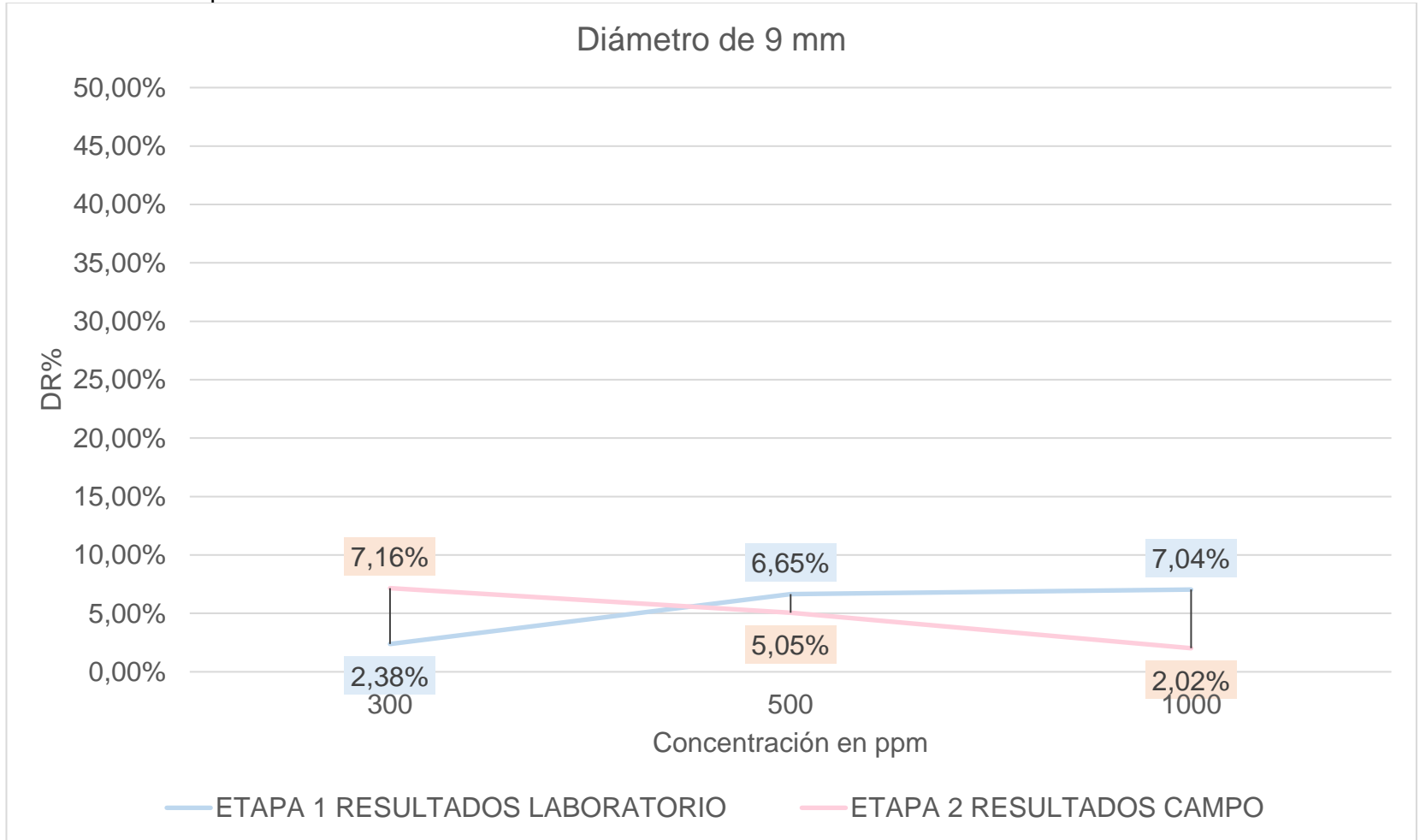


**Gráfica 20.** Comparación resultados de %DR en laboratorio y campo para un diámetro de 6 mm de la VRF en función de la concentración del polímero.



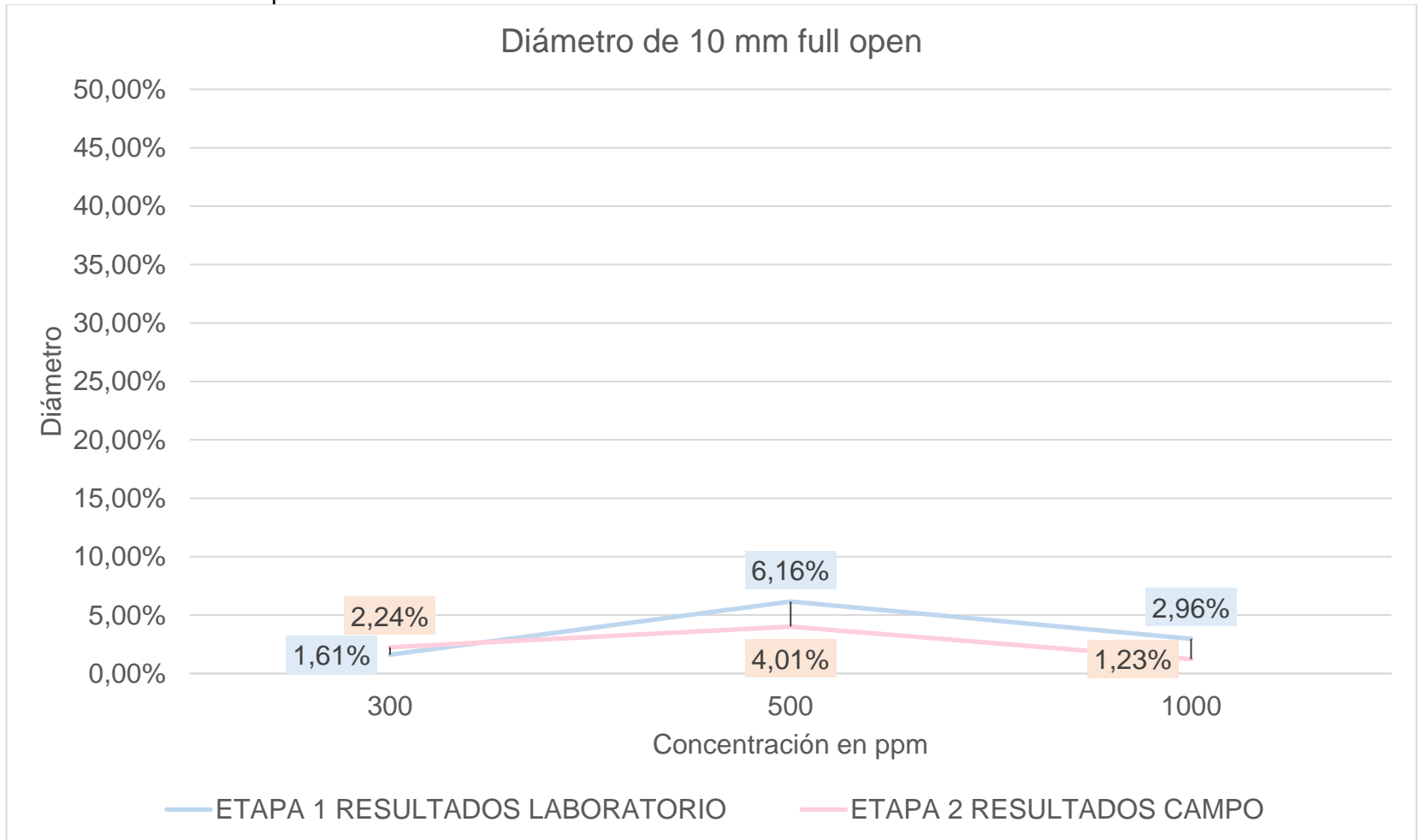
**Fuente:** elaboración propia.

**Gráfica 21.** Comparación resultados de %DR en laboratorio y campo para un diámetro de 9 mm de la VRF en función de la concentración del polímero.



**Fuente:** elaboración propia.

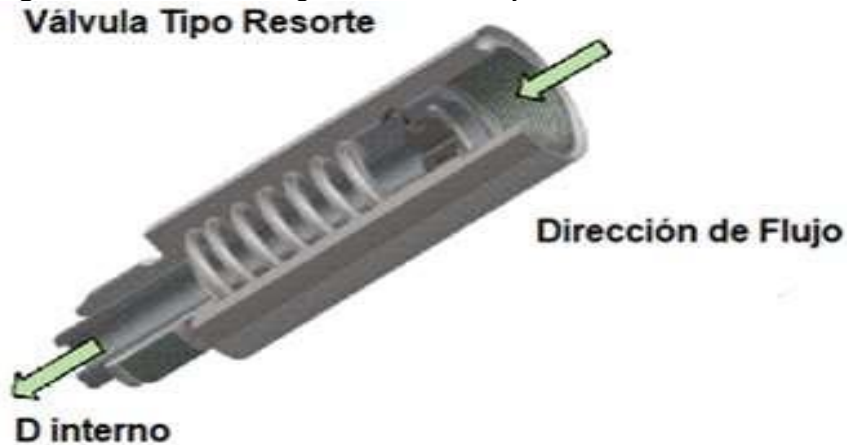
**Gráfica 22.** Comparación resultados de %DR en laboratorio y campo para un diámetro de 10 mm Full Open de la VRF en función de la concentración del polímero.



**Fuente:** elaboración propia.

La siguiente figura muestra el esquema de la VRF evaluada, esta puede presentar una configuración de resorte para alto o bajo caudal variando en función de la dureza del resorte de forma inversa al caudal manejado.

**Figura 51.** Válvulas Regulatoras de Flujo.



**Fuente:** elaboración propia, con base en (ECOPETROL S.A.)

Teniendo en cuenta que el caudal de inyección promedio para el piloto se tomara como 300 BPD, siendo esta la tasa máxima de inyección en Campo Casabe, a partir de esta se calcula la shear rate máxima que puede alcanzar la solución polimérica para no sobrepasar una degradación mecánica del 15%, por ende, se obtiene el diámetro mínimo de la válvula reguladora de flujo instalada en fondo que garantiza esta condición para cada escenario evaluado.

Es así que se determinaron los diámetros mínimos a cada una de las concentraciones evaluadas, para obtener una degradación mecánica menor al 15%, a una determinada shear rate y a un caudal máximo de inyección, sin embargo, por efectos de análisis de resultados se presentaran los datos correspondientes a la concentración de 500 ppm en el **Cuadro 21**, en el **Anexo A – Tabla A1** se muestran estos datos comparativos para las demás concentraciones.

Tras analizar los resultados de **Cuadro 21**, se determina que el diámetro mínimo de la válvula reguladora de flujo tipo resorte que instalada en fondo garantice la condición de degradación mecánica tanto a condiciones de laboratorio como operacionales menor al 15% es de 4 mm, además, esta regula el caudal de inyección requerido (con un tipo de resorte para caudal bajo) en el piloto de recobro mejorado químico implementado en Campo Casabe. Es allí donde esta configuración podría cumplir los requerimientos operacionales tanto de caudal como de %DR.

**Cuadro 21.** Diámetros óptimos de inyección de una solución polimérica de 500 ppm a 300 BPD para una VRF tipo resorte.

Concentración ppm	%DR Laboratorio	%DR Campo	Shear Rate evaluada en Campo	Velocidad de Flujo ft/s	Caudal Regulado Resorte Caudal Bajo (+/- 10%)	Caudal Regulado Resorte Caudal Alto (+/- 10%)	Cumple
2 mm							
500	19,24%	21,68%	702.878	576,51	57	138	No
3 mm							
500	13,31%	17,63%	208.260	256,23	151	258	Parcialmente
4 mm							
500	7,24%	14,10%	87.859,80	144,13	245	421	Si
6 mm							
500	10,55%	11,34%	26.033	64,06	616	1170	Parcialmente
9 mm							
500	6,65%	5,05%	7.713	28,47	1063	1918	Parcialmente
10 mm Full open							
500	6,16%	4,01%	5.623	23,06	No Reg.	No Reg.	Parcialmente

Fuente: elaboración propia.

## 5. PROPUESTA DE LA CONFIGURACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO

En el siguiente capítulo se realiza la recomendación del estado mecánico de completamiento correspondientes al caso de estudio del Campo Casabe.

### 5.1 PARAMETROS DE INYECCION

El proceso de inyección de polímero llevado a cabo en el campo de estudio de acuerdo con Acosta<sup>145</sup>, presenta las siguientes características.

**Cuadro 22** Parámetros de inyección del piloto.

Parámetro de inyección	Valor	Unidades
Presión máxima	2.000	Psi
Capacidad máxima de inyección	3.000	BPD
Caudal Máximo promedio de inyección por pozo	300	BPD

**Fuente:** elaboración propia, con base en (ACOSTA, Tito, *et al.* Enhanced Oil Recovery in a High Stratigraphic Complex Reservoir: Casabe Case Study. En: SPE Journal of Petroleum Technology. 2017, SPE 188555 MS, p.17)

A partir de estos parámetros operacionales del piloto de inyección, se realizarán las recomendaciones de las configuraciones geométricas.

**5.1.1 Recomendaciones de la configuración geométrica.** Teniendo en cuenta la interpretación de resultados de las pruebas experimentales, se seleccionaron los valores máximos de velocidad de flujo y tasa de deformación crítica en los cuales la solución polimérica no sobrepasa una degradación mayor al 15%, los cuales son 144,13 ft/s y 87.859,80 s<sup>-1</sup>, correspondientes a una solución de 500 ppm la concentración más cercana a la inyectada en el piloto (dado que los resultados de 300 ppm presentan una alta dispersión entre la fase de campo y laboratorio).

Tomando estos valores como referencia y las condiciones de volúmenes inyectados diariamente por cada uno de los pozos se recomienda que cada tramo de la línea de flujo la solución polimérica no se supere la tasa de deformación mencionada anteriormente y se halla el diámetro de tubería adecuado.

### 5.2 RECOMENDACIONES EN SUPERFICIE

A continuación, se mencionan algunas recomendaciones básicas para minimizar la degradación mecánica de la solución polimérica en su flujo en superficie generadas por la empresa soporte.

---

<sup>145</sup> ACOSTA, Tito, *et al.* Enhanced Oil Recovery in a High Stratigraphic Complex Reservoir: Casabe Case Study. Op. cit., p. 16.

**5.2.1 Líneas de flujo.** Como se ha descrito anteriormente el largo de las tuberías por donde fluya la solución polimérica no afecta la degradación de esta, lo que, si debe ser cuidadosamente manejado, son las caídas de presión abruptas dentro del sistema de tuberías y líneas de flujo, teniendo en cuenta la teoría descrita en el marco teórico en el literal **2.2.4. Flujo de soluciones de polímeros en tubería**, estas se pueden ocasionar por la fricción de la tubería y las válvulas y accesorios, es decir que lo más recomendable es manejar tuberías de bajo grado de rugosidad y que las conexiones entre tubería y tubería o tubería y accesorios no presenten cambios de diámetros súbitos; también deben tenerse en cuenta los cambios de dirección del flujo, por lo que los codos deben ser evitados, ya que esos giros de 90° deterioran la solución polimérica.

### **5.3 ESTADO MECANICO**

A continuación, se realizan las recomendaciones generales del estado mecánico para un pozo tipo CB-I, teniendo en cuenta la mayor cantidad de información disponible con la finalidad de reducir la degradación mecánica de la solución polimérica en el proceso de inyección. Este aplicara para pozos nuevos o la conversión de los existentes al piloto. Teniendo en cuenta el reajuste de las profundidades para cada pozo en particular.

**5.3.1 Tipo de sarta de inyección.** Con la finalidad de mejorar la eficiencia de inyección vertical y la distribución que tiene el fluido inyectado, además del historial que ha presentado Campo Casabe de irrupciones tempranas y canalizaciones por la inyección de agua dadas sus condiciones geológicas propias, es necesario proponer la implementación de un proceso de inyección selectiva con reguladores de flujo para mejorar la eficiencia vertical en el yacimiento, al restringir la tasa de agua inyectada a cada capa de forma independiente en función de propiedades petrofísicas propias que pudieran afectar el flujo.

**5.3.2 Pozo tipo.** El pozo CS-I, es un pozo vertical inyector cuya función principal es la de contribuir al piloto de inyección de polímero, con la finalidad de que estas recomendaciones mecánicas sean de utilidad a la compañía operadora en la expansión de este proyecto.

**5.3.2.1 Prognosis.** El objetivo de esta prognosis es presentar los detalles técnicos de manera generalizada para un pozo de estudio denominado CS-I, el cual se ha planteado como un pozo inyector de polímero en las arenas A2 y A2i, pertenecientes a la formación Colorado en el Bloque VI, área sur del Campo Casabe. Este pozo forma parte de la estrategia de desarrollo del Proyecto de Inyección de Polímero.

En el **Cuadro 23**, se realiza una descripción teórica de las posibles profundidades de las formaciones esperadas y en la **Figura 52** se ejemplifican los topes de forma aproximada y teórica de las formaciones del pozo tipo CS-I, realizado con base a la

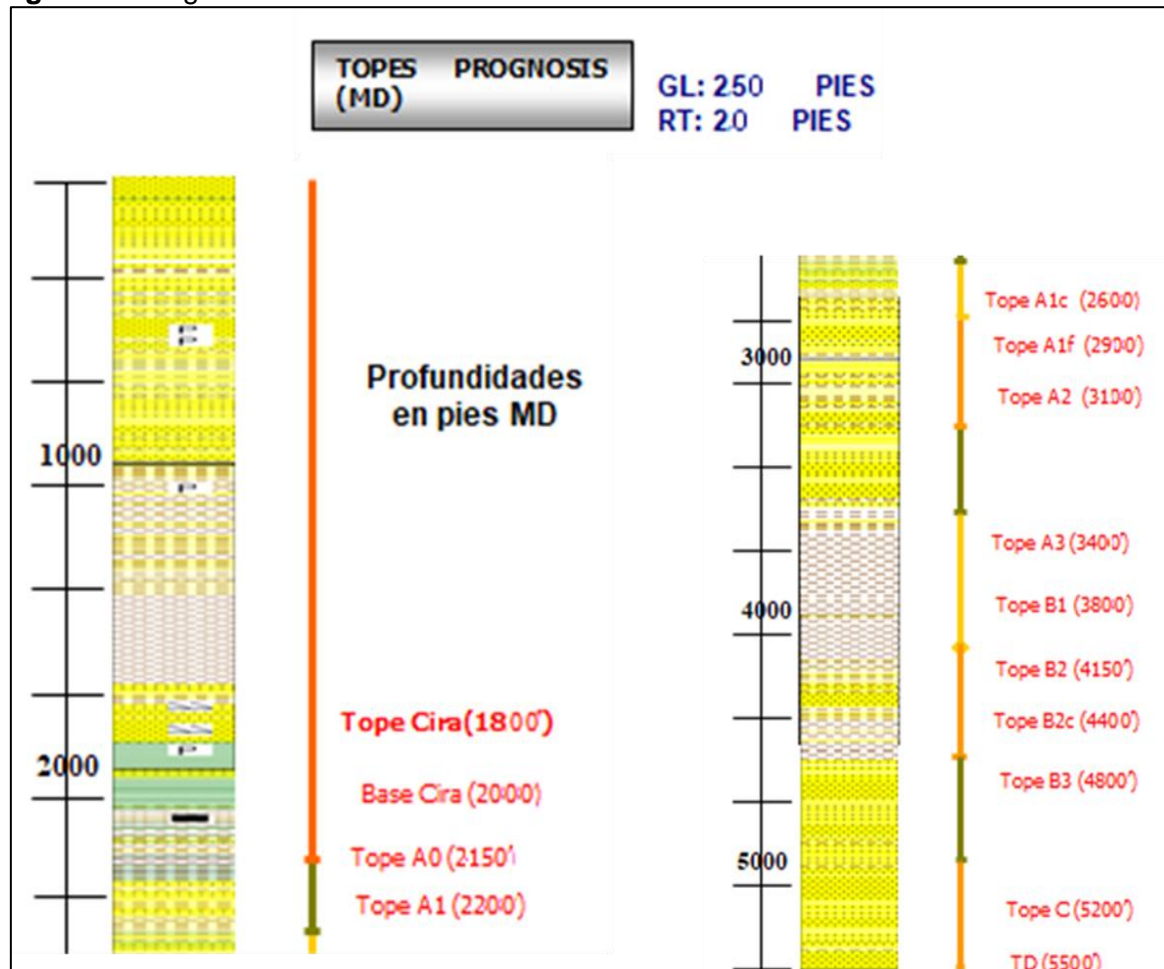
información de la empresa operadora y a la columna estratigráfica del Campo Casabe.

**Cuadro 23.** Prognosis de formaciones Pozo CS-I

POZO CS-I	
Formación	Prof. Datum TVDSS
La Mesa	1200
Grupo Real	1800
Colorado (A)	3035
Mugrosa (B)	4015

**Fuente:** elaboración propia, con base en (ACOSTA, Tito, et al. Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). En: Acipet. 2017, p.4)

**Figura 52.** Prognosis del Pozo CB-I

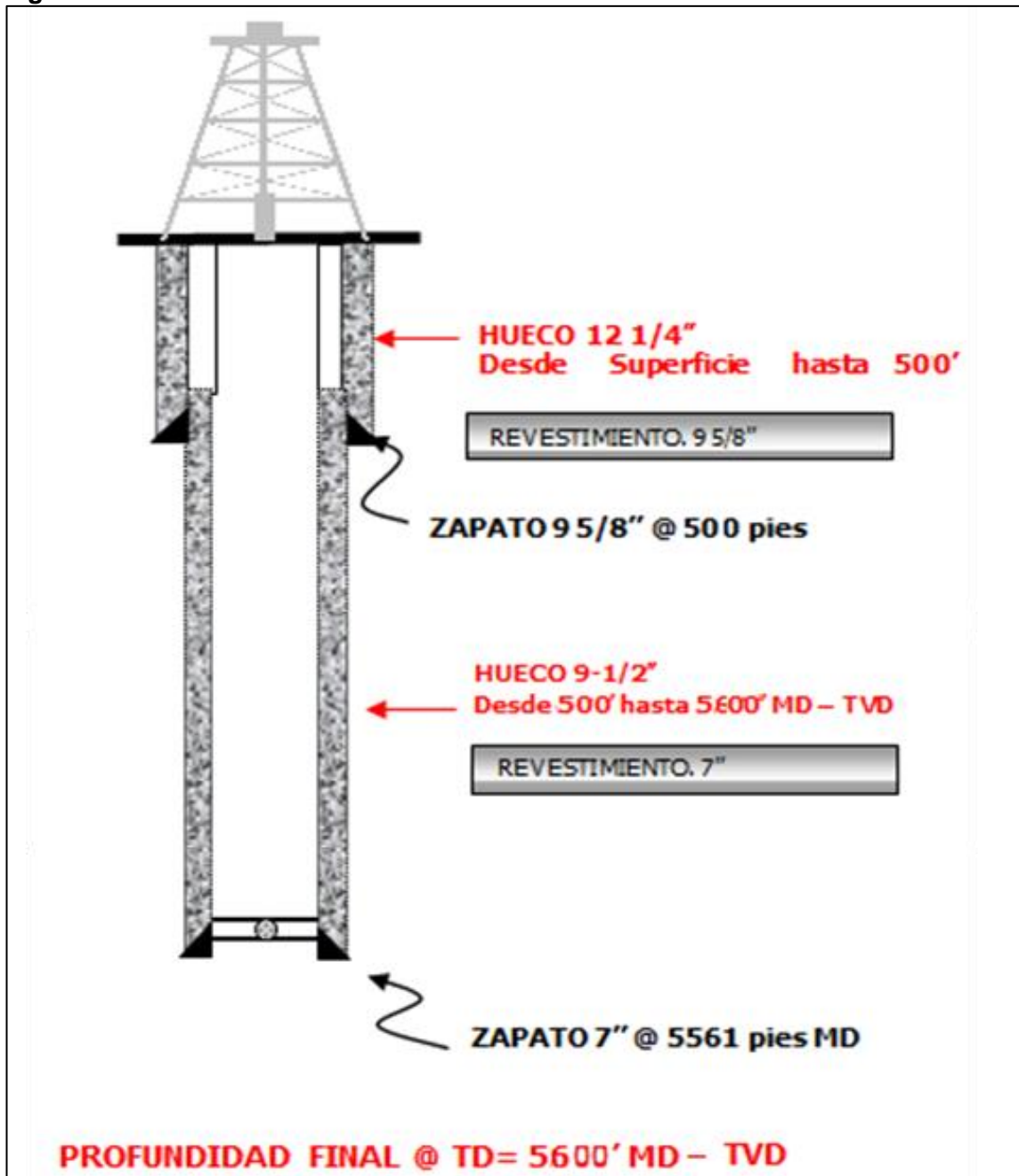


**Fuente:** elaboración propia, con base en (ACOSTA, Tito, et al. Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). En: Acipet. 2017, p.22)



**5.3.3 Revestimiento, cementación y cañoneo.** En el Campo Casabe, se tiende a perforar cada uno de los pozos en dos fases, un revestimiento superficial y un segundo revestimiento hasta el target en el yacimiento. Los cuales se describen a continuación y en la **Figura 53** se ilustran adecuadamente.

**Figura 53.** Estado Mecánico Pozo CS-I



**Fuente:** elaboración propia, con base en (ACOSTA, Tito, et al. Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). En: Acipet. 2017, p.22)

**5.3.3.1 Revestimiento.** Durante la perforación de la primera etapa del pozo, en la cual se instalara un revestimiento de 9 5/8" en un hueco perforado de 12 1/4"<sup>146</sup>, por lo general se perfora hasta una profundidad media de 500 ft, de tal manera que se garantice el aislamiento de las posibles aguas superficiales como se exige en la normatividad colombiana. El segundo revestimiento es perforado de 9 1/2" y se instala un revestimiento de 7" desde superficie hasta target.

**5.3.3.2 Cementación.** A continuación, se indica los objetivos principales de cada una de las cementaciones a realizar para cada sección a perforar del pozo.

➤ CEMENTACIÓN ETAPA 12 1/4" – TUBERÍA DE REVESTIMIENTO SUPERFICIAL 9 5/8" @500 PIES. El procedimiento consiste en bombear cemento hasta obtener retornos del mismo peso bombeado en superficie. Dado que se debe garantizar que el tope del cemento debe llegar a superficie.

➤ CEMENTACIÓN SECCIÓN 9 1/2" DE PRODUCCIÓN – REVESTIMIENTO 7" @ 5600 PIES. El programa de cementación se encuentra basado en un diámetro de broca de 9 1/2" desde los 400 pies hasta profundidad final. El diseño de la cementación se realiza con el fin de generar que el segundo revestimiento se asiente adecuadamente en el primero.

**5.3.3.3 Cañoneo.** Este deberá efectuarse sobre la formación de interés A2 y A2I, de la formación colorado, sin embargo, si se realiza la conversión de un pozo ya existente, será necesario que se determine un trabajo de recañoneo o estimulación a la formación para efectuar eficientemente la inyección.

**5.3.4 Cabezal y tubería de inyección.** En los siguientes ítems, se describen las características mínimas que deben tener estos elementos dentro del diseño del estado mecánico propuesto.

**5.3.4.1 Cabezal de inyección.** El cabezal del pozo debe estar diseñado para<sup>147</sup> soportar la carga de tensión de la tubería suspendida y tener la capacidad de sellar el pozo para mantenerlo aislado del exterior a lo largo de toda su vida (incluyendo las operaciones de control, pruebas de pozo y periodos de cierre), así como evitar la comunicación entre revestidores y otras formaciones del subsuelo.

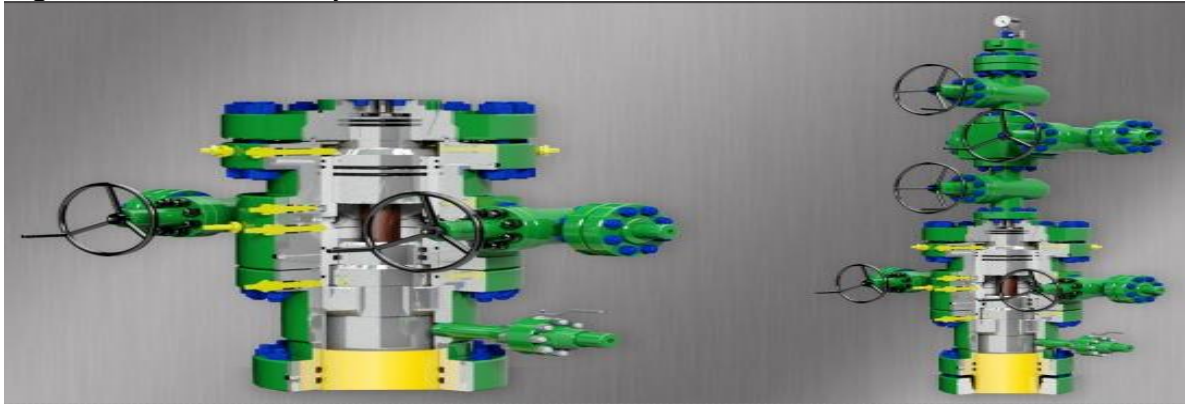
---

<sup>146</sup> ACOSTA, Tito, *et al.* Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). Op. cit, p. 22.

<sup>147</sup> SCHLUMBERGER. Cabezales de pozo y árboles de navidad. En Programa de Entrenamiento Acelerado para Supervisores, 2014. p. 8.

Este cabezal permite inyectar desde las facilidades en superficie agua o productos químicos con dos objetivos fundamentales<sup>148</sup>; mantener la presión del yacimiento y desplazar el petróleo hacia los pozos de producción mediante el efecto de la fuerza hidráulica o un aumento de la presión. Los elementos internos y contenedores de presión pertenecientes a este tipo de cabezal son fabricados en acero inoxidable. Un esquema de este se presenta a continuación en la **Figura 54**.

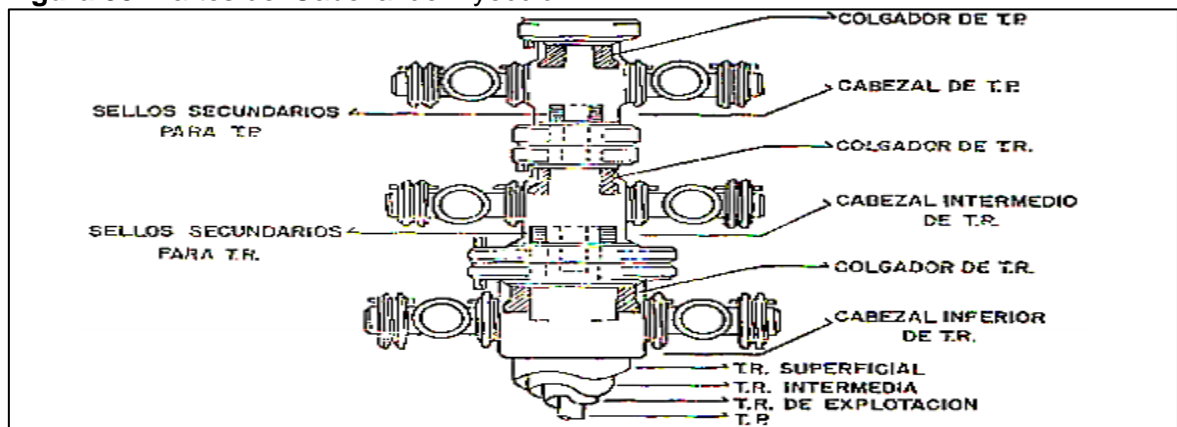
**Figura 54.** Cabezal de Inyección.



**Fuente:** MISSION PETROLEUM S.A. Cabezales para completaciones de pozo En: Productos [en línea]. [Consultado en mayo de 2019]. Disponible en: <http://www.mission-petroleum.com/index.php?idSeccion=8>.

Este no es una pieza, sino que está conformado por varias secciones, tal como se observa en la **Figura 55**.

**Figura 55.** Partes del Cabezal de Inyección.



**Fuente:** GOMEZ, J. Apuntes de Manejo La Producción en Superficie. Universidad Nacional de México – Facultad de Ingeniería. En División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra – Apuntes de Ingeniería de Producción Capítulo II, 2004. p.2.

<sup>148</sup> MISSION PETROLEUM S.A. Cabezales para completaciones de pozo En: Productos [en línea]. [Consultado en mayo de 2019]. Disponible en: <http://www.mission-petroleum.com/index.php?idSeccion=8>

A continuación, se describirán cada una de las partes y se especificarán las dimensiones de estas para el pozo tipo recomendado. Adicionalmente se debe de garantizar que soporte una presión de inyección cercana a los 2.000 psi, la cual es la presión máxima promedio esperada por pozo dadas las condiciones operativas de las facilidades del campo.

➤ **Cabezales de Tubería de Revestimiento.** Sirven para<sup>149</sup> soportar las tuberías de revestimiento y proporcionar un sello entre estas, según la profundidad del pozo y la cantidad de secciones, puede haber un cabezal inferior y uno o más cabezales intermedios, cada cabezal soportará una sección de tubería.

○ **Cabezal Inferior.** Sostiene el revestimiento superior a través de un colgador que se encuentra ubicado en su interior; está sujeto al piso y su brida superior permite la conexión con el sistema de preventoras, un cabezal intermedio o un cabezal de tubería de producción.

A continuación, en el **Cuadro 24**, se presentan los parámetros recomendados para este.

**Cuadro 24.** Parámetros del Casing de Revestimiento Inferior.

<b>Díámetro del Revestimiento de Superficie</b>	<b>Medida Nominal de la Brida Inferior</b>	<b>Medida Nominal de la Brida Superior</b>
<b>9 5/8"</b>	<b>13 5/8"</b>	<b>11"</b>

**Fuente:** elaboración propia, con base en (WENLEN S.A. Cabezales y armaduras de surgencia, 2002. p.7-14)

○ **Cabezal Intermedio.** Permite<sup>150</sup> soportar la siguiente sección de tubería de revestimiento mediante un colgador ubicado en su interior, adicionalmente proporciona sello entre el espacio anular de dicha sección del pozo y la sección inmediatamente anterior. Cuenta con una brida inferior para conectarse con el cabezal de la sección previa, una o dos salidas laterales y una brida superior para la conexión del sistema de preventoras, un cabezal intermedio o un cabezal de tubería de producción.

A continuación, en el **Cuadro 25** se presentan los parámetros recomendados para este.

<sup>149</sup> GOMEZ, J. Apuntes de Manejo La Producción en Superficie. Universidad Nacional de México – Facultad de Ingeniería. En División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra – Apuntes de Ingeniería de Producción Capitulo II, 2004. p.3.

<sup>150</sup> *Ibíd.*, p. 3.

**Cuadro 25.** Parámetros del Casing de Revestimiento Intermedio.

<b>Diámetro del Revestimiento de Intermedio</b>	<b>Medida Nominal de la Brida Inferior</b>	<b>Medida Nominal de la Brida Superior</b>
<b>7"</b>	<b>11"</b>	<b>11"</b>

**Fuente:** elaboración propia, con base en (WENLEN S.A. Cabezales y armaduras de surgencia, 2002. p.7-14)

➤ **Cabezal de Tubería de Producción/Inyección.** Se instala en la brida superior del último cabezal de revestimiento, soporta la tubería de producción/inyección y proporciona sello entre esta y la tubería de revestimiento inmediatamente anterior. Cuenta con una brida inferior para conectarse con el cabezal de la sección previa, una o dos salidas laterales y una brida superior para la conexión del sistema de preventoras<sup>151</sup>, en el **Cuadro 26** se presentan los parámetros recomendados para este.

**Cuadro 26.** Parámetros del Casing de Tubería de Producción/Inyección.

<b>Diámetro del Revestimiento de la Tubería de Inyección</b>	<b>Medida Nominal de la Brida Inferior</b>	<b>Medida Nominal de la Brida Superior</b>
<b>2 7/8"</b>	<b>11"</b>	<b>7 1/16"</b>

**Fuente:** elaboración propia, con base en (WENLEN S.A. Cabezales y armaduras de surgencia, 2002. p.18-25)

**5.3.4.2 Tubería de inyección.** Se recomienda completar el pozo con la tubería de producción de las siguientes características, en el Campo Casabe los pozos suelen completarse con una tubería de inyección de 2 7/8" grado J-55<sup>152</sup> tipo Pin x Box, lo cual sería de utilidad para la conversión y mantenimiento de los pozos existentes. En consiguiente se evaluará si esta tubería cumple con la velocidad de flujo necesaria para minimizar la degradación de la solución polimérica.

Es así que, por medio de las ecuaciones trabajadas anteriormente, se determinaron los valores de shear rate y velocidad de flujo para esta tubería, a condiciones normales de inyección 300 BPD la velocidad promedio de flujo alcanzaría 0,108 Ft/s y una tasa de deformación cercana a los 201,59 s<sup>-1</sup>, y la máxima permitida es una shear rate cercana a los 87.859,80 s<sup>-1</sup> en tubería. Otras especificaciones de esta tubería son <sup>153</sup>un peso nominal de 6,40 Lb/Ft, presión de colapso externa e interna

<sup>151</sup> *Ibíd.*, p. 4

<sup>152</sup> PADILLA, Jonathan. Evaluación Técnico Financiera del uso de una unidad Flush By con varilla hueca para el lavado de arena en el Campo Casabe. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C; Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería de Petróleos, 2018. p. 51.

<sup>153</sup> OIL PRODUCTION. API Tubing Table. En Engineering TABLES [en línea]. [Consultado en mayo de 2019]. Disponible en: <http://www.oilproduction.net/files/005-apitubing.pdf>

de 6.800 y 7.260 psi respectivamente. Una capacidad lineal de 0,0058 bbl/ft y 172,76 ft<sup>3</sup>/ft. Un O.D de 2,875 in, I.D de 2,441 in y una longitud de 22,87 ft.

**5.3.4.3 Conexiones y Niples.** Se recomienda la instalación de un Niple ciego en el fondo de la tubería de inyección, con la finalidad de aislar el fondo de la sarta de inyección de 2 7/8", con la posibilidad a futuro de la instalación de más paquetes de inyección selectiva además debe de soportar la presión del proceso cercana a los 2000 psi teniendo en cuenta que es la presión máxima de inyección y las caídas generadas a lo largo del sistema no permitirán este valor en fondo, siendo buen referente para el diseño.

**5.3.5 Empaques y aislamiento de zona de interés.** La inyección selectiva depende en gran medida de que la arena donde se va a realizar la inyección de la solución polimérica, y para el caso de estudio corresponde a las arenas A2 y A2I de la formación colorado y dada su cercanía estratigráfica se inyecta en un único paquete de unos 200 ft de espesor aproximadamente.

**5.3.5.1 Empaque mecánico.** Se recomienda un empaque mecánico de tipo hidráulico, dado que este tiende a soportar mejor la presión y están diseñados para completamientos de zonas inyectoras. La configuración mecánica de este debe de ser de 7" x 2-7/8" y soportar una presión de inyección máxima de 2000 psi.

**5.3.6 Mandriles y Válvulas reguladoras de flujo.** Estos elementos de la sarta de inyección, son de suma importancia para dirigir y regular el caudal de la solución polimérica inyectada.

**5.3.6.1 Mandril.** El mandril seleccionado para completar el pozo, es con bolsillo interno, con la finalidad de proteger la válvula reguladora de flujo que se instale en el interior de este, las dimensiones de este deben coincidir con el diámetro de la tubería de inyección de 2-7/8". Adicionalmente la empresa WEATHERFORD, desarrollo un sistema de inyección de alta presión diseñado para mejorar el perfil de inyección de manera uniforme, en el cual la válvula reguladora se instala de forma inversa llenando se en sentido inverso al flujo, así mismo la caída de presión de activación es graduable cerca de 100 psi para accionarse. Estas especificaciones se muestran a continuación en el **Cuadro 27**.

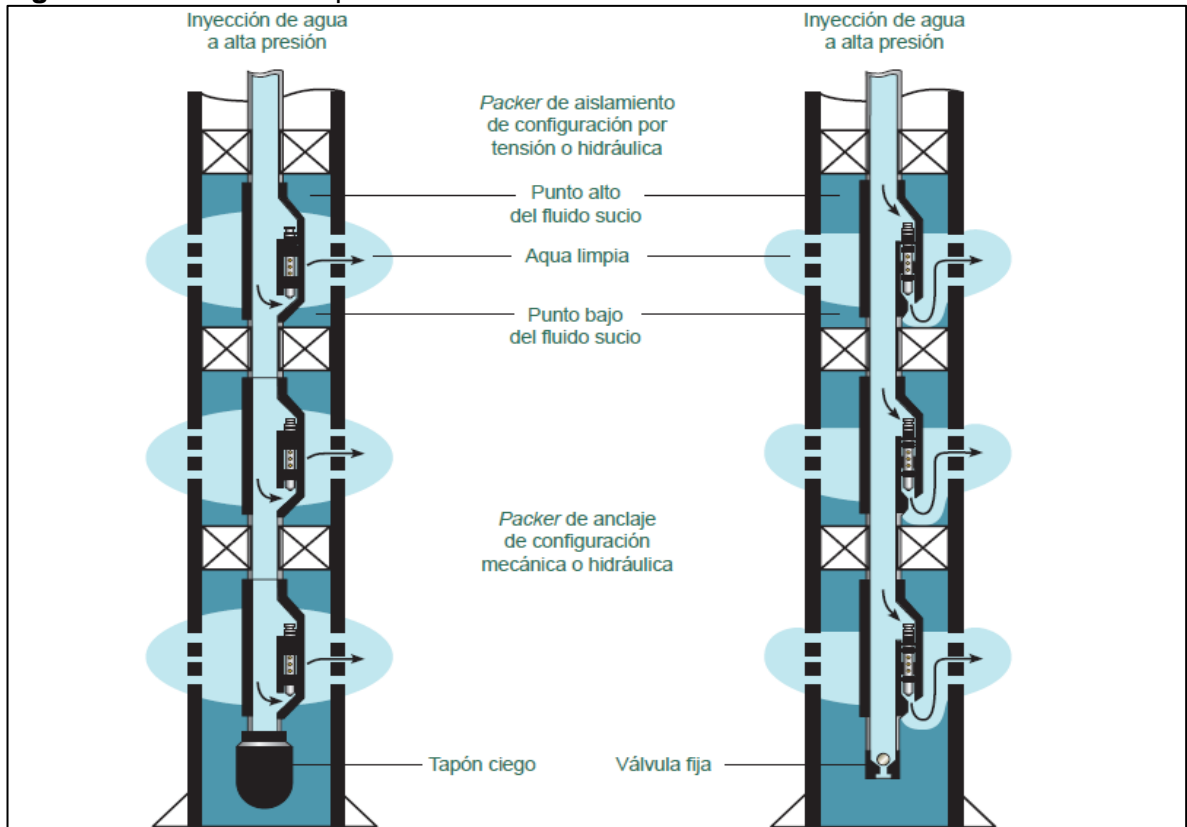
**Cuadro 27.** Especificaciones técnicas generales del mandril RWF-R.

<i>Regulación de Presión.</i>	<i>Medida Nominal de Diámetro Exterior e interior de la VRF a instalar</i>	<i>Regulación de Caudal</i>
100 a 250 psi	1 1/2 " y 1"	60 a 2700 BWPD

**Fuente:** elaboración propia, con base en (WEATHERFORD. Sistemas de Inyección de Agua – Maneje volúmenes de inyección con un amplio rango de tasas, 2009. p. 7)

En la **Figura 56**, se muestra un esquema conceptual sobre la disposición de estos Mandriles, además, en el **Cuadro 27** se presentan algunos ejemplos de la implementación de esta tecnología por parte de la empresa WEATHERFORD.

**Figura 56.** Sistema de disposición de mandriles concéntricos RWF-R.



**Fuente:** WEATHERFORD. Sistemas de Inyección de Agua – Maneje volúmenes de inyección con un amplio rango de tasas, 2009. p. 7.

**Cuadro 28.** Localizaciones de aplicación de los mandriles RWF-R.

Región/Locación	Tipo de Terminación o Aplicación	Cantidad de Pozos de Inyección	Tiempo Total de Servicio (años)	Caudales (bwpd)	Cantidad de Mandriles por Pozo
Argentina	Inyección de agua multizona	250+	10	500 a 1.000	2, 3
Argentina	Inyección de agua multizona	400+	10	500 a 1.000	2, 3
Argentina	Inyección de agua multizona y zona única	2.500+	10	2.000 a 15.000	1, 2, 3, 4
EE.UU.	Inyección de agua multizona	10+	10	500 a 1.000	2, 3
EE.UU.	Inyección de agua multizona	10+	10	500 a 1.000	2, 3
EE.UU.	Inyección de agua multizona	40+	10	2.000 a 8.000	1, 2, 3
EE.UU.	Inyección de agua multizona	25+	5	1.000 a 5.000	1, 2
África occidental/Angola	Inyección de agua multizona	75+	7	8.000 a 25.000	3, 4

**Fuente:** WEATHERFORD. Sistemas de Inyección de Agua – Maneje volúmenes de inyección con un amplio rango de tasas, 2009. p. 7.

**5.3.6.2 Válvula reguladora de flujo.** La recomendación de este elemento es crucial para mitigar la degradación mecánica de la solución polimérica inyectada, es por esta razón que se enfocó el presente trabajo de grado en el análisis de este elemento.

Se recomienda completar el mandril con dos opciones de VRF con los siguientes diámetros mínimos, el primero de ellos es la válvula tipo resorte de 4 mm (*Item 6-A del Completamiento*) con la finalidad de disminuir la degradación de la solución polimérica por debajo del 15% de acuerdo con la evaluación y posterior análisis experimental realizado en el proyecto, además, este diámetro podrá regular caudales cercanos al inyectado según las especificaciones técnicas de la empresa fabricante si se configura la válvula con un resorte de caudal bajo.

El segundo de ellos es la válvula tipo resorte de 4,5 mm, la cual podría llegar a controlar la tasa de degradación de la solución polimérica en el flujo, dado que se ha podido comprobar experimentalmente que, a mayor diámetro de la válvula reguladora de flujo, la solución presentara una menor tasa de deformación y por ende una menor degradación mecánica (a mismas condiciones de inyección), teniendo un mejor ajuste de caudal de acuerdo a la literatura del fabricante en el **Anexo A – Tabla A2**, haciendo uso de un resorte para caudal bajo. No obstante, para garantizar un mayor control sobre este diámetro deberá realizarse un nuevo análisis experimental con esta nueva configuración.

**5.3.7 Estado Mecánico Final.** En el **Cuadro 29** y en la **Figura 57**, se presenta el esquema recomendado del pozo inyector CS-I, con los ítems explicados anteriormente, el BHA propuesto de inyección corresponde únicamente a una arena seleccionada para el proceso de recobro, sin embargo, se puede duplicar los ítems de aislamiento e inducción de fluido (empaques, mandriles y VRF), en fondo acorde al número de miembros del yacimiento a empaquetar.

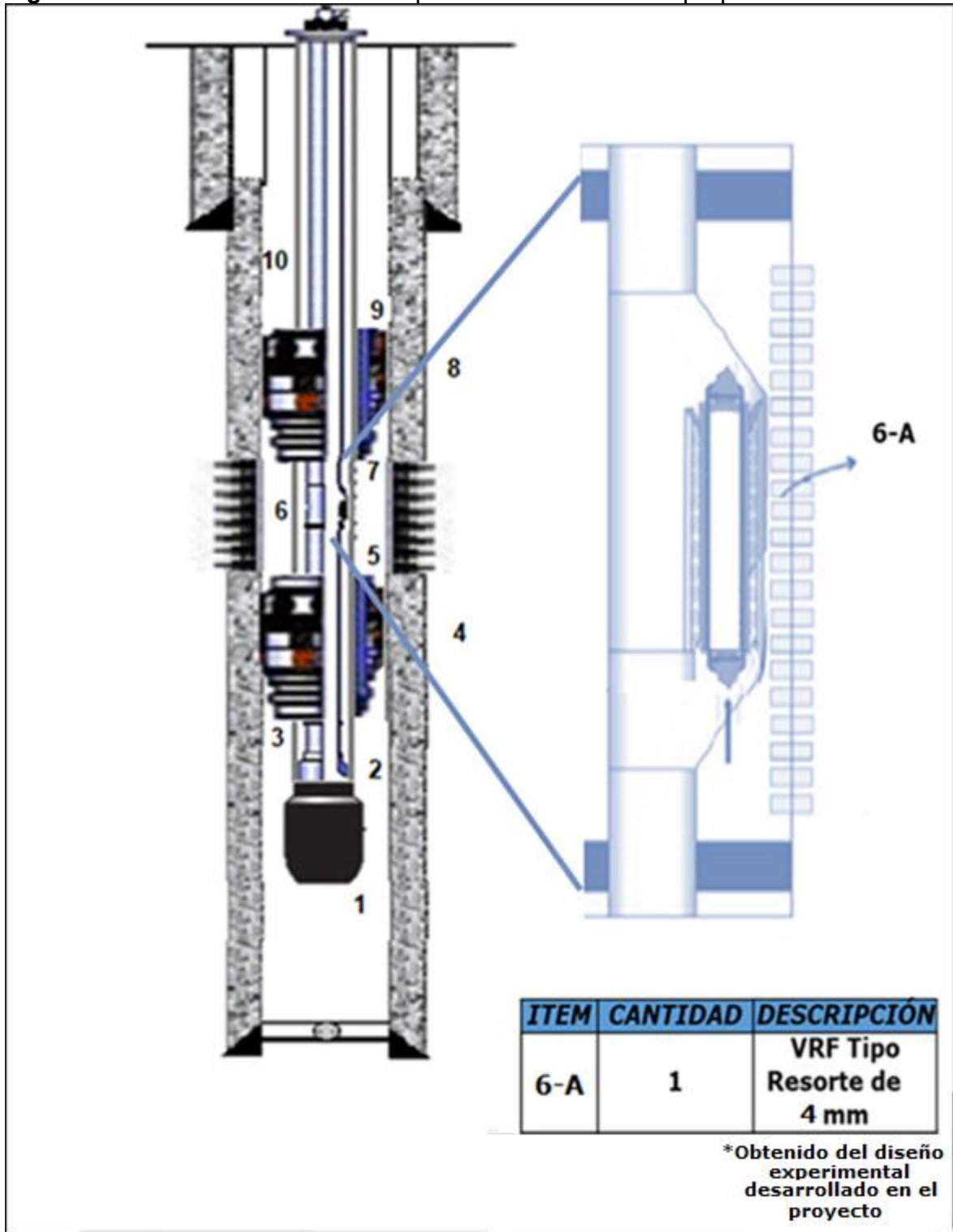


**Cuadro 29.** Estado Mecánico de Completamiento Pozo CS-I propuesto.

<b>ELABORADO POR FUA <u>CONVENIO ICP</u></b>			<b>FECHA <u>2019-I</u></b>			<b>CAISING <u>7" 19 Lb/Ft</u></b>		<b>TIPO DE COMPLETAMIENTO: <u>POZO INYECTOR</u></b>	
<b>NOMBRE DEL CAMPO: <u>CASABE</u></b>			<b>NOMBRE DEL POZO: <u>CS-I</u></b>			<b>TELEFONO <u>XXX-XX-XX</u></b>		<b>INTERVALO PERFOADO GRUPO 1 <u>(A2 y A2I 3.110 -3.220 FT TVD)</u></b> <b><u>PMP= 3.165 FT TVD</u></b>	
<b>PREPARADO POR: <u>M. MORENO</u></b>			<b><u>CASABE</u></b>						
<b>REVIZADO POR: <u>M. MORENO</u></b>									
<b>APROVADO POR. <u>ECOPETROL S.A.</u></b>			<b>TUBERIA DE PRODUCCION <u>2 7/8" J-55 6,5 Lb/Ft</u></b>			<b>TIPO <u>INYECCION DE POLIMERO</u></b>			
<b>PESO DEL BLOQUE <u>XXX Lb</u> LONGITUD DEL BHA <u>160 FT</u></b>						<b>FLUIDO DE COMPLETAMIENTO <u>8.4 PPG</u></b>			
<b><i>I</i></b> <b><i>T</i></b> <b><i>EM</i></b>	<b>O.D (IN)</b>	<b>I.D (IN)</b>	<b>LONGITUD (FT)</b>	<b>PRODUNDIDAD DESDE (FT)</b>	<b>PRODUNDIDAD HASTA (FT)</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>		
<b>10</b>	2,875	2,441	3.110,32	-	3.093,90	136	Tubing Joint 2-7/8" Pin x Box 22' (22,87 Ft)		
<b>9</b>	2,875	2,441	6,1	3.093,90	3.100,00		Pup Joint 2-7/8" Pin x Box x 6 ft.		
			2				Gomas Arriba		
<b>8</b>	6,063	2,875	0	3.100,00	3.100,00	1	Packer Hidráulico 7" x 2-7/8"		
			2				Gomas Abajo		
<b>7</b>	2,875	2,441	61,06	3.100,00	3.161,06	2	Tubing Joint 2-7/8" Pin x Box 30 Ft (30,53')		
<b>6</b>	5,187	2,441	8,82	3.161,06	3.169,88	1	Water Inverted Mandril Injection 2-7/8"		
<b>5</b>	2,875	2,441	68,61	3.169,88	3.238,49	3	Tubing Joint 2-7/8" Pin x Box 22,87 Ft		
			2				Gomas Arriba		
<b>4</b>	6,063	2,8758	0	3.238,49	3.238,49	1	Packer Hidráulico 7" x 2-7/8"		
			2				Gomas Abajo		
<b>3</b>	2,875	2,441	22,87	3.238,49	3.261,36	1	Tubing Joint 2-7/8" Pin x Box 22,87 Ft		
<b>2</b>	2,875	2,441	22,87	3.261,36	3.284,23	1	2 7/8" Wireline Entry Guide Shoe		
<b>1</b>	2,875	2,441	22,87	3.284,23	3.307,1	1	2 7/8" Niple Ciego		

**Fuente:** elaboración propia, con base en (PADILLA, Jonathan. Evaluación Técnico Financiera del uso de una unidad Flush By con varilla hueca para el lavado de arena en el Campo Casabe. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C; Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería de Petróleos, 2018. p. 51).

**Figura 57.** Estado Mecánico de Completamiento Pozo CS-I propuesto.



**Fuente:** elaboración propia, con base en (ACOSTA, Tito, et al. Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). En: Acipet. 2017, p.22)

## 6. CONCLUSIONES

- El Campo Casabe ha presentado irrupciones tempranas y canalizaciones por el proceso de inyección de agua dadas sus condiciones geológicas propias, tales como la estratificación variable a lo largo de las formaciones productoras debido al ambiente de depósito de tipo fluvial, siendo necesaria la implementación de sartas selectivas con VRF para el proceso de inyección de agua.
- La velocidad de flujo de la solución polimérica es directamente proporcional a la degradación mecánica de la misma, dado que también influye en la tasa de deformación (Shear rate) que afecta la estabilidad de la solución polimérica. Esta se encuentra en función del tipo de polímero manejado, la salmuera, las líneas de superficie, el estado mecánico por donde circula el polímero y las condiciones propias del proceso de inyección.
- La evaluación experimental a escala laboratorio desarrollada con base a la API RP 63 y la metodología propia del ICP - ECOPEPETROL S.A. permitió comparar cualitativa y cuantitativamente los resultados de ambas etapas, ya que la fase experimental en laboratorio representa el comportamiento analizado de los resultados de la fase de campo, presentando una tendencia similar con un error menor al 5%.
- Se propone la implementación un proceso de inyección selectiva con reguladores de flujo lo cual ayuda al restringir la tasa de agua inyectada a cada capa de forma independiente y mejorar la eficiencia vertical en el yacimiento, utilizando una configuración de mandriles invertidos, los cuales disminuye la velocidad del fluido, mejorando el perfil de inyección.
- La válvula reguladora de flujo tipo resorte para caudales bajos recomendada para ubicar en el mandril invertido que garantiza la condición de degradación mecánica requerida por ECOPEPETROL S.A., para la solución de 500 ppm es de 4 mm, sin embargo, una de configuración de 4,5 mm se ajusta mejor el caudal de inyección requerido en el piloto de recobro mejorado químico implementado en Campo Casabe.
- La investigación desarrollada permitió determinar las especificaciones técnicas mínimas que requiere el estado mecánico de completamiento del pozo inyector, para mitigar la degradación mecánica del proceso, teniendo en cuenta los parámetros operacionales propios del caso de estudio y aspectos propios de la solución polimérica. Así mismo cabe aclarar que dicha configuración corresponde a un pozo con una sola formación productora, sin embargo, es posible que la compañía operadora lo utilice en pozos con más de un paquete

de arenas productoras repitiendo los equipos de aislamiento e inyección expuestos en la sarta.

## 7. RECOMENDACIONES

- Durante el proceso de análisis de las variables que influyen en la degradación mecánica del polímero, no se contemplaron otras variables que afectaran la estabilidad tales como procesos de degradación por acción térmica, oxidación, y acción biológica, por lo cual, se sugiere incorporar en futuras investigaciones dichos parámetros que minimizarían la degradación global obtenida en el proceso de inyección.
- Para complementar el análisis de la degradación mecánica del polímero en superficie, se recomienda en futuras investigaciones evaluar la degradación en accesorios que puedan tener alta tasa de deformación como válvulas reguladoras de flujo en superficie y el mecanismo de bombeo.
- En el desarrollo de la fase experimental únicamente se probó un tipo de solución polimérica a distintas concentraciones y una válvula comercial (Tipo Resorte), dado que se buscaba representar el proceso de inyección del Campo Casabe, no obstante, este análisis experimental puede ser realizado nuevamente si alguno de estos parámetros necesita ser modificado, con el fin de reajustar la VRF y el diseño de la sarta en general, lo cual puede ser objeto de futuras investigaciones.
- El diseño de la sarta de inyección se realizó conforme a lo estimado por la empresa operadora teniendo en cuenta los parámetros operativos propios del Campo Casabe y la solución polimérica puntual de este escenario, sin embargo, la metodología aquí expuesta puede ser aplicada para el estudio de otros campos y sus respectivos procesos de inyección de polímero teniendo en cuenta distintas configuraciones de válvulas, polímeros y salmueras.
- Consultando la bibliografía sobre configuración mecánica de la válvula reguladora de flujo tipo resorte, se encontraron datos de varios diámetros los cuales representarían una regulación del caudal inyectado necesario en el campo de estudio, sin embargo es el diámetro de 4,5 mm con resorte para caudales bajos (315 BPD +/- 10%) el que también asegura la condición de degradación requerida por ECOPETROL S.A., por lo que se recomienda en la medida de lo posible evaluar este diámetro experimentalmente para verificar dicha función de reducción en la degradación mecánica de la solución polimérica inyectada, haciendo uso de lo mandriles invertidos patentados por la compañía Waterford.
- La comparación de resultados para la degradación a los diferentes diámetros de la solución polimérica a 300 ppm no representa un comportamiento similar por lo que deberían realizarse nuevamente estas mediciones en el laboratorio.

- La propuesta de estado mecánico de completamiento, se realizó en base a datos y referencias teóricas encontradas en distintos estudios, sin embargo, se puede ajustar a las necesidades específicas de cada pozo existente o de futuros pozos inyectoros en el campo, tales como longitud de tubería, asentamiento de mandriles y empaques. Es recomendable realizar un estudio y modelamiento computacional para analizar el flujo global desde la planta de inyección, pasando por la tubería de superficie y cada uno de los accesorios del completamiento.

## BIBLIOGRAFÍA

ACOSTA, Tito, *et al.* Enhanced Oil Recovery in a High Stratigraphic Complex Reservoir: Casabe Case Study. En: SPE Journal of Petroleum Technology. 2017, SPE 188555 MS, p.23.

ACOSTA, Tito, *et al.* Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). En: Acipet. 2017, p.25.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Middle Magdalena Valley Basin. En: ANH Información Geológica y Geofísica [en línea]. 2005, p.2. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/VMM%20\(PDF\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/VMM%20(PDF).pdf).

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción de crudo fiscalizada. En: ANH Operaciones, Regalías y Participaciones [en línea]. 2018, Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Documents/Produccion-fiscalizada-crudo-2018.xlsx>

AMAYA, Mauro, *et al.* Casabe: Revitalización de un campo maduro. En: Oilfield Review Primavera [en línea]. 2010, vol. 22 no. 1, p.4-17.

ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations, Volume 1: Second Edition: Design of Oil-Handling Systems and Facilities. Ciudad Houston, Estados Unidos. Gulf Publishing Company; 1999. p. 584.

BARNES, Howard. A Handbook of elementary rheology. Universidad de Wales – Instituto de mecánica de fluidos no newtonianos; 2000. p. 210.

BELTRÁN, Eliana. Estudio Sedimentológico comparativo entre las formaciones Mugrosa y Colorado; y Modelamiento de los niveles de las áreas A2 de la formación Colorado en el Campo Casabe en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Trabajo de grado Geólogo. Bucaramanga; Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2012. p. 161

CABRERA, Jonathan., *et al.* Análisis y propuestas de mejora de proyectos de inyección de agua ejecutados en reservorios de diversas características. Artículo Tesis. Guayaquil-Ecuador. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2012. p.9

CASTRO, Rubén y GORDILLO, Gustavo. Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C; Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería de Petróleos, 2005. p. 194

CENGEL, Yunus, CIMBALA, John. Mecánica de fluidos, Fundamentos y aplicaciones. 2 ed. Ciudad de México, México. McGraw-Hill Interamericana Editores S.A.; 2012. p. 985.

COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Acuerdo No. 11. (16 septiembre de 2008). Por medio del cual se adopta la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos en el país. Bogotá D.C. 2008. p.102. En: La ANH Normatividad [en línea]. 2008, Disponible en: <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2011%20de%202008.pdf>

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución No. 181495. (2 septiembre de 2009). Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos. Bogotá D.C. 2009. p.22. En: Hidrocarburos Exploración y Explotación Reglamentación Técnica [en línea]. 2009, Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/22162-5272.pdf>

CORNEJO, Paz. Aplicaciones de los Polímeros. Universidad Autónoma de Hidalgo – Revistas y Boletines Científicos. CON-CIENCIA Boletín Científico de la Escuela Preparatoria. 2016, Vol.3 Núm.5, p.1.

COSSÉ, René. Basic of Reservoir Engineering. Paris. Institut Français Du Pétrole; 1993,

DYER, Stephen, *et al.* Terminaciones Inteligentes: Manejo automatizado de pozos. En: Oilfield Review Spring. 2008, p.17.

ECOPETROL S.A. Áreas Tecnológicas, [Sitio Web]. Bogotá [Consultado: marzo 2019], Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/lo-que-hacemos/innovacion-ciencia-y-tecnologia/conozca-este-proceso/areas-tecnologicas/>.

ECOPETROL S.A. Resultados tercer trimestre 2018 por la senda del crecimiento rentable y sostenible. 2018, p.30

EL TIEMPO. Casabe o la odisea petrolera. En: El Tiempo [en línea]. 12 mayo 1991. Disponible en: <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-81704>

FLORES, Jaime, *et al.* Bioremediación de metales tóxicos en efluentes mineros aplicando biosorción. En: Revista del Instituto de Investigación de La Facultad de Geología, Minas, Metalurgia y Ciencias Geográficas, Universidad Nacional Mayor de San Marcos Perú [en línea]. 2001 vol. 4, Núm. 07. [Consultado en diciembre de 2018]. Disponible en:



[http://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtual/publicaciones/geologia/v04\\_n7/biore\\_metal.htm](http://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtual/publicaciones/geologia/v04_n7/biore_metal.htm)

GARCIA, Gertrudis. Estudio y Medición de la Reología Tangencial sobre los Polímeros Poliestireno y Polipropileno. Trabajo de grado Ingeniero Industrial. Cartagena; Universidad Politécnica de Cartagena. Facultad de Ingeniería, 2012. p. 26.

GARCÍA, Mario, *et al.* Informe Ejecutivo Evaluación del Potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas. Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones Universidad Industrial de Santander; 2009. p. 219.

GARZON, Guillermo. Fundamentos de Química General – Serie de Compendios SCHAUM. 2 ed. Bogotá, McGraw-Hill, 1986, p. 472.

GAUSDAL, Jorgen. Influence of Residual Oil on Polymer Injectivity. Centre for Integrated Petroleum Research – Departament of Chemistry; 2017. p. 171.

GOMEZ, J. Apuntes de Manejo La Producción en Superficie. Universidad Nacional de México – Facultad de Ingeniería. En División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra – Apuntes de Ingeniería de Producción Capitulo II, 2004. p.40.

HERRERA, J, *et al.* Desempeño experimental de polímeros modificados para recobro mejorado en yacimiento de alta temperatura. En: Acipet. 2017, p.15.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto. 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

JIMÉNEZ, R, *et al.* Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia. En: Acipet. 2017, p.16.

JOUENNE, S., *et al.* Polymer Stability After Successive Mechanical-Degradation Events En: SPE Journal of Petroleum Technology [En línea]. 2018, SPE 186103-PA

JOUENNE, Stéphane, *et al.* Degradation (or Lack Thereof) And Drag Reduction of Hpm During Transport in Pipelines. En: SPE Journal of Petroleum Technology [En línea]. 2014, SPE 169699-MS.

JULIVERT, Manuel. Léxico estratigráfico de Colombia – Precámbrico, Paleozoico, Mesozoico. Vol. 5, Paris. Centre National de la Reserche Scientifique; 1968.

MÁRQUEZ, Leonardo, *et al.* Casabe Mature Field Revitalization Through an Alliance: A case Study of Multicompany and Multidiscipline Integration. En: SPE Journal of Petroleum Technology [En línea]. 2009, vol. 62 SPE 122874, p.12.

MISSION PETROLEUM S.A. Cabezales para completaciones de pozo En: Productos [en línea]. [Consultado en mayo de 2019]. Disponible en: <http://www.mission-petroleum.com/index.php?idSeccion=8>

MOJICA, Jairo y FRANCO, Ricardo. Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena, Colombia. En: Geología Colombiana [en línea]. 1990 vol. 17, p.24. Disponible en: <http://www.bdigital.unal.edu.co/31460/1/30633-110914-1-PB.pdf>

MOJICA, Jairo. Open Round COLOMBIA 2010, Cuencas Catatumbo, Cesar-Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. En: ANH Información Geológica y Geofísica [en línea]. 2009, p.65.

MORENO CRUZ, Andrés Mauricio. “Metodología para la evaluación técnica en proyectos de inyección de agua con sartas selectivas, aplicada a la fase piloto en campo tabú (ECOPETROL). Bucaramanga 2011.

MOTT, Robert. Mecánica de Fluidos Aplicada. 4 ed. Ciudad de México, México. Prentice Hall Hispanoamericana S.A.; 1996. p. 567.

MOTT, Robert. Mecánica de Fluidos Aplicada. 6 ed. Ciudad de México, México. Prentice Hall Hispanoamericana S.A.; 2006. p. 626.

NNAEMEKA, Ezekwe. Petroleum Reservoir Engineering Practice. Estados Unidos, Prentice Hall, 2010, p. 770.

OIL PRODUCTION. API Tubing Table. En Engineering TABLES [en línea]. [Consultado en mayo de 2019]. Disponible en: <http://www.oilproduction.net/files/005-apitubing.pdf>

PADILLA, Jonathan. Evaluación Técnico Financiera del uso de una unidad Flush By con varilla hueca para el lavado de arena en el Campo Casabe. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C; Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería de Petróleos, 2018. p. 116

PDVSA, Gerencia de yacimiento aplicada: Aumentando las Reservas recuperable. En: Gerencia de Yacimientos Maduros. Maracaibo, Venezuela: 2010.

RAMON, J.C, et al. Geochemical Evaluation of the Middle Magdalena Basin, Colombia. En: CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro [en línea]. 1997, vol. 1 no. 3, p.47-66.

SARMIENTO, Gustavo, *et al.* Evolución Geológica y Estratigrafía del Sector Norte del Valle Medio del Magdalena. En: Sociedad Colombiana de Geología [en línea].

2015, no. 12, p.51-82. Disponible en: [http://sociedadcolombianadegeologia.org/wp-content/uploads/2017/06/Norandina\\_No.12\\_Art4.pdf](http://sociedadcolombianadegeologia.org/wp-content/uploads/2017/06/Norandina_No.12_Art4.pdf)

SCHLUMBERGER. Cabezales de pozo y árboles de navidad. En Programa de Entrenamiento Acelerado para Supervisores, 2014. p. 86.

SCHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY. Fingering. [Sitio Web]. Bogotá [Consultado: marzo 2019], Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/fingering.aspx>

SHAGUN, Jain, *et al.* Enhanced Oil Recovery – Polymer Flooding: Surface Transfer Facility Design, Graphical Approach for Hydraulics and Tackle Induced Vibrations [En línea]. 2017, SPE 187306 MS, p.11.

SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practices. Estados Unidos. ELSEVIER Inc.; 2011. p. 617.

SOLORZANO, Pedro, *et al.* Selectivizing A Singled Bed Reservoir, A Successfully Application To Increase The Vertical Displacement Efficiency In a Heavy Oil Waterflooding Project – Presentation SPE Trinidad and Tobago Section 2018 Energy Resources Conference SPE 191170 MS

SOLORZANO, Pedro, *et al.* Selectivizing A Singled Bed Reservoir, A Successfully Application to Increase the Vertical Displacement Efficiency in a Heavy Oil Waterflooding Project En: SPE Journal of Petroleum Technology [En línea]. 2018, SPE 191170 MS, p.20.

SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Estados Unidos. Blackie & Son Ltd.; 1991, p. 359.

SOUTHWICK, J. G. y MANKE, C. W. Molecular Degradation, Injectivity, and Elastic Properties of Polymer Solutions SPE Reservoir Engineering. En: SPE Journal of Petroleum Technology [En línea] 1988, SPE 15652-PA

TAREK, Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. 3 ed. Estados Unidos, ELSEVIER Inc., 2010, p. 1360.

TAREK, Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. 4 ed. Estados Unidos, ELSEVIER Inc., 2010, p. 1454.

THERIOT, Timothy, *et al.* Evaluation of Viscosity Loss of Viscosified Brine Solutions Due to Shear Degradation in Distribution system components [En línea]. 2018, SPE 190178 MS, p.18.

TRUJILLO, M, *et al.* Selection Methodology for Screening Evaluation of Enhanced Oil Recovery Methods. En: SPE Journal of Petroleum Technology [En línea]. 2010, SPE 139222, p.11.

VALERO, Manuel, *et al.* Biopolímeros: Avances y Perspectivas. En: DYNA, Universidad Nacional de Colombia (Sede Medellín) – Facultad de Minas [en línea]. 2013 vol. 80, Núm. 181, p.171-180. [Consultado en noviembre de 2018].

VÁSQUEZ, Hernán. La historia del petróleo en Colombia. En: Revista Universidad EAFIT [en línea]. 1994, vol. 30 no. 93, p.99-109. [Disponible en: <http://publicaciones.eafit.edu.co/index.php/revista-universidad-eafit/article/view/1418>

WEATHERFORD. Gas-Lift Equipment Catalog, 2014. p. 104.

WEATHERFORD. Sistemas de Inyección de Agua – Maneje volúmenes de inyección con un amplio rango de tasas, 2009. p. 14.

WENLEN S.A. Cabezales y armaduras de surgencia, 2002. p.43.

## **ANEXOS**

**ANEXO A**  
**COMPARACION DE LA DEGRADACIÓN MECÁNICA VS DIÁMETRO DE VRF A**  
**ESCALA LABORATORIO Y CAMPO DE LAS SOLUCIONES DE 300 Y 1.000**  
**PPM.**

**Tabla A1.** Diámetros óptimos de inyección a 300 BPD de una solución polimérica a 300 y 1.000 ppm para una VRF tipo resorte

Concentración ppm	%DR Laboratorio	%DR Campo	Shear Rate evaluada en Campo	Velocidad de Flujo ft3/s	Caudal Regulado Resorte Caudal Bajo (+/-10%)	Caudal Regulado Resorte Caudal Alto (+/-10%)	Cumple
<b>2 mm</b>							
300	14,86	27,94	702.878	576,51	57	138	NO
<b>3 mm</b>							
300	7,46	27,8	208.260	256,23	151	258	PARCIALMENTE
<b>4 mm</b>							
300	3,81	20,77	87.859,80	144,13	245	421	PARCIALMENTE
<b>6 mm</b>							
300	2,65	20,34	26.033	64,06	616	1170	PARCIALMENTE
<b>9 mm</b>							
300	2,39	7,21	7.713	28,47	1063	1918	PARCIALMENTE
<b>10 mm Full open</b>							
300	1,62	2,26	5.623	23,06	No Reg.	No Reg.	PARCIALMENTE
<b>2 mm</b>							
1.000	21,52	19,08	702.878	576,51	57	138	NO
<b>3 mm</b>							
1.000	14,22	13,96	208.260	256,23	151	258	SI
<b>4 mm</b>							
1.000	14,09	11,19	87.859,80	144,13	245	421	PARCIALMENTE
<b>6 mm</b>							
1.000	11,58	9,55	26.033	64,06	616	1170	PARCIALMENTE
<b>9 mm</b>							
1.000	6,18	2,02	7.713	28,47	1063	1918	PARCIALMENTE
<b>10 mm Full open</b>							
1.000	2,96	1,23	5.623	23,06	No Reg.	No Reg.	PARCIALMENTE

Fuente: elaboración propia.

**Tabla A2.** Diámetros óptimos de inyección para el manejo de 300 BPD con base en la literatura.

Diámetro de la válvula	Tipo de Resorte	Q	Factor de Seguridad	
			Q Mínimo	Q Máximo
3,25	Caudal Alto	283	254,7	311,3
3,5		308	277,2	338,8
3,75		352	316,8	387,2
4,25	Caudal Bajo	289	260,1	317,9
4,5		315	283,5	346,5
4,75		340	306	374

**Fuente:** elaboración propia, con base en (ICP-ECOPETROL S.A Manual de Mantenimiento de VRF.)