

EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA SELECCIÓN DE UN TRAZADOR
PARA LA COMUNICACIÓN ENTRE EL POZO INYECTOR BRISAS 1 Y LOS
POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO BRISAS EN LA CUENCA DEL VALLE
SUPERIOR DEL MAGDALENA

CAMILA ANDREA HERRERA BAEZ
DANIELA ALEJANDRA JIMENEZ PINEDA

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

EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA SELECCIÓN DE UN TRAZADOR
PARA LA COMUNICACIÓN ENTRE EL POZO INYECTOR BRISAS 1 Y LOS
POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO BRISAS EN LA CUENCA DEL VALLE
SUPERIOR DEL MAGDALENA

CAMILA ANDREA HERRERA BAEZ
DANIELA ALEJANDRA JIMENEZ PINEDA

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

Director
JOSE DARIO REYES HOYOS
Ingeniero de Petróleos

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

Nota de aceptación

Ing. Iván Peñaloza
Jurado presidente

Ing. Adriángela Romero
Jurado 1

Ing. Jorge Luis Ramos
Jurado 2

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUÍS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica de Postgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano de Ingenierías

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

DR. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA

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

DEDICATORIA

En primer lugar, doy gracias a Dios por darme la valentía y la fuerza de levantarme en cada tropiezo y de guiarme con sabiduría, para lograr cada una de mis metas.

Doy gracias al motor de mi vida, aquella personita que, con su corta edad, me hace ser más fuerte y luchar día a día para que vea en mí un ejemplo de hermana.

A mi madre, por crear en mí la fortaleza de seguir delante, de poder demostrarme a mí misma y al mundo que soy capaz de enfrentar todos los retos que se me presentan en la vida.

A mi padre quien con su preocupación y ganas de hacer las cosas bien logra enfocarme en mis proyectos.

A mi abuelita Ernestina, para quien soy el orgullo más grande que pueda existir en la tierra, le doy gracias por fortalecerme y ayudarme en cada decisión

A Esteban Siervo, por siempre confiar y creer en mí, por ayudarme en las buenas y en las malas y dedicar años de su vida a fortalecerme y darme su amor incondicional.

Por último a todos aquellos amigos, familiares y compañeros de vida gracias por siempre alentarme hacer mi mayor esfuerzo, por dejar en mí, huellas de alegrías y anécdotas inolvidables que deja este pasó por la universidad

CAMILA ANDREA HERRERA BAEZ

DEDICATORIA

Antes que nada, quiero agradecerle a Dios por darme la salud y la convicción de culminar esta etapa de mi vida, quiero darle gracias a mi familia por siempre estar juntos dando ese apoyo absoluto; a mi padre Víctor Jiménez por siempre estar a mi lado apoyándome en cada decisión, a mi abuelita Gloria Bernal por ser esa segunda madre que con su amor y ternura permitieron tener fuerza para nunca dejar todo a medias.

A mi madre Esperanza Pineda por escucharme sin juzgar, por la paciencia y la comprensión sin importar los tropiezos inculcándome siempre la fuerza para seguir adelante. Dándome el ejemplo de una mujer fuerte y brindándome su apoyo incondicional. Finalmente, a todas las personas que de alguna manera hicieron parte de este proceso e hicieron posible este logro.

DANIELA ALEJANDRA JIMENEZ PINEDA

AGRADECIMIENTOS

Las autoras del presente trabajo de grado, expresan sus agradecimientos a:

Damos gracias a Dios, por permitirnos finalizar con éxito este trabajo, luego de atravesar un duro camino lleno de tropiezos y grandes aprendizajes para lograr la meta tan anhelada.

A la empresa ECOPETROL S.A., por brindarnos la confianza para el desarrollo de este proyecto y darnos la información necesaria para poder llevarlo a cabo haciendo posible cumplir todos los objetivos planteados.

A la Fundación Universidad de América, quien, con su cuerpo de docentes e ingenieros, nos brindaron su conocimiento a lo largo de la carrera para poder plasmarlos en este trabajo de grado.

Un agradecimiento personal a nuestro director José Darío Reyes Hoyos que confió en nuestras capacidades, brindándonos su experiencia, conocimiento y atención para sacar este proyecto adelante. Donde su comprensión ayudo a resolver cualquier problema que se nos presentara.

Al ingeniero Iván Peñaloza que siempre estuvo atento a los inconvenientes que se nos presentara brindando una solución para poder desarrollar este proyecto de grado de la mejor manera.

Finalmente agradecemos a cada una de las personas que nos acompañaron durante el proceso de formación como ingenieras y a cada uno de los que contribuyeron para que este proyecto se hiciera realidad

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	23
OBJETIVOS	25
1. GENERALIDADES DEL CAMPO BRISAS	26
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	26
1.2 LOCALIZACIÓN	26
1.3 MARCO GEOLÓGICO	29
1.3.1 Columna estratigráfica	29
1.3.2 Estratigrafía	31
1.3.2.1 Grupo Villeta	31
1.3.2.2 Formación Monserrate	32
1.3.2.3 Formación Guaduala	34
1.3.2.4 Formación Barzalosa	34
1.3.2.5 Grupo Honda	34
1.3.3 Geología Estructural	34
1.3.4 Geología del petróleo	36
1.3.4.1 Roca generadora	36
1.3.4.2 Roca reservorio	36
1.3.4.3 Migración	36
1.3.4.4 Roca sello	36
1.3.4.5 Trampa	37
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	37
1.4.1 Mecanismo de producción	37
1.4.2 Tiempo de producción	37
1.4.3 Número de pozos	39
1.4.4 Producción acumulada	39
1.4.5 Presiones de yacimiento	42
1.4.6 Características del yacimiento	42
2. GENERALIDADES DE LOS TRAZADORES	44
2.1 RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS	44
2.2 TRAZADORES EN LA INDUSTRIA	45
2.3 TIPO DE TRAZADORES	48
2.3.1 Trazadores químicos	49
2.3.1.1 Usos generales	49
2.3.1.2 Clasificación	51
2.3.1.3 Ventajas y desventajas	57
2.3.2 Trazadores radioactivos	57
2.3.2.1 Usos generales	57
2.3.2.2 Clasificación	58

2.3.2.3	Ventajas y desventajas	63
2.3.3	Estado de agregación	63
2.3.4	Comportamiento en el yacimiento	64
2.4	TRAZADORES USADOS EN LA INYECCIÓN DE AGUA	64
2.5	TRAZADORES EN COLOMBIA	66
3.	PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO Y FISICOQUÍMICAS DE LOS FLUIDOS EN EL CAMPO BRISAS	71
3.1	DESCRIPCIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO	71
3.1.1	Propiedades Básicas	71
3.1.1.1	Porosidad	72
3.1.1.2	Permeabilidad	74
3.1.1.3	Saturación	76
3.1.2	Propiedades Especiales	79
3.1.2.1	Mojabilidad	79
3.1.2.2	Compresibilidad	80
3.1.2.3	Anisotropía	80
3.1.2.4	Homogeneidad	81
3.1.2.5	Resistividad	81
3.1.3	Propiedades petrofísicas del Campo Brisas	81
3.2	DESCRIPCIÓN DE LAS PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE LOS FLUIDOS	86
3.2.1	Propiedades del gas	86
3.2.1.1	Peso molecular aparente	86
3.2.1.2	Gravedad Específica (GE)	87
3.2.1.3	Densidad del gas	87
3.2.1.4	Viscosidad del gas	88
3.2.1.5	Compresibilidad del gas	88
3.2.1.6	Factor Volumétrico del gas	90
3.2.2	Propiedades del crudo	90
3.2.2.1	Viscosidad del Petróleo	90
3.2.2.2	Gravedad del petróleo	91
3.2.2.3	Gravedad API	91
3.2.2.4	Bsw	91
3.2.2.5	Solubilidad del gas (Rs)	92
3.2.2.6	Factor volumétrico del petróleo (Bo)	93
3.2.2.7	Densidad del petróleo	95
3.2.2.8	Tensión superficial	96
3.2.3	Propiedades del agua	97
3.2.3.1	Factor volumétrico del agua de formación	97
3.2.3.2	Densidad del agua	98
3.2.3.3	Gravedad específica del agua	98
3.2.3.4	Viscosidad del agua	99
3.2.4	Propiedades fisicoquímicas del Campo Brisas	100

4. DISEÑO DE LA MATRIZ DE SELECCIÓN DE LOS TRAZADORES QUÍMICOS Y RADIOACTIVOS	104
4.1 DESCRIPCIÓN DE LA MATRIZ DE SELECCIÓN	104
4.1.1 Matriz de perfil competitivo (MPC)	105
4.1.2 Matriz de selección del trazador	106
4.1.2.1 Descripción de la variable del peso en la matriz de selección	108
4.2 EJECUCIÓN DE LA MATRIZ DE SELECCIÓN DE LOS TRAZADORES QUÍMICOS Y RADIOACTIVOS	113
4.3 SELECCIÓN DEL TRAZADOR MÁS ADECUADO PARA EL CAMPO BRISAS CON BASE EN LA MATRIZ DE SELECCIÓN.	118
5. VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LA MATRIZ MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DEL TRAZADOR	121
5.1 DISEÑO	124
5.1.1 Objetivos de la prueba	124
5.1.2 Localización de los pozos	124
5.1.3 Tipo de trazador	125
5.1.4 Cantidad de trazador a inyectar	125
5.2 OPERACIÓN DE INYECCIÓN Y MUESTREO	126
5.2.1 Inyección	126
5.2.2 Toma de muestras	127
5.2.3 Análisis de muestras	128
5.3 EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS	132
6. ANÁLISIS FINANCIERO	135
6.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN (CAPEX)	135
6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	135
6.3 EVALUACIÓN FINANCIERA	136
6.4 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	139
7. CONCLUSIONES	140
8. RECOMENDACIONES	141
BIBLIOGRAFÍA	142

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades petrofísicas de la Formación Monserrate.	33
Tabla 2. Secuencia cronológica de perforación	39
Tabla 3. Características principales del yacimiento	43
Tabla 4. Cuadro de trazadores químicos colorantes comúnmente usados en la industria petrolera	54
Tabla 5. Cuadro de trazadores químicos iónicos comúnmente usados en la industria petrolera	56
Tabla 6. Cuadro de trazadores radiactivos comúnmente usados en la industria petrolera	60
Tabla 7. Promedio de las propiedades petrofísicas de la zona prospectiva de la formación	85
Tabla 8. Resumen de propiedades petrofísicas y fisicoquímicas	103
Tabla 9. Matriz de selección de perfil competitiva	105
Tabla 10. Rangos de aplicación para la porosidad.	108
Tabla 11. Clasificación de permeabilidad según tipo de suelo	109
Tabla 12. Matriz de selección para los trazadores químicos	114
Tabla 13. Convecciones respectivas a la matriz de trazadores químicos	116
Tabla 14. Matriz de selección para los trazadores radiactivos	117
Tabla 15. Convecciones respectivas a la matriz de trazadores radiactivos	118
Tabla 16. Trazador seleccionado por medio de la matriz	119
Tabla 17. Composición fisicoquímica del agua usada en el proceso de inyección	123
Tabla 18. Registro de la toma de muestras para los pozos Brisas-2. Brisas-8 y Brisas-10	128
Tabla 19. Resultados de las concentraciones de trazador	130
Tabla 20. Costos de operación mensuales para el proceso actual	136
Tabla 21. Costos totales de operación para el proceso actual	136
Tabla 22. Costos de operación mensuales para el proceso propuesto	136
Tabla 23. Costos totales de operación para el proceso propuesto	136

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Especificaciones de la prueba de trazadores en un solo pozo	47
Cuadro 2. Especificaciones de la prueba de trazadores entre pozos	48
Cuadro 3. Uso de trazadores químicos	49
Cuadro 4. Ventajas y desventajas de trazadores químicos	57
Cuadro 5. Uso de trazadores radioactivos	58
Cuadro 6. Ventajas y desventajas de trazadores radioactivos	63
Cuadro 7. Trazadores específicos para inyección de agua	65
Cuadro 8. Reglamentación de protección y seguridad radiológica en Colombia	66
Cuadro 9. Reglamentación para uso de compuestos químicos	69
Cuadro 10. Medidas directas para obtención de Porosidad	73
Cuadro 11. Medidas indirectas para obtención de Porosidad.	74
Cuadro 12. Medidas directas para obtención de Permeabilidad.	75
Cuadro 13. Medidas indirectas de la permeabilidad.	76
Cuadro 14. Matriz base para la selección del trazador	112

LISTA DE GRÁFICOS

	pág.
Gráfica 1. Historial de producción en barriles por día, desde 1973 hasta 2017	38
Gráfica 2. Producción acumulada del Campo Brisas	41
Gráfica 3. Historia de presiones	42
Gráfica 4. Estimación de las propiedades petrofísicas a partir de resultados del pozo Brisas-4	84
Gráfica 5. Determinación del factor volumétrico del agua de formación, en función de la presión y temperatura	97
Gráfica 6. Determinación de la viscosidad del agua	99
Gráfica 7. Comportamiento del GOR en el Campo Brisa	101
Gráfica 8. Relación del R_s , B_o y V_o	102
Gráfica 9. Comportamiento de inyección en el Pozo Brisas 1	122
Gráfica 10. Curva de análisis para un sistema homogéneo	128
Gráfica 11. Curva de análisis para un sistema heterogéneo	129
Gráfica 12. Curva de la respuesta de un trazador en un pozo	129
Gráfica 13. Curva de respuesta del trazador en el Pozo Brisas 2	131
Gráfica 14. Curva de respuesta del trazador en el Pozo Brisas 8	131
Gráfica 15. Curva de respuesta del trazador en el Pozo Brisas 10	132
Gráfica 16. Correlación estratigráfica de la Formación Monserrate entre los pozos: Brisas-1 Brisas-5, Brisas-8 y Brisas-10	134

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización de Campo Brisas, cuenca Valle Superior del Magdalena, Colombia.	28
Figura 2. Columna Estratigráfica de Campo Brisas, Subcuenca de Neiva, Valle Superior del Magdalena, Colombia	30
Figura 3. Columna estratigráfica general de la Formación Monserrate	33
Figura 4. Corte estructural de la formación de interés en Campo Brisas	35
Figura 5. Sistemas de recuperación de Hidrocarburos	44
Figura 6. Uso de trazadores en diferentes industrias	46
Figura 7. Procedimiento para hallar el factor volumétrico del agua saturada de gas	98
Figura 8. Proceso de implementación y validación de los resultados del trazador	121
Figura 9. Localización de los pozos en el campo brisas	125
Figura 10. Inyección de agua en el Campo Brisas	133
Figura 11. Flujo de efectivo para el proceso actual.	138
Figura 12. Flujo de efectivo para el proceso propuesto.	139

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Calculo de la Porosidad	72
Ecuación 2. Calculo de la Permeabilidad - Ley de Darcy	74
Ecuación 3. Calculo de Saturación	77
Ecuación 4. Saturación total del medio poroso	77
Ecuación 5. Determinación de Saturación de Archie's	78
Ecuación 6. Factor de Resistividad	78
Ecuación 7. Caculo del volumen del hidrocarburo en sitio	79
Ecuación 8. Cálculo de Compresibilidad de la roca	80
Ecuación 9. Ecuación de Timur	82
Ecuación 10. Peso molecular del gas	86
Ecuación 11. Ecuación de gases ideales	87
Ecuación 12. Gravedad Específica	87
Ecuación 13. Densidad del gas	87
Ecuación 14. Ecuación para hallar viscosidad	88
Ecuación 15. Gases ideales con factor Z	89
Ecuación 16. Método de Sarem	89
Ecuación 17. Factor Volumétrico del gas	90
Ecuación 18. Gravedad del petróleo	91
Ecuación 19. Gravedad API para el crudo	91
Ecuación 20. Calculo del BSW	92
Ecuación 21. Solubilidad del gas	92
Ecuación 22. Solubilidad del gas, según la correlación de Standing	92
Ecuación 23. Solubilidad del gas, según la correlación de Vasquez y Beggs	93
Ecuación 24. Factor volumétrico del petróleo	93
Ecuación 25. Factor volumétrico del petróleo según la correlación de Standing	94
Ecuación 26. Factor volumétrico del petróleo según la correlación de Vasquez y Beggs	94
Ecuación 27. Factor volumétrico del petróleo según la correlación de Glasco	95
Ecuación 28. Densidad del petróleo según Standing, por debajo del punto de burbuja	95
Ecuación 29. Densidad del petróleo según Standing, por encima del punto de burbuja	96
Ecuación 30. Densidad del petróleo según Vasquez y Beggs	96
Ecuación 31. Para hallar la Tensión superficial	97
Ecuación 32. Densidad dela gua	98
Ecuación 33. Gravedad especifica del agua	98
Ecuación 34. Determinación de la viscosidad según la correlación de Meehan	99
Ecuación 35. Determinación de la viscosidad según la correlación de Brill y Beggs	100

Ecuación 36. Determinación de la viscosidad según la correlación de Mc Cain	100
Ecuación 37. Valor Presente Neto (VPN)	137
Ecuación 38. Conversión de la tasa de interés de oportunidad	137

ABREVIATURAS

BOPD	Barriles de Petróleo por Día
Bbl	Barriles
BSW	Basic Sedimenta and Water (contenido de agua libre y sedimentos que tiene el crudo)
BWPD	Barriles de Agua por Día
CF/ Bbl	Cubic Foot / Barriles
cP	Centi-poise
GOR	Gas Oil Ratio (relación gas petróleo)
Km	Kilómetro
MCFD	Millones de Pies Cúbicos por Día
mD	Mili-Darcy
MMBbl	Miles de Millones de Barriles
OOIP	Original Oil In Place (Petróleo Original en situ)
Psi	Libra por pulgada cuadrada. Unidad de presión
Psia	Libra por pulgada cuadrada, unidad de presión
PVT	Pruebas realizadas a diferentes Presiones Volúmenes y Temperaturas, para determinar las propiedades de los fluidos.
Rs	Volumen de gas en solución en pies cúbicos normales que puede disolverse en un barril de petróleo

GLOSARIO

ANTICLINAL: plegamiento en el cual las rocas estratificadas buzan en sentido contrario medido a partir del plano axial, con las rocas más antiguas en el núcleo.

ARCILLA: partículas generalmente de silicatos con un tamaño menor a cuatro micras. Sus propiedades más importantes son la plasticidad, cohesión, resistencia a la tensión, poder de secado y aglutinación entre otras. Casi todas las arcillas son silicatos hidratados que contienen potasio, calcio, hierro y magnesio, formando los tipos de arcillas como caolín, bentonita y montmorillonita.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria de origen detrítico, es compacta sin fisilidad que está formada por partículas del tamaño de la arcilla.

ARENA: termino que sirve para designar a las partículas producto de la desintegración natural o artificial de las rocas preexistentes, donde el tamaño se encuentra entre 0.00625 y 2 milímetros de diámetro.

ARENISCA: roca sedimentaria detrítica terrígena compuesta de un 85% de materiales del tamaño de la arena. Generalmente son granos de cuarzo o más redondeados con un tamaño entre 0.00625 y 2 milímetros, tiene minerales esenciales de cuarzo y otros como feldespatos y mica.

BENTONITA: es un tipo de arcilla compuesto principalmente de montmorillonita la cual es formada por la descomposición y alteración de la ceniza volcánica. Es capaz de retener agua hasta 16 veces su tamaño debido a sus propiedades de formación de gel y plasticidad.

BUZAMIENTO: línea máxima de pendiente comprendido entre la inclinación o ángulo de un estrato y su plano horizontal. La dirección del buzamiento siempre es perpendicular al rumbo o dirección del plano.

CABALGAMIENTO: se refiere a un plegamiento fallado (falla inversa) en el cual el bloque inferior o cabalgante se encuentra encima del bloque superior o cabalgado (bloque techo), dando lugar a que rocas más antiguas se encuentren supra yaciendo las rocas más modernas.

CALCÁREO: roca sedimentaria compuesta esencialmente por carbonatos de calcio o calcita y magnesio.

CALIZA: roca sedimentaria formada a partir de la precipitación de carbonato de calcio en las regiones batiales y abismales de los fondos marinos. Es compuesta por un 50% de calcita y acompañada de dolomita, aragonito y siderita. Es una de las rocas que contiene frecuentemente fósiles y sirve como roca reservorio para el petróleo.

CAMPO: término usado para un área caracterizada por recursos minerales, donde los geólogos realizan exploraciones directas para determinar la existencia de hidrocarburos.

CHERT: roca compuesta de material cuarzoso entrelazado con un tamaño menor a 30 micrones de diámetro. Se origina en ambientes biogénico, volcánico y diagenético. En ocasiones se encuentra con impurezas de calcita, óxido de hierro; y en los campos se presenta como depósitos de capas que tienen una fractura coloidal semejante a la del vidrio.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación gráfica de la evolución de la tierra desde las capas más antiguas superponiendo las capas más modernas hasta llegar a la actual, teniendo en cuenta los eventos relacionados a su formación, el desarrollo de los seres vivos como plantas y animales, los eventos tectónicos y demás información recopilada.

CONVERGENCIA ESTRATIGRÁFICA: es la reducción del intervalo vertical entre dos capas por el adelgazamiento del estrato intermedio como resultado de la forma del área de sedimentación.

CUENCA: estructura geológica cóncava, donde los buzamientos de los estratos convergen hacia el punto central generando una depresión de la tierra donde se depositan los sedimentos.

DEPRESIÓN: área o porción de relieve terrestre, situada por debajo del nivel de las regiones que lo circundan.

EVENTO ANÓXICO: son intervalos de tiempo en el pasado de la tierra, donde zonas oceánicas específicas tienen bajos contenidos de oxígeno a profundidades de una gran área, esto se debe al calentamiento global de la tierra y a los gases de efecto invernadero.

EROSIÓN: proceso geológico destructivo que permite nivelar la superficie de la corteza de la tierra por medio del desprendimiento de los materiales por procesos erosivos como fracturamiento, fisuramiento y alteraciones químicas o físicas.

ESTRATIGRAFÍA: ramas de la geología especializada en estudiar y determinar la secuencia o sucesión de los estratos de roca, a partir de la correlación de eventos y sucesos geológicos que han transcurrido a través del tiempo y el espacio.

ESTRATOS SEDIMENTARIOS: es la formación de capas a partir de la depositación de sedimentos que han sido transportados por agentes como el viento o el agua y que han quedado depositados en capas inferiores donde se litifican y compactan para formar los estratos sedimentarios.

FACIES: son todas las características que reflejan las condiciones ambientales específicas donde se depositó una roca determinada. Las características pueden ser litológicas, sedimentarias y faunísticas.

FALLA INVERSA: se genera cuando el piso de la formación baja y el techo de la formación sube por los esfuerzos de compresión.

FALLA NORMAL: se genera cuando el techo de la formación baja y el piso sube por efectos de tensión.

FORMACIÓN: secuencia de rocas con características similares en relación a la litología, edad, fósiles, composición y estructura, dando así una composición semejante en cuanto a las facies y los ambientes de depositación cercanos.

FOSFORITA: rocas que contiene un 20% de pentóxido de fósforo con otros componentes como fosfato de calcio. Suele aparecer como capas con espesores variables de aspecto semejante a las capas de caliza. Se producen bajo las siguientes condiciones: en áreas oceánicas, y aguas con presencia de fósforo inorgánico disuelto.

FOSILÍFERO: término usado para designar zonas con presencia de fósiles.

LIDITA: roca sedimentaria perteneciente al grupo silíceo con radiolarios. Se forma a partir de los esqueletos de radiolarios que viven en la superficie del mar y al morir caen al fondo marino donde se forma la capa de lodo radiolario. El color específico para la lidita es negro.

LIMO: fragmento de rocas o minerales que tiene dimensiones comprendidas entre 4 y 62.5 micrones de diámetro.

LITOLOGÍA: ciencia que estudia el origen, evolución y clasificación de las rocas.

LODOLITA: roca formada por la consolidación de partículas finas de la arcilla que a veces contiene globigerinas, radiolarios y diatomitas con una coloración gris oscuro o verdosa. Se forman generalmente en la desembocadura de los ríos.

MIGRACIÓN: desplazamiento de hidrocarburos líquidos y gaseosos en el subsuelo desde áreas estructuralmente bajas a áreas más altas por medio de eventos tectónicos.

PROGRADACIÓN: crecimiento gradual de un cuerpo sedimentario en sentido frontal hacia el interior de la cuenca. También, se refiere al fenómeno de avance progresivo del talud continental o de un delta mar adentro o en caso de lago.

ROCA ALMACÉN: roca que contiene un depósito mineral de agua o petróleo.

ROCA GENERADORA: roca sedimentaria con contenido de materia orgánica que se transforma en hidrocarburo por medio de los efectos de presión tiempo y temperatura.

ROCA ÍGNEA: roca formada a partir de la consolidación del magma en su ascenso hacia la superficie terrestre.

ROCA METAMÓRFICA: roca producto de la recristalización de rocas pre-existentes por acción de los procesos metamórficos.

ROCA RESERVORIO: tipo de roca porosa y permeable que permite el almacenamiento de agua, petróleo y / o gas, los reservorios que tiene grandes cantidades de estos fluidos se les conoce como yacimientos.

ROCA SEDIMENTARIA: Son rocas exógenas producto de la consolidación de materiales detríticos originados por la erosión de rocas pre-existentes. Estos materiales pueden ser fragmentarios de arena, limo, arcilla entre otros.

SEDIMENTOLOGÍA: ciencia que estudia los sedimentos y su ambiente de sedimentación, es decir las facies, como los procesos de consolidación y diagénesis, por lo que se deben tener en cuenta las características litológicas y paleontológicas.

SHALE: se forma a partir de la consolidación entre arcillas y limos donde forman capas delgadas relativamente impermeables y es donde se conocen factores como calidad, espesor, expansión, profundidad, madures entre otros factores precisos del yacimiento.

TRAMPA ANTICLINAL: pliegue de la estructura anticlinal, donde es cubierta por roca no porosa cubriendo los estratos porosos que proporcionan una trampa en la que pueden acumularse petróleo, gas o agua.

RESUMEN

Este proyecto de grado se desarrolla inicialmente con la descripción geológica del campo Brisas en la cuenca del Valle Superior del Magdalena que detalla las formaciones geológicas que lo conforman, el tipo de fallas que presenta el campo, donde se encuentra y cómo es posible llegar a este.

En el capítulo dos, se hace una descripción precisa de los trazadores químicos y radioactivos, dando a conocer la funcionalidad de estos y que ventajas y desventajas presentan. Posteriormente, se especifican las normas que rigen su uso en los campos de petróleo.

En el capítulo tres, se realiza una explicación detallada de las propiedades petrofísicas del yacimiento como porosidad, permeabilidad y saturación de agua entre las más importantes para posteriormente hacer referencia el estado de estas propiedades en el campo recalando su importancia. Seguido a esto se hace una descripción de las propiedades fisicoquímicas de los fluidos y el estado que se encuentre en el Campo.

En el capítulo cuatro, se desarrolla una matriz de selección en Excel en que la que se puede comparar las características descritas de los trazadores estudiados anteriormente (químicos y radioactivos) en relación a las propiedades petrofísicas del campo, el precio de adquisición y la contaminación que genera su uso.

En el capítulo cinco, se analiza el resultado de la matriz dando a conocer el trazador elegido según las especificaciones dadas. Posteriormente se validan los resultados realizando la implementación del trazador seleccionado.

En el capítulo seis, se desarrolla el análisis financiero mediante la metodología valor presente neto, para comprobar la selección del trazador por medio de la matriz y que si resulta ser entre los más adecuados para trabajar.

Palabras clave

- ✓ Trazador
- ✓ Trazador químico
- ✓ Trazador radioactivo
- ✓ Campo Brisas
- ✓ Cuenca Valle Superior del Magdalena
- ✓ Matriz selección
- ✓ Valor presente neto

INTRODUCCION

Los trazadores son de suma importancia dentro de la industria petrolera, puesto que ayudan en cada uno de los campos de aplicación como perforación, producción y yacimientos. En este último se enfocará en conocer la comunicación entre los pozos inyectoros y productores del Campo Brisas, con la finalidad de que no se generara reacción con la formación y se pueda conocer el recorrido realizado por el fluido inyectado.

El presente trabajo de grado tiene como finalidad brindarle a la empresa Ecopetrol S.A., una herramienta que permita seleccionar un trazador a partir de las variables petrofísicas de la formación y el comportamiento de los trazadores en cada una de estas. Cabe resaltar que, las variables aquí expuestas pueden ser cambiadas dependiendo los datos del campo en el que se va a implementar.

De esta manera da la solución a la escogencia del trazador para la comunicación entre pozos. Adicionalmente, después de saber que trazador cumple con las especificaciones anteriores, se puede realizar todo el monitoreo de la inyección del trazador para conocer más a fondo las variables de velocidad, dirección y tiempo que transcurre entre el Pozo Inyector Brisas-1 y los pozos productores del Campo Brisas, para conocer la existencia de posibles canales preferenciales de flujo, fallas, fracturas, zonas con mayor o menor heterogeneidad y demás obstáculos que impidan el flujo de fluidos en el yacimiento.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico financieramente la selección de un trazador para la comunicación entre el Pozo Inyector Brisas 1 y los pozos productores del Campo Brisas en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.

OBJETIVO ESPECÍFICO

1. Describir las generalidades y geología del Campo Brisas.
2. Describir las generalidades de los diferentes trazadores químicos y radiactivos que aplican en la industria del petróleo en Colombia.
3. Describir las propiedades petrofísicas del yacimiento y fisicoquímicas de los fluidos en el Campo Brisas.
4. Diseñar una matriz de selección de los trazadores químicos y radiactivos.
5. Ejecutar la matriz de selección de los trazadores químicos y radiactivos.
6. Seleccionar el trazador más adecuado para el Campo Brisas con base en la matriz de selección.
7. Validar los resultados obtenidos de la matriz mediante la implementación del trazador seleccionado.
8. Evaluar la viabilidad financiera del uso del trazador seleccionado mediante la metodología del Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO BRISAS

Dentro del siguiente capítulo se hará referencia a las características generales del Campo Brisas, que se encuentra ubicado en la cuenca del Valle Superior del Magdalena y hace parte de los campos que opera la Empresa Ecopetrol.

A continuación, se realiza una descripción general del Campo Brisas teniendo en cuenta la historia del campo, localización geográfica, marco geológico e historia de producción.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

El Campo Brisas fue descubierto en el año 1973 por la Compañía Tennessee Colombia S.A., bajo el Contrato Neiva-540 Tennessee Colombia S.A., con la perforación del Pozo Brisas-1 el 21 de febrero, tuvo la finalidad de determinar la presencia de hidrocarburos en las areniscas que conforman la Formación Monserrate alcanzando el objetivo con éxito. El 26 de enero de 1975 se perforo el Pozo Brisas-2 dentro del Contrato Dina 540 – Colbras, siendo la operadora del campo Colbras (Petróleos Colombo-Brasileros S.A), posteriormente, el 17 de junio y 13 de diciembre de 1977 se perforaron los pozos Brisas-3 y Brisas-3 ST bajo el Contrato Neiva-540 Colbras S.A.; es acorde con la información proporcionada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos.¹

En el año 1982 el campo fue declarado comerciable bajo la operación de Hocol S.A., siendo la empresa operadora hasta 1987, en dicho periodo se perforaron los pozos Brisas-4, Brisas-4 ST, Brisas-5, Brisas-6, Brisas-7 D, Brisas-8 y Brisas-9, bajo el Contrato Neiva-540 Hocol S.A. Una vez se realizó el completamiento del último pozo perforado por Hocol correspondiente a Brisas-9 el 20 de junio de 1987 el campo se mantuvo inactivo hasta el año 2003.

A partir del año 2003 hasta la actualidad (2017), Ecopetrol opera el campo dentro del Contrato Pijao-Potrerrillo, se han perforado cuatro pozos: Brisas-10, Brisas-11, Brisas Sur-1 y Brisas -12.

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Brisas se encuentra localizado en el Valle Superior del Magdalena Subcuenca de Neiva aproximadamente a 20 kilómetros al Norte de la Ciudad de Neiva, en jurisdicción del Municipio de Aipe. Este limita al Norte con el Municipio Hatogrande, al Oeste con la Ruta 45, al Este con el Río Magdalena y Aeropuerto San Ignacio, y al Sur con el Municipio Las Brisas.

¹ ANH-AGENDA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Mapa de Tierras: Shapefiles [en línea]. <<http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/Mapa-de-tierras.aspx>> [citado en 5 de agosto de 2017]

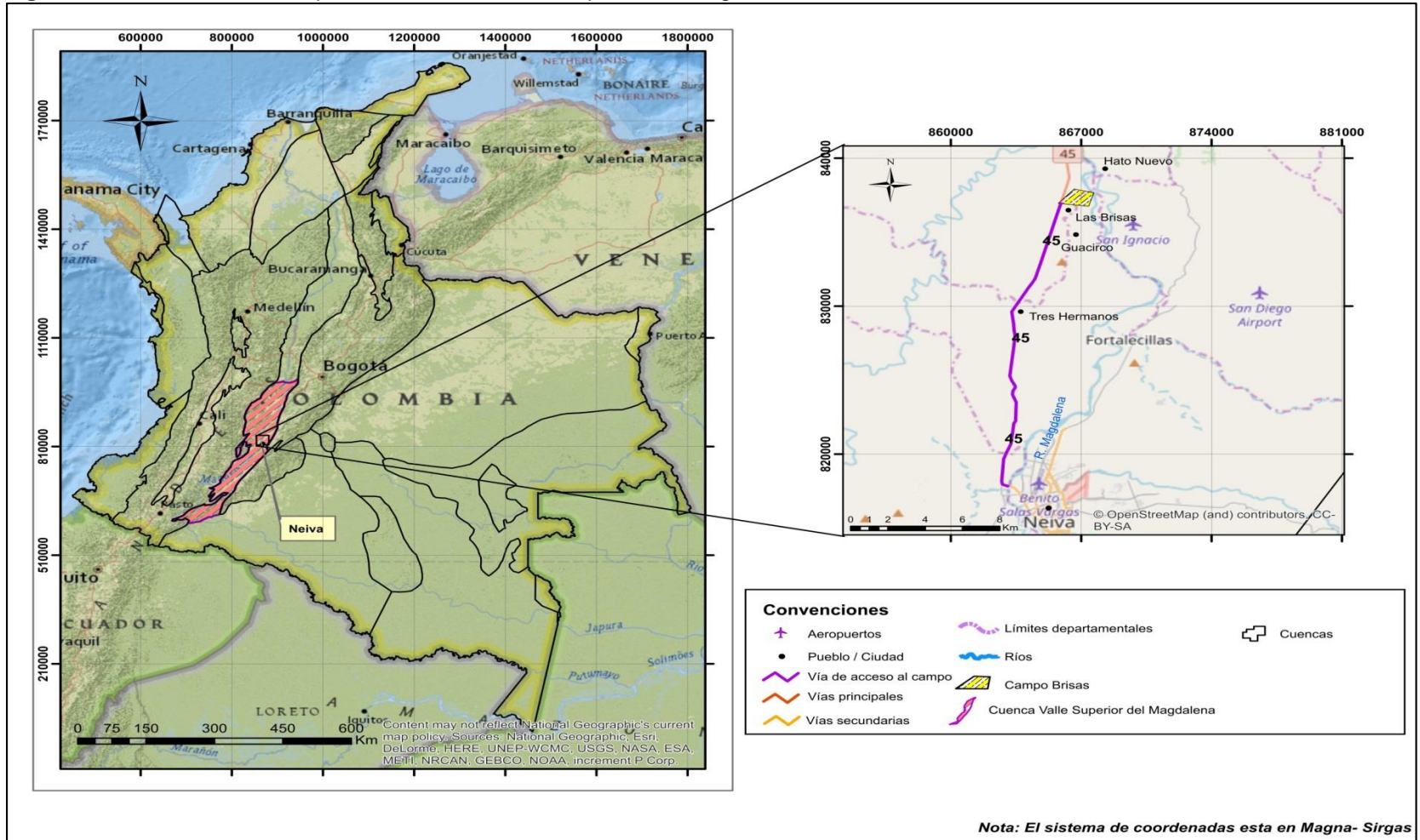
Al Campo Las Brisas se puede acceder tanto por vía aérea como por vía terrestre.

Por vía aérea, se toma como referencia Bogotá D.C., la capital de Colombia, desde el aeropuerto Internacional El Dorado, luego se toma un vuelo que llega hasta el Aeropuerto Benito Salas Vargas de la ciudad de Neiva, este trayecto tiene una duración de aproximadamente una hora. Posteriormente, se realiza un recorrido vía terrestre de 20 Km tomando la ruta 45 en dirección Norte de la ciudad de Neiva, hasta llegar al Municipio de Aipe, donde se encuentra localizado el campo.

Por vía terrestre, se parte desde Bogotá D.C. saliendo por el Sur de la ciudad, donde se encuentra el municipio de Soacha, de allí se debe tomar la autopista Bogotá – Girardot, que pasa por la población del Espinal. Al llegar a este punto se sigue la ruta 45, donde atraviesa las siguientes poblaciones: Tres Hermanos y Guacirco y Las Brisas, donde se encuentra el Campo Brisas. Este recorrido dura aproximadamente 5 horas.

La **Figura 1** presenta la vía de acceso en detalle antes descrita.

Figura 1. Localización de Campo Brisas, cuenca Valle Superior del Magdalena, Colombia.



Fuente: ArcGIS for Desktop. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en: < <http://www.esri.com/> />, Creado por autor.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación, se describe las formaciones presentes en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena enmarcadas en la Subcuenca de Neiva donde se ubica el Campo Brisas, resaltando la importancia de las características petrofísicas que se presentan en la formación de interés.

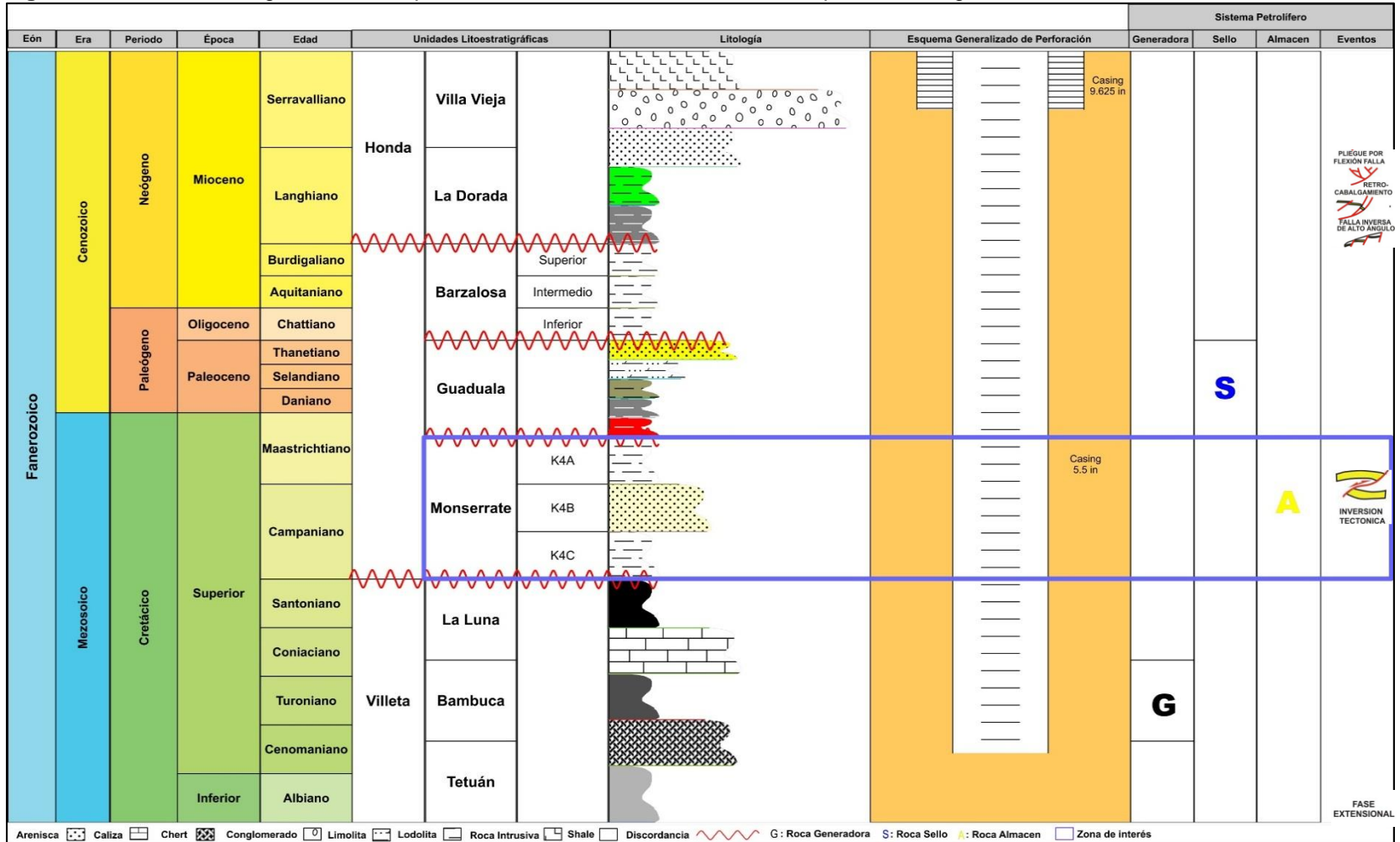
1.3.1 Columna estratigráfica. En la **Figura 2**, se presenta la columna estratigráfica del Campo Brisas. En las formaciones perforadas por el Pozo Brisas-1, se evidencia cierta variación con respecto a la columna generalizada del Valle Superior del Magdalena puesto que las formaciones: Gigante, Doima, Potrerillo, Chicoral, Buscavidas, Lidita Superior, Arenisca del Cobre y Lidita Inferior no fueron atravesadas durante la perforación del pozo. Además, mostrará las principales propiedades petrofísicas, el esquema generalizado de perforación y el sistema petrolífero del campo.

El registro sedimentario inicia en el Periodo Cretácico y culmina en el Neógeno, las edades correspondientes a cada unidad se basan en el Léxico Estratigráfico de M. Julivert² (1986). El ambiente de depositación como la información composicional de las unidades litoestratigráficas está en un informe proporcionado por Ecopetrol S.A³; y cabe resalta que para fines de este proyecto la Formación Monserrate es la formación de interés y la productora principal de este campo.

² JULIVERT.M. Léxico Estratigráfico Internacional. Colombia, 1968. Vol. 5

³ CIROP. Plan de Desarrollo del Campo Brisas. Diciembre de 2011,

Figura 2. Columna Estratigráfica de Campo Brisas, Subcuenca de Neiva, Valle Superior del Magdalena, Colombia



Fuente. Strater 4. Windows 2003. Version 4.8.1800 (64-bit) Colorado: Golden Software LLC. [Programa informático en línea]; Creado por autor

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se describen las formaciones geológicas presentes en el Campo Brisas desde la más antigua hasta la más reciente.

1.3.2.1 Grupo Villeta. La edad de este grupo se encuentra basada en los registros fósiles de amonitas y microfósiles, que datan del periodo Cretácico Inferior–Medio, de edad Albiano hasta Santoniano. Está conformada principalmente por shales silicios negros a grises, algunos calcáreos, con intercalaciones de calizas mitricas y chert negro. El espesor de esta unidad se encuentra entre los 1000 y 1300 pies. El Grupo Villeta tiene un contacto discordante con la Formación Monserrate que la suprayace. Este grupo se subdivide en tres unidades de base a tope que son las siguientes:

- **Formación Tetuán.** Esta formación se ha denominado Calizas de Tetuán, se encuentra entre las edades de Albiano y el Cenomaniano. La composición está basada en intercalaciones de lodolitas calcáreas y texturas de calizas dolomitizadas; cuenta con un espesor de aproximadamente 467 pies y en contacto concordante con la Formación Bambuca.
- **Formación Bambuca.** Esta formación comprende las edades entre el Cenomaniano y el Coniaciano; está compuesta por limolitas y arcillolitas levemente calcáreas, el contenido fosilífero es moderadamente alto hacia la base de la unidad, en la parte media presenta niveles muy delgados de bentonita, tiene un espesor es de 464 pies y se encuentra en contacto concordante con las Formaciones La Luna que la suprayace y Tetuán que la infrayace.
- **Formación La Luna.** Esta formación abarca desde el Coniaciano hasta el Santoniano, la litología que se alterna entre capas de calizas margosas con algunas intercalaciones de lodolitas calcáreas, cuenta con un espesor de 328 pies. Tiene un contacto concordante con la Formación Bambuca que la infrayace y un contacto discordante con la Formación Monserrate que la suprayace.

1.3.2.2 Formación Monserrate. Comprende el periodo Cretácico Superior, entre la edad del Campaniano y Maastrichtiano, compuesta principalmente por depósitos progradantes de limos y arenas lodosas a areniscas cuarzosas en un ambiente netamente marino⁴; y dentro de las intercalaciones se puede encontrar lidita, caliza, fosforita y shale y en la parte superior se encuentran espesas capas de areniscas con espesores aproximados de 50 pies y con intercalaciones de lidita y limolitas⁵. Esta formación en el campo se encuentra subdividida en diferentes niveles denominados: K4A, K4B1, K4B2, K4B3, K4B3SL y K4C. En la parte superior de la formación se encuentra un evento geológico que se debe resaltar y es la presencia de una discordancia que erosiona la formación hacia el Este del campo **Figura 3**. Esta formación se hizo productora en 1973 cuando se cañoneó el pozo Brisas-01, con una profundidad aproximada de 736 pies y una producción 400 bbl/día en promedio; el ambiente de depositación está asociado a llanuras costeras e inundaciones. Se encuentra en contacto discordante con la Formación Villeta que la infrayace y la Formación Guaduala que la suprayace.

A continuación, se dará la descripción general de las subdivisiones correspondientes a la Formación Monserrate con su respectiva columna estratigráfica y las propiedades petrofísicas de cada subdivisión cuantificadas en la **Tabla 1**.

- Las unidades K4C y K4B3SL: son denominadas por tener depósitos finos con algunas intercalaciones arenosas que representan las facies de plataforma frente de playa.⁶
- Las unidades K4B3, K4B2, K4B1, K4A: dominadas por arenas, representan la progradación del frente de playa sobre la plataforma.⁷ Además, las unidades K4B2 y K4B3 están compuestas por las arenas más limpias y con permeabilidades del orden de 10 a 200 mD, generando canales preferenciales para la inyección de agua.⁸

⁴ ECOPETROL S.A. Informe técnico proyecto de inyección de agua Campo Brisas. Bogotá, Diciembre de 2014. p.15; Volumen 1. Serie de informes técnicos: VTD-GDY-G-0XX.

⁵ VELOZA, Gabriel Eduardo, *et al.* Dislocación de facies en el tope de la secuencia Cretácica de la subcuenca de Neiva, Valle Superior del Magdalena y sus implicaciones en el modelo estratigráfico secuencial colombiano. En: Boletín de Geología [en línea]. Vol. 30 No. 1 (2008) <http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0120-02832008000100003> [citado el 31 de octubre de 2017]. ISSN 0120-0283

⁶ ECOPETROL S.A., Op. cit., p. 15

⁷ ECOPETROL S.A., Op. cit., p. 16

⁸ ECOPETROL S.A., Op. cit., p. 26

Figura 3. Columna estratigráfica general de la Formación Monserrate



Fuente. ECOPETROL S.A. Informe técnico proyecto de inyección de agua campo brisas. Bogotá. Diciembre 2014. p.16. Modificado por autor.

Tabla 1. Propiedades petrofísicas de la Formación Monserrate.

División	Tipo	Petróleo Bruto (pies)	Petróleo Neto (pies)	Porosidad (%)	Saturación de agua (%)	Volumen (%)	Permeabilidad (mD)
K4A	MD	112.01	47.01	18	56	22	28.57
	TVD	107.2	44.12				
K4B1	MD	116.35	69.14	19	43	18	52.74
	TVD	111.26	65.93				
K4B2	MD	62.47	47.82	18	3	15	125.6
	TVD	59.15	46.29				
K4B3	MD	89.59	69.82	19	45	13	10.6
	TVD	84.54	66.94				
K4B3SL	MD	103.14	31.11	17	76	16	16.56
	TVD	97.52	32.42				
K4C	MD	216.93	57.69	18	73	17	25.44
	TVD	205.55	54.42				

Fuente. CIROP- Centro para el incremento del factor de recobro y la optimización de producción. Facetas de visualización del campo brisas. Bogotá. Julio 2010. p. 44. Modificado por autor.

1.3.2.3 Formación Guaduala. Formación depositada desde el Maastrichtiano Tardío al Thanetiano. Se encuentra constituida por lodolitas, donde predominan los colores rojizos, grises y gris verdoso, hacia la base se intercalan en menor proporción con limolitas y areniscas líticas de grano fino color amarillo crema. El espesor de esta formación corresponde a 100 pies aproximadamente en el Pozo Brisas-1. La presencia de las areniscas líticas hace pensar que a finales del Cretácico el ambiente que predominó fue el marino, aunque en condiciones oscilantes, fue cambiando de marino a continental hacia el techo de la unidad. La Formación Guaduala se encuentra en contacto discordante con la Formación Monserrate que la infrayace y la Formación Barzalosa que la suprayace.

1.3.2.4 Formación Barzalosa. Datada desde Oligoceno Tardío hasta Mioceno. Está constituida por tres unidades de base a tope, la Unidad Inferior compuesto por lodolitas abigarradas con capas de conglomerados, la Unidad Intermedio que está constituido por lodolitas con vetas de yeso y, por último, la Unidad Superior donde predominan las lodolitas con intercalaciones de arenisca rojas. En el Pozo Brisas-1 se perforaron aproximadamente 220 pies. La Formación Barzalosa se encuentra en contacto discordante con la Formación Guaduala que la infrayace y el Grupo Honda que lo suprayace.

1.3.2.5 Grupo Honda. Pertenece al Periodo Neógeno, de edad entre el Langhiano y Serravalliano. Se encuentra constituida por areniscas en menor grado, conglomerados con cuarzo, rocas intrusivas y lodolitas de color gris y verde, esta subdividida en las unidades La Dorada y Villa Vieja. En el Pozo Brisas-1 se perforaron aproximadamente 1000 pies, en algunos sectores se observa la presencia de niveles de ceniza, indica el inicio de la fase del vulcanismo. El Grupo Honda se encuentra en contacto discordante con la Formación Barzalosa que la infrayace.

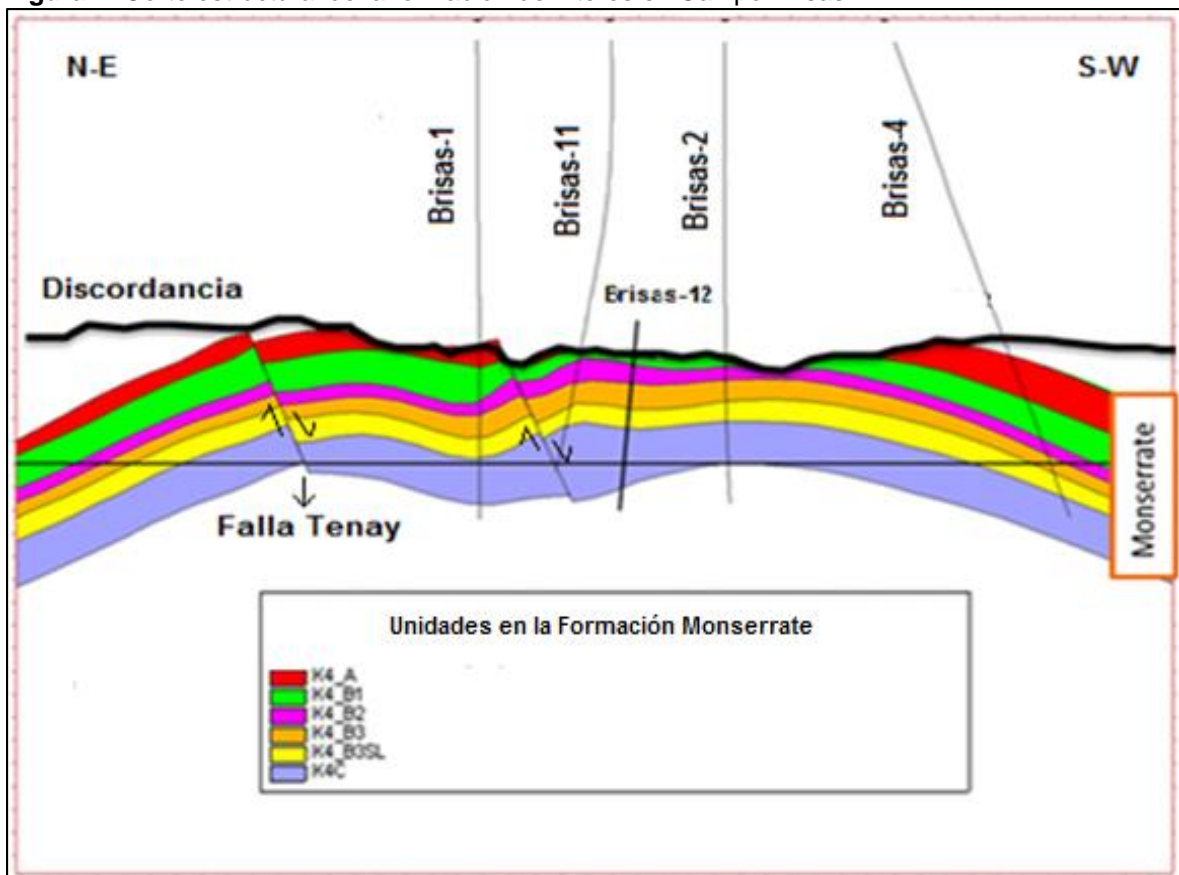
1.3.3 Geología Estructural. De acuerdo a la información proporcionada por Ecopetrol S.A.⁹, a continuación se realiza una breve descripción de la geología estructural de la Sub-cuenca de Neiva donde se encuentra localizado el campo.

La Sub-cuenca de Neiva corresponde a una depresión elongada con rumbo SW-NE, con predominio de sistemas de cabalgamiento que convergen hacia el Este, se encuentra limitada por los sinclinales de Acevedo y Targuá al Sur, y por el Arco de Natagaima al norte. Estructuralmente se caracteriza por ser una depresión de Edad Mioceno Tardío- Plioceno, desarrollada en un borde del cinturón plegado de cabalgamiento con convergencia hacia el Este de Edad Eoceno-Oligoceno. El eje de la subcuenca coincide con el sinclinal de Neiva, en su estructura involucra rocas del Cretácico y del Terciario Temprano.

⁹ ECOPETROL S.A., Op. cit., p. 15

La estructura del campo está caracterizada por ser de alta complejidad, corresponde a un anticlinal asimétrico con dirección NE – SW, siguiendo el rumbo regional de la subcuenca, limitado al Este por la falla inversa regional Tanay. Algunas sub unidades se encuentran erosionadas por el evento erosivo durante el Eoceno (discordancia Terciario-Cretácico) que borró por completo la Formación Monserrate en la parte alta de la estructura, dejando a su alrededor una anomalía o característica geológica reconocida, por tal razón los pozos Brisas-8 Y Brisas-10 no tienen algunas subunidades superiores, ver **Figura 4**. El flanco Oeste de la estructura presenta un buzamiento general de 20°-40°, las fallas que cortan el yacimiento son fallas normales que buzanan al Norte.

Figura 4. Corte estructural de la formación de interés en Campo Brisas



Fuente. ECOPETROL S.A. Informe técnico proyecto de inyección de agua campo brisas. Bogotá. Diciembre 2014. p.20. Modificado por autor.

1.3.4 Geología del petróleo. A continuación, se realiza una descripción del sistema petrolífero asociado al Campo Brisas tomando como base información proporcionada por Agencia Nacional de Hidrocarburos.¹⁰

1.3.4.1 Roca generadora. La roca generadora presente en Campo Brisas corresponde a las unidades pertenecientes al Grupo Villeta, resaltando las Unidades Tetuán y parte de la Unidad Bambuca, donde dos eventos anóxicos mundiales en el Albiano medio y Turoniano, fueron los responsables de la depositación de lutitas y calizas que caracterizan esta formación con un alto contenido de materia orgánica. El kerogeno es de tipo II formado en ambientes marinos con poca profundidad y la materia orgánica es proveniente de restos de plancton re-elaborados por bacterias. La reflectancia de vitrinita (Ro) con la que se mide la madurez de la materia orgánica se encuentra entre 0,5 % y 1,3 %, el carbono orgánico total (TOC) se encuentra mayor al 5 % y la temperatura máxima que se encuentra es de 842°F.

1.3.4.2 Roca reservorio. La roca reservorio perteneciente a la Cuenca del VSM, hace referencia a tres importantes unidades de areniscas las cuales son: Formación Caballos, Formación Monserrate en el Cretácico y el Grupo Honda en el Mioceno. Además, tiene rocas calcáreas fracturadas que pueden presentar un alto potencial como reservorios. En el Campo Brisas, el principal reservorio es la Formación Monserrate, presenta porosidades entre 14%-17% y permeabilidades entre 75 mD y 300 mD.

1.3.4.3 Migración. La ruta migratoria comienza después del primer evento compresivo que se originó en la época del Cretácico Tardío, las rutas formadas fueron en dirección tanto horizontales como verticales y las principales rocas que las transportan son las areniscas de la Formación Monserrate y la Formación Caballos.

1.3.4.4 Roca sello. Debido a las propiedades sellantes de la Formación Guaduala se estipula como sello regional de la Formación Monserrate, tanto en la parte superior como lateralmente por que se componen de arcillolitas plásticas; también se puede considerar como roca sello al Grupo Honda y por la parte inferior la Formación Bambuca.

¹⁰ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS – ANH. Ronda 2010 [en línea]. <<http://ronda2010.anh.gov.co/region.php?id=52&dec=70&lang=>> [citado en 31 de octubre de 1017]

1.3.4.5 Trampa. La trampa presente es de tipo estructural principalmente, dentro de las que se encuentran anticlinales, fallas inversas y anticlinales falladas; que predominan la zona de la Subcuenca de Neiva. Además, se puede encontrar trampas de tipo estratigráfica y combinada.¹¹

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El Campo Brisas inicio producción en el año 1973, y alcanzó el pico máximo de producción de 2.647 BOPD en julio de 1983 con cuatro pozos productores activos.

Durante el proceso de desarrollo del campo, se han presentado dos grandes inconvenientes, el primero en el año 1986 cuando fue abandonado el Pozo Brisas-01 por obtener un BSW de 90% y una producción de 38 BOPD, el segundo en el año 1989 donde el Pozo Brisas-05 fue abandonado por problemas mecánicos de arenamiento. Más adelante en el año 2004 fue reactivado el Pozo Brisas-01, el cual produjo por aproximadamente seis años más; hasta el año 2013 donde se evaluó la posibilidad de que este pozo se convirtiera a inyector, para incrementar el factor de recobro en un 1.1 % equivalente a 0.45 MMBIs¹². Hasta el año 2017 se sigue teniendo el Pozo Brisas-1 como el único pozo inyector y los pozos Brisas-2, Brisas-4, Brisas-8, Brisas-9, Brisas-10 y Brisas-12 como pozos productores del Campo Brisas.

1.4.1 Mecanismo de producción. El campo productor de la Formación Monserrate tiene como mecanismo de producción una combinación entre acuífero débil (empuje parcial de agua) y gas en solución.

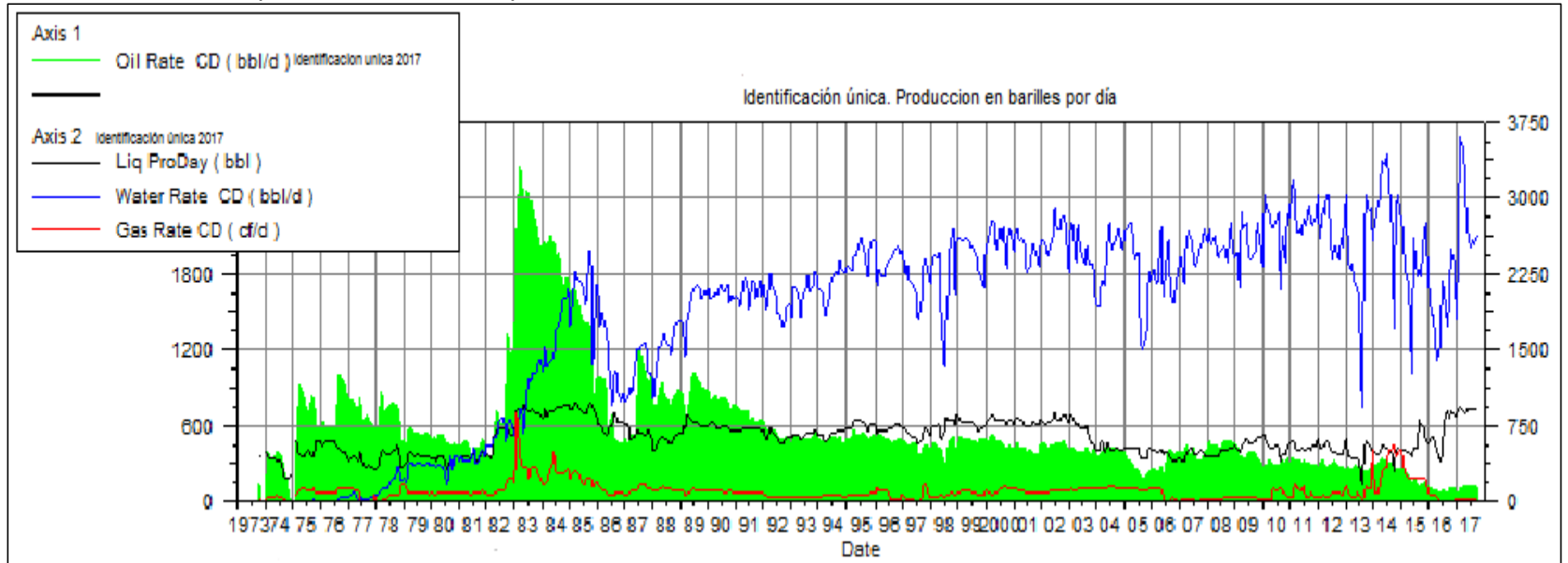
Para poder seguir produciendo, se implementó la inyección de agua como método de recobro secundario; puesto que el acuífero débil, el cual fue el responsable del soporte de la presión en la vida temprana del yacimiento ha perdido energía.

1.4.2 Tiempo de producción. El Campo Brisas ha estado produciendo durante 44 años, desde el año 1973 hasta 1982 se mantuvo una tasa promedio constante de 400 BOPD, durante el periodo en el que Hocol S.A. operó el campo (1982-1987) se evidenciaron las máximas tasas de producción que se encuentran entre 1000 y 1300 BOPD y un pico máximo en el año de 1983 de 2600 BOPD, a partir de dicho periodo, ha venido declinando la producción del campo, como se ilustra en la **Grafica 1** hasta el año 2014.

¹¹ GARCIA GONZALEZ, Mario *et al.* Informe ejecutivo: Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas Bogotá. Abril de 2009. p. 83

¹² ECOPETROL S.A., Op. cit., p. 7

Gráfica 1. Historial de producción en barriles por día, desde 1973 hasta 2017



Fuente. ECOPEPETROL S.A. Bogotá. Octubre 2017. Modificado por autor.

1.4.3 Número de pozos. Hasta la fecha, el campo reporta la perforación de 15 pozos, el espaciamiento entre varios de estos pozos es de 40 a 60 acres aproximadamente.

El Pozo Brisas-03 culminó la perforación fuera de la estructura y produjo únicamente agua. El Pozo Brisas-07 no encontró la zona productora de la Formación Monserrate puesto que estaba erosionada por la discordancia del Oligoceno. El Pozo Brisas-01 fue abandonado durante la etapa de desarrollo y producción en 1986 por alto BSW (90%), problemas de cemento y una producción de 38 BOPD, sin embargo, fue reactivado en el año 2004. Igualmente, el Pozo Brisas-05 fue abandonado en el año 1989 por arenamiento (problemas mecánicos). En la **Tabla 2** se presenta la secuencia cronológica de perforación.

Tabla 2. Secuencia cronológica de perforación

Nombre	TVD (Pies)	MD (Pies)	Fecha de inicio de perforación	Fecha de completamiento	Clasificación	Estado
BRISAS-01	5771.99	5814.00	21/02/1973	10/03/1973	B3	INYECTOR
BRISAS-02	4747.00	4801.00	26/01/1975	06/02/1975	B1	PRODUCTOR
BRISAS-3ST	10604.00	10604.00	13/12/1977	13/12/1977	A3	ND
BRISAS-03	5804.80	10604.00	17/06/1977	14/12/1977	C1	SECO
BRISAS-04	5558.00	5558.00	08/08/1982	21/09/1982	B0	PRODUCTOR
BRISAS-4 ST	5190.00	5558.00	08/08/1982	21/09/1982	B0	PRODUCTOR
BRISAS-05	6484.00	6484.00	18/11/1982	16/01/1983	B0	PENDIENTE
BRISAS-06	5300.00	5630.00	30/12/1982	ND	A1	PENDIENTE
BRISAS-7D	4542.41	4793.00	13/03/1984	31/03/1984	C1	SECO
BRISAS-08	4547.00	4547.00	03/02/1987	16/02/1987	B0	PRODUCTOR
BRISAS-09	4706.00	4981.00	30/05/1987	20/06/1987	B0	PRODUCTOR
BRISAS-10	ND	4790.00	14/07/2006	ND	ND	ND
BRISAS-11	4668.00	4844.00	22/07/2003	02/08/2003	A0	ND
BRISAS-12	ND	5339.00	01/03/2014	ND	ND	ND
BRISAS SUR-1	ND	5393.00	01/02/2014	20/02/2014	ND	ABANDONADO

Fuente: ANH - AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Mapa de Tierras; Shapefiles de pozos [en línea] <<http://www.anh.gov.co/Banco%20de%20informacion%20petrolera/EPIS/Paginas/Seleccion-de-datos.aspx>> [citado en 20 de agosto de 2017]

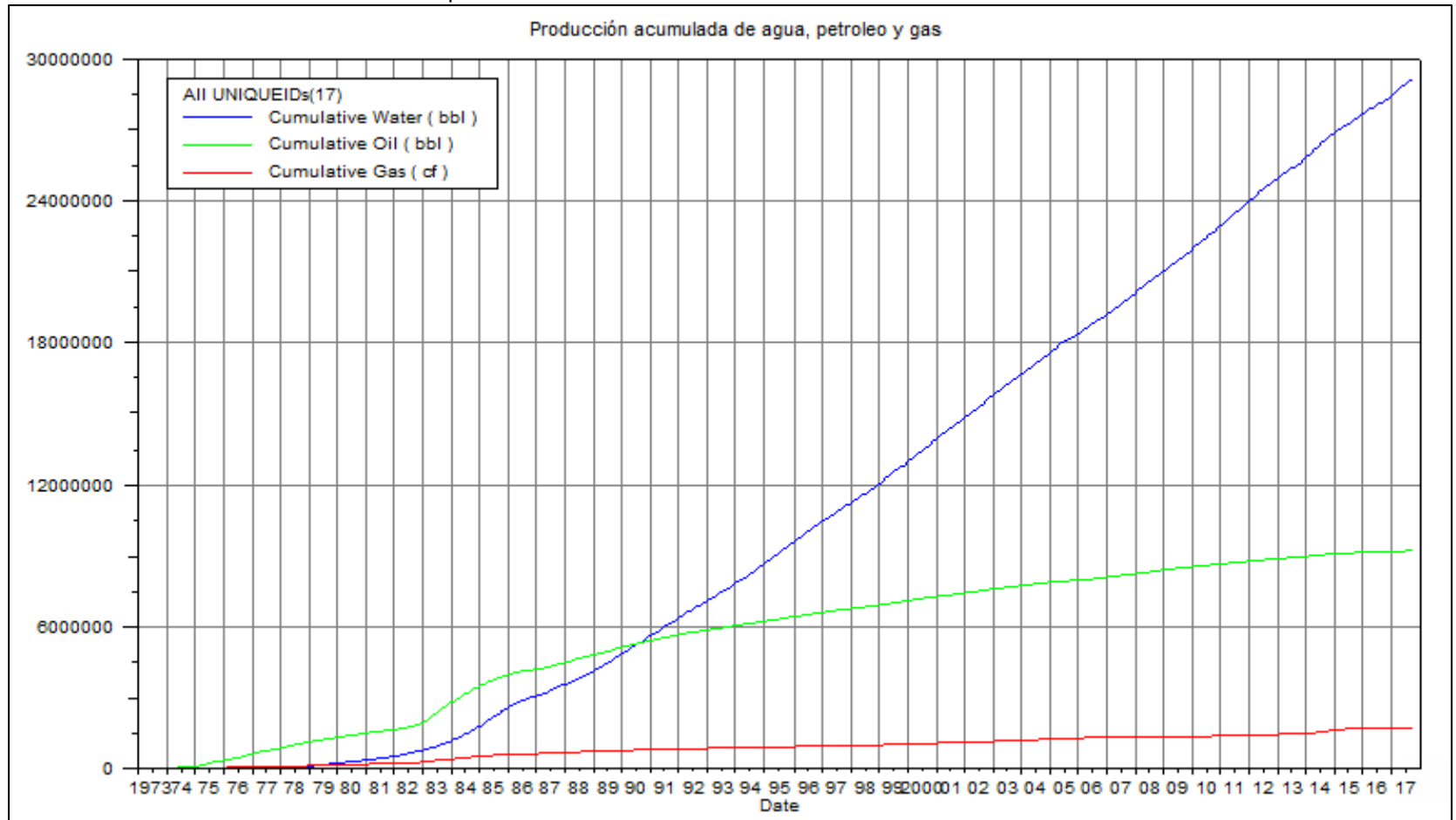
1.4.4 Producción acumulada. La producción en el Campo Brisas se encuentra dividida en agua, crudo y gas, como se observa en la **Grafica 2**. La producción acumulada de gas, se ha comportado de forma ascendente, conforme pasa el tiempo, con una inclinación de la curva de aproximadamente 20 grados. Además, es uno de las fases que se tiene desde el principio de la producción del campo afirmando que dentro del yacimiento hay existencia de la capa de gas.

La producción de hidrocarburo, ha sido constante durante el tiempo, aunque en el evento que sucedió entre los años 1981 y 1984, aumento en un alto grado la curva de producción puesto que se realizaron obras de perforación de nuevos pozos por parte de la empresa Hocol; lo que hizo tener mayor obtención de hidrocarburo. Además, desde ese momento hasta la actualidad (2017), se puede evidenciar un acenso mínimo año tras año de la curva de producción.

La producción de hidrocarburo y de agua tiene un comportamiento distinto al del gas, debido a que la producción de crudo comienza de manera ascendente con muy poco grado de inclinación (25°); mientras que la tendencia de la producción de agua empieza por debajo de la línea de crudo y va de forma ascendente con inclinación más alta (55°).

Al principio de la vida productiva del pozo tanto la producción de agua como la de crudo van en ascenso hasta el intervalo entre los años 1989 y 1991 donde se genera una transición y se incrementa de forma lineal ascendente la producción de agua haciendo que el yacimiento pierda la energía que tenía por el acuífero, y se implemente la inyección de agua.

Gráfica 2. Producción acumulada del Campo Brisas

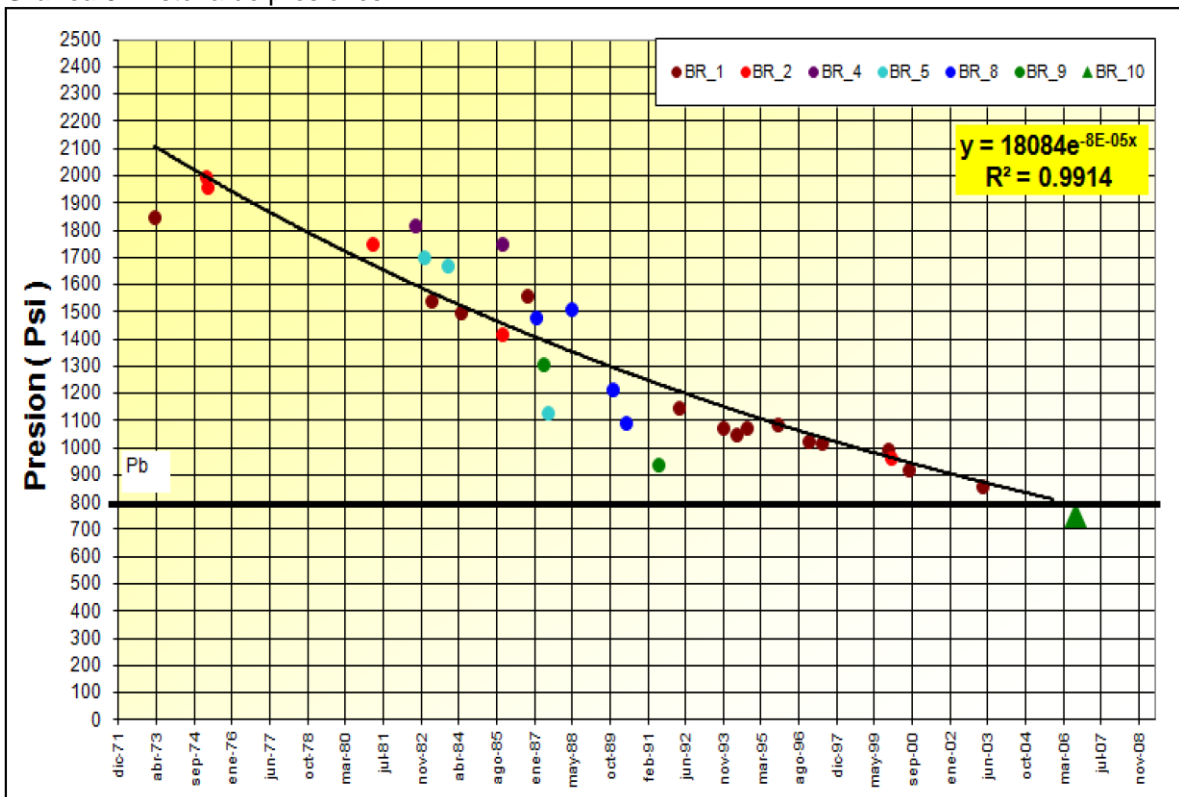


Fuente. ECOPEPETROL S.A. Bogotá. Octubre 2017. Modificado por autor.

1.4.5 Presiones de yacimiento. La presión inicial del yacimiento correspondió a 2.000 psi (al Datum de 3.000 pies TVDSS en el año 1973 tomada en el Pozo Brisas-2), la presión actual del campo se encuentra en aproximadamente 450 psi (al Datum de 3.000 pies en Brisas-4). En la **Gráfica 3**, se presenta la historia de presiones del campo.

A partir del año 2007, el campo ha venido produciendo a una presión menor a la presión de burbuja (797 psia según PVT del Pozo Brisas-9) afectando la productividad de los pozos por lo cual se hizo necesario evaluar un método de recobro mejorado con la finalidad de soportar la presión del yacimiento.

Gráfica 3. Historia de presiones



Fuente. CIROP. Plan de Desarrollo del Campo Brisas. Diciembre de 2011.

1.4.6 Características del yacimiento. El yacimiento que corresponde al Campo Brisas es la Formación Monserrate, esta formación se encuentra dividida por tres bloques: Norte, Sur y Central. Con los estudios realizados en el año 2010 se puede resaltar que las características petrofísicas de la formación se encuentran basadas en areniscas compuestas principalmente de cuarzo con minerales de feldespato potásico y fosfatos.¹³

¹³ Idib., p. 35

Otra de las características referentes a la formación es el contacto agua petróleo que se evidencia en el yacimiento, corresponde a las unidades de K4A, K4B1, K4B2y K4B3 con una profundidad aproximada de 3290 pies. Y es posible obtener agua de yacimiento a 3100 pies entre los intervalos K4B3SL y K4C por que presentan rocas donde se genera mayor transición lo que explica la presencia de agua a menores profundidades, generada por los cambios de tensión interfacial y calidad de la roca.¹⁴

De igual manera la unidad denominada K4A, se caracteriza por no encontrarse en todos los pozos perforados del Campo Brisas puesto que es la más afectada por la discordancia del Eoceno.

En el siguiente **Tabla 3**, se dará a conocer las características generales propiedades petrofísicas, como lo son: permeabilidad, porosidad, saturación, gravedad API entre otras.

Tabla 3. Características principales del yacimiento

Propiedad	Valor	Unidad
Porosidad	14-17	%
Permeabilidad	75-300	mD
Contacto agua-aceite TVDSS	-5.162	Pies
Factor de recobro	21,3	%
OOIP	38,6	MMBbl
Gravedad API	20	°API
GOR @ Pb	130-180	CF/Bbl
Rs @ Pb	140	CF/Bbl
Viscosidad @ Pb	9,81	cP

Fuente. CIROP. Plan de Desarrollo del Campo Brisas. Diciembre de 2011.

Además, se profundizará la información pertinente a las propiedades petrofísicas del Campo Brisas en el capítulo 3 donde se describirán cada una de las propiedades con su respectivo valor presente en el campo.

¹⁴ Idib., p. 39

2. GENERALIDADES DE LOS TRAZADORES

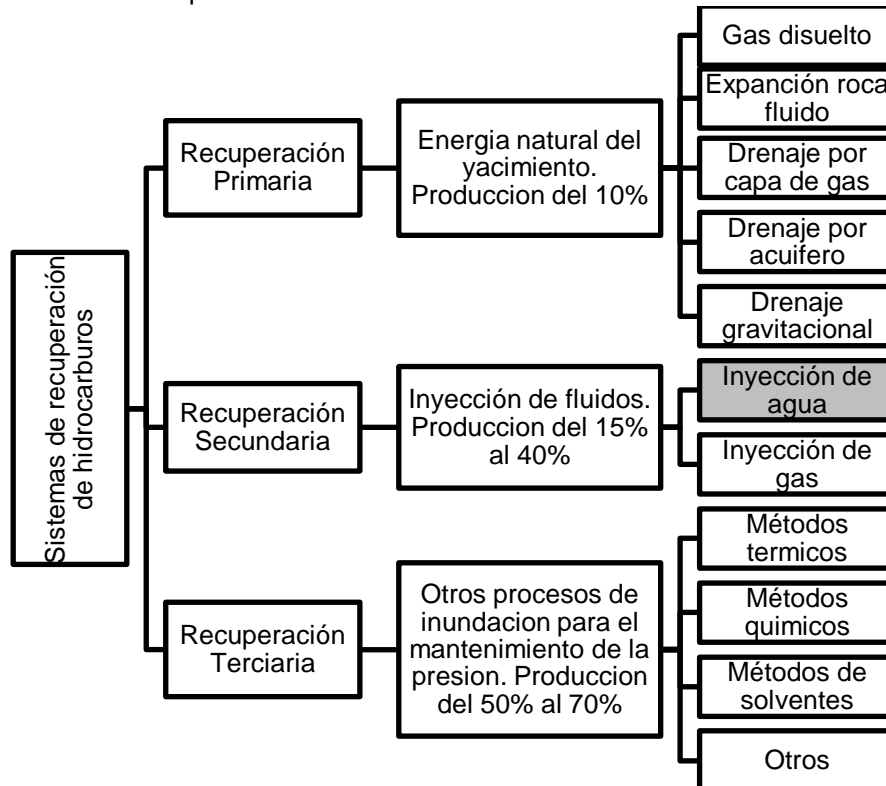
Este capítulo va a tratar como tema central los trazadores usados en la industria del petróleo; a partir de los conocimientos adquiridos sobre la recuperación de hidrocarburos, inyección de fluidos, inyección de químicos y comportamientos del yacimiento frente a la recuperación secundaria de petróleo.

2.1 RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS

Para la recuperación de petróleo ideal, es necesario conocer los diferentes métodos del mantenimiento de la presión diferencial existente entre la presión del pozo y la del yacimiento, para generar mayor extracción de hidrocarburos.

A continuación, en la **Figura 5** se evidenciará las tres etapas en las que se divide la recuperación de hidrocarburos; sin embargo, hay que tener en cuenta que la segunda y tercera etapa se pueden cumplir en distinto orden dependiendo el comportamiento del yacimiento.

Figura 5. Sistemas de recuperación de Hidrocarburos



Fuente. RAMÍREZ SAGBAG, Jatzabeth. Pruebas de trazadores en la recuperación de hidrocarburos. México D.F., 2008, 10 h Modificado por autor.

De los métodos vistos anteriormente, el Campo Brisas se encuentra en la recuperación secundaria, con una inyección de agua. Esta inyección en el campo se viene realizando desde el año 2015 con el fin de poder alargar la vida útil del yacimiento, mantenerle la presión y extraer un poco más de los recursos que se encuentran en el fondo.

El problema que se ha evidenciado con la inyección de agua, es no saber el recorrido que realiza el fluido una vez entra en el yacimiento. Puesto que no es claro si hay fracturas o canalizaciones, por donde se pueda estar movilizand o el agua, o simplemente hay canales preferenciales muy determinados, donde el fluido inyectado salga en corto tiempo por los pozos productores o se tenga respuesta en zonas donde no se espera respuesta, así como calibrar la combinación entre fallas.

Basados en lo anterior se propone validar los trazadores químicos y radioactivos, con el fin de escoger el más adecuado para el yacimiento y que no interfiera con las propiedades petrofísicas de la roca y fisicoquímicas de los fluidos.

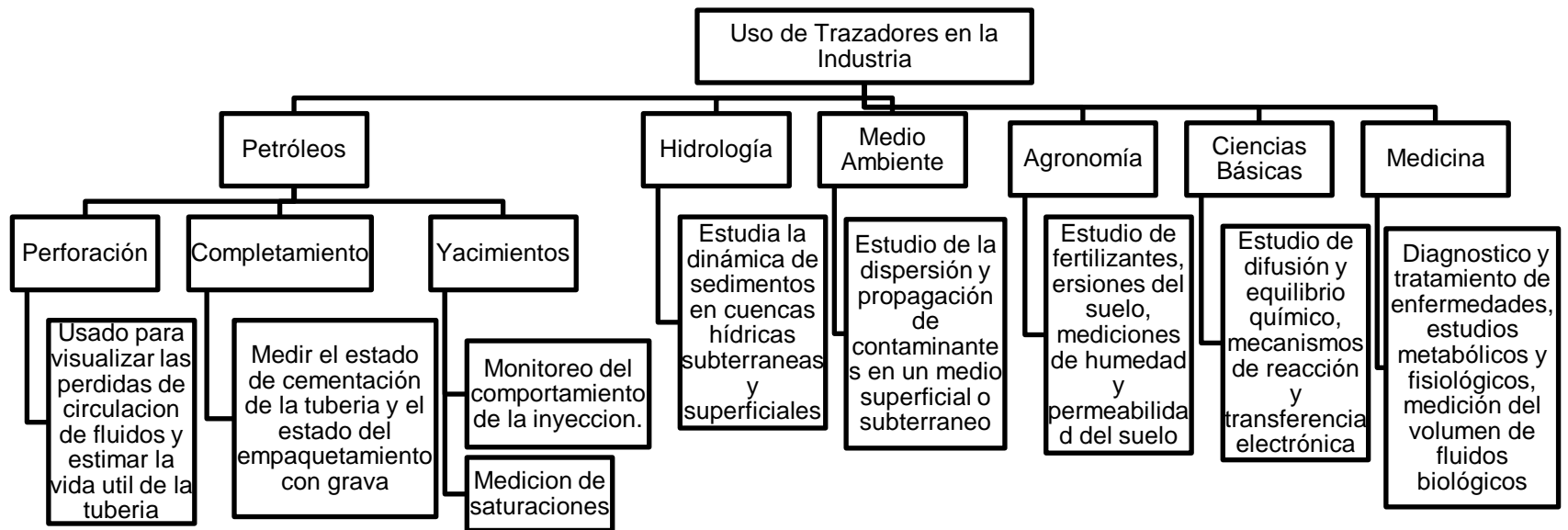
2.2 TRAZADORES EN LA INDUSTRIA

Un trazador se comporta en el yacimiento como un marcador, que se introduce dentro de la formación y permite conocer su recorrido a un observador externo.¹⁵ En la industria petrolera los trazadores pueden ser químicos, radioactivos, entre otros. Donde su propósito es que la mezcla entre el fluido desplazante (fluido de inyección) y el trazador, logre asemejarse en movilidad y se comporte de la misma manera en todo el trayecto, dentro del yacimiento; para que no tenga ninguna restricción bien sea por absorción, adsorción, densidad, viscosidad o que genere reacción con el fluido o la formación.

En la **Figura 6** se describe la utilización de trazadores en la industria del petróleo y en otras industrias.

¹⁵ PÁEZ SILVA, Arli y ÁNGEL PINTO, Daniel. Estimación de las propiedades petrofísicas básicas a partir del modelamiento analítico de trazadores químicos en el Campo Cupiagua. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleo) Bogotá: Fundación Universidad de América. Facultad de ingeniería. Área ingeniería de petróleos.2007. 49 p.

Figura 6. Uso de trazadores en diferentes industrias



Fuente. DELGADO DE TORRES, Carlos. Investigación de métodos de recuperación secundaria en yacimientos kársticos complejos en presencia de acuífero activo infinito. España, 2015, p. 56. Modificado por autor.

Estas actividades también se extienden en la producción de hidrocarburos, recuperación mejorada y en determinar obstrucciones de ductos, entre otras actividades, que son importantes dentro de la industria y que requieren datos precisos para saber cuáles son las mejores soluciones y poder prolongar la vida de un campo.¹⁶

Los trazadores constituyen uno de los usos más importantes dentro de la industria del petróleo cuando se habla de recuperación secundaria o mejorada, puesto que es el medio por el cual se puede investigar el comportamiento dinámico de los fluidos, con el fin de conocer la heterogeneidad del yacimiento, así mismo la comunicación entre pozos inyectoros y productores; y a nivel general poder verificar volumen y tamaño del yacimiento, a partir de la información verídica y confiable obtenida en el arribo de los trazadores en los pozos productores.¹⁷

Las dos técnicas más usadas en los yacimientos son las pruebas con trazadores, las cuales tienen la finalidad de verificar el flujo de fluidos dentro del yacimiento. Estas pruebas se pueden realizar a un solo pozo o entre pozos. En el **Cuadro 1**, se dará a conocer las principales especificaciones de la primera prueba de trazadores en un solo pozo.

Cuadro 1. Especificaciones de la prueba de trazadores en un solo pozo

Características de un solo pozo	Función
Uso de dos trazadores.	Uno que se disuelve con el agua inyectada y otro que no interactúe con esta.
Solo es necesario tener un pozo activado, para la inyección y la producción.	Ya que el fluido inyectado entra por el pozo y retorna por el mismo, con el fin de conocer características propias que se encuentra en la zona cercana donde afecta la inyección.
En el pozo activo se puede estimar la saturación residual de aceite.	Al tener este dato se mide la eficiencia del proceso de inyección de agua, o se pueden evaluar fracturas, detectar zonas de alta transmisibilidad.
Se utiliza para cuantificar la saturación de aceite antes de iniciar operaciones de recuperación mejorada IOR.	Mide la saturación de agua connata, para mejorar la evaluación de aceite original OOIP.

Fuente. PÁEZ SILVA, Arli y ÁNGEL PINTO, Daniel. Estimación de las propiedades petrofísicas básicas a partir del modelamiento analítico de trazadores químicos en el Campo Cupiagua. Bogotá, 2007. 49 p.

¹⁶ MAURE VALDEZ, Daniel. Aplicación de trazadores en yacimientos petroleros. Tesis profesional (Ingeniero Petróleo) México D.F. Universidad nacional autónoma de México. Facultad de ingeniería. 2011. 7 p.

¹⁷ VASQUEZ, Dayne y MONTEROLA, Yusi. Uso de trazadores radiactivos en el monitoreo de la inyección de agua para la producción de hidrocarburos. Trabajo especial de grado (Ingeniero de Petróleos). Caracas. Universidad central de Venezuela. 2012. 19 p.

Siguiendo con las pruebas de trazadores en la **Cuadro 2** se dará a conocer las características que tiene las pruebas de trazadores entre pozos.

Cuadro 2. Especificaciones de la prueba de trazadores entre pozos

Entre pozos	Función
Solo se necesita un trazador.	Que cumpla con las características necesarias para no generar reacciones con la formación y los fluidos.
Se necesita tener mínimo dos pozos.	Uno que trabaja como inyector y otro que sea productor.
Contacto del fluido con el yacimiento cuando realiza el desplazamiento dentro de este.	Es posible determinar presencia de anisotropías como canales o barreras de flujo, conexión entre múltiples bloques de un yacimiento y saturación residual de aceite.
Comunicación entre pozos.	Se usa para verificar la conexión existente entre el pozo inyector y los pozos productores de un campo, teniendo en cuenta la velocidad y avance del fluido.
No se encuentra delimitada la geometría del pozo.	Se puede obtener información del volumen que se encuentra entre el pozo inyector y el pozo productor.
Geometría del pozo se encuentra delimitada.	Se proporcionan varios pozos tanto productores como inyectores, es posible obtener información de la eficiencia del barrido.
Se realiza perfiles de inyección.	Con el fin de aislar zonas canalizadas y estimular los intervalos donde no tiene buena inyección
Toma de muestras en pozos productores.	Se realizan las curvas de respuesta en función del tiempo, se puede caracterizar el yacimiento.
Esta información recolectada en los pozos productores es relevante, definitiva y no ambigua.	Lo cual ayuda a reducir la incertidumbre acerca de las rutas de flujo, discontinuidades y direcciones de fallas en el medio poroso.

Fuente. RAMÍREZ SAGBAG, Jatzabeth. Pruebas de trazadores en la recuperación de hidrocarburos. México D.F., 2008. 9 p. Modificado por autor.

2.3 TIPO DE TRAZADORES

Dentro de los tipos de trazadores, se encuentran la clasificación de cuatro grupos: Químicos, radioactivos, estado de agregación y según el comportamiento del

yacimiento. Para efectos del estudio en el Campo Brisas se hará énfasis en trazadores químicos y radioactivos.

2.3.1 Trazadores químicos. Se define como una sustancia química que no tiene componentes radiactivos y son conservativos, puesto que en general no interactúan con otros fluidos de la formación y se queda en el fluido de inyección. Están compuestos por aniones que son los más utilizados y cationes, los cuales tienden a reaccionar químicamente con arcillas.¹⁸ Este tipo de trazadores se caracteriza por no interferir con el flujo de fluidos. También por poder realizar pruebas con bajas concentraciones del componente y ser de fácil conducción. Además, su identificación es más sencilla puesto que se realiza por métodos analíticos como conductividad y espectrometría de elementos.¹⁹

2.3.1.1 Usos generales. En la **Cuadro 3**, presentado a continuación se dará a conocer algunos de los usos de trazadores químicos que se encuentran dentro de la industria del petróleo y de hidrogeología puesto que estas dos industrias trabajan en el monitoreo de la inyección de fluidos dentro de los pozos.

Cuadro 3. Uso de trazadores químicos

Campos de acción	Uso	Más información
Hidrogeología y petróleos	Este manual hace referencia al uso de trazadores químicos como colorantes y trazadores radiactivos, para la industria de la hidrogeología y en algunos casos aplicarlos a la industria del petróleo. Se emplean para medir velocidades del flujo y determinar el caudal total de la corriente que transporta agua ya sea como inyección o como producción.	Manual de prácticas de laboratorio de hidráulica. Realizado en la Universidad Nacional de Medellín, por Ramiro Marbello Pérez de la Escuela de Geociencias y Medio Ambiente. ²⁰

¹⁸ PÉREZ LÓPEZ, Germán; PATIÑO SÁNCHEZ, Julio y SANOS SANTOS, Nicolás. Metodología para el análisis de pruebas de trazadores entre pozos como herramienta complementaria en la caracterización de yacimientos. *En*: Revistas fuentes el reventón energético. Volumen 4, No. 2 (Sep, 2010); 5 p. ISSN: 1657 – 6527.

¹⁹ DELGADO DE TORRES, Op. cit., p 65.

²⁰ UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA SEDE MEDELLÍN. Manual de prácticas de laboratorio de hidráulica. [en línea]. <<http://www.bdigital.unal.edu.co/12697/68/3353962.2005.Parte%2013.pdf>> [citado el 10 de septiembre de 2017]

Cuadro 3. (Continuación)

Campos de acción	Uso	Más información
Hidrogeología y petróleos	Estudio realizado en el año 2015, para evaluar los trazadores químicos en un fluido de fractura base agua. Esta investigación tomo trazadores de sales inorgánicas y colorantes para que sirvieran en el fracturamiento hidráulico y pudieran realizar el pertinente estudio por medio de métodos de cuantificación y detección realizados in situ.	Evaluación de trazadores químicos en un fluido de fractura base agua goma guar. Realizado en la Universidad de Santander ²¹
Petróleos, comunicación entre pozos	La inyección de fluidos se usa como método para recuperación de hidrocarburos en la mayoría de pozos que se encuentra en la etapa final de la extracción por flujo natural. Una de las implementaciones de trazadores químicos se realizó en Venezuela con un piloto, donde se investigaba la factibilidad de la recuperación del factor de recobro por medio de inyección alterada entre agua y gas, la cual se implementó y se monitoreó por medio de trazadores químicos con el fin de verificar la validez del proceso de estudio.	WAG pilot at VLE field and IOR opportunities for mature fields at Maracaibo Lake. SPE – 72099 2001 ²² Monitoring WAG pilot at VLE field, Maracaibo Lake, by perfluorocarbon and fluorinated benzoic acids tracer SPE – 75259 2002 ²³

²¹ HERNÁNDEZ PARRA, José; PACHÓN CONTRERAS Zarith y CALDERÓN CARRILLO Zuly. Evaluación de trazadores químicos en un fluido de fractura base agua goma guar. En: Revistas fuentes el reventón energético. Volumen 13, No. 2 (Jul/Dic, 2015); 11 p.

²² ALVARES, Carlos; MANRIQUE, Eduardo y ALVARADO, Vladimir. WAG pilot at VLE field and IOR opportunities for mature fields at Maracaibo Lake. En: society of petroleum engineers (SPE). No. 72099 (Oct.,2001); p. 9

²³ ALVARES, Carlos; MANRIQUE, Eduardo y ALVARADO, Vladimir. Monitoring WAG pilot at VLE field, Maracaibo Lake, by perfluorocarbon and fluorinated benzoic acids tracer. En: Society of petroleum engineers (SPE). No. 75259 (abril.,2002); p. 9

Cuadro 3. (Continuación)

Campos de acción	Uso	Más información
Petróleos, productos finales de la refinería	El más reciente uso de este tipo de trazadores se ve reflejado en uno de los productos finales de las refinерías, que es la gasolina, puesto que en México se presenta un problema de hurto a los principales expendedores de este producto. Se analizará la posibilidad de implementar trazadores químicos con el fin de saber el origen y destino del combustible	Noticia tomada del periódico El Economista de México. ²⁴

Fuente. UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA SEDE MEDELLÍN. Manual de prácticas de laboratorio de hidráulica. [En línea]. <<http://www.bdigital.unal.edu.co/12697/68/3353962.2005.Parte%2013.pdf>>

2.3.1.2 Clasificación. Los trazadores químicos se clasifican de la siguiente manera como lo expone la ingeniera Sabag²⁵ en la tesis prueba de trazadores en la recuperación de hidrocarburo.

- **Orgánicos:** Este tipo de trazadores, está conformado por compuestos químicos que contiene carbono los cuales forman enlaces covalentes exceptuando carburos, carbonatos y los óxidos de carbono.²⁶ Esta división se compone en mayor proporción de los alcoholes, y son usados en pequeñas proporciones por etanol, metanol, iso-propanol y butanol.²⁷ Son usados para verificar la saturación de petróleo presente en un yacimiento, puesto que es soluble en los hidrocarburos líquidos y son fáciles de cuantificar a bajas concentraciones. Este tipo de trazador no se encuentra de manera natural en las formaciones productoras, pero se puede llegar a cuantificar en pequeñas proporciones en formaciones donde se ha realizado tratamiento de inhibidores de corrosión y anti incrustantes. Las concentraciones a las que se pueden llegar a medir en una cromatografía de gases son cercanas a 1 ppm.²⁸

²⁴ PERIÓDICO EL ECONOMISTA DE MÉXICO. Huachicoleros tiran hasta 45% de los ingresos de las gasolineras [en línea]. < <https://www.economista.com.mx/> > [citado el 29 de septiembre de 2017]

²⁵ RAMÍREZ SAGBAG, Op. cit., p. 15

²⁶ FIGUERA LOZADA, María. Análisis cuantitativo de pruebas de trazadores químicos como metodología de caracterización geoquímica de yacimientos de hidrocarburos. Trabajo especial de grado (licenciada en geoquímica). Caracas: Universidad central de Venezuela. 2016. 150 p.

²⁷ RAMÍREZ SAGBAG, Op. cit., p. 16

²⁸ DELGADO DE TORRES, Op. cit., p. 68

- **Iónicos:** La segunda división, se encuentran los trazadores inorgánicos los cuales son compuestos químicos con estructuras compuestas con carbono e hidrogeno.²⁹ Dentro de este grupo, se encuentra el uso de sales de sodio y de amonio, las cuales son compuestos ionizables, que dividen su carga en negativa (aniones) y positiva (cationes). La detección para estas sales esta dado en partes por millón (ppm), que depende de la salmuera que se esté usando y la salinidad del agua. Una de sus características es que no se descompone con facilidad por lo que no se pierde parte de su composición en la formación. Aunque uno de sus mayores inconvenientes es la presencia de estas sales de manera natural en los yacimientos, por lo que hay que realizar un diseño adecuado de la inyección.³⁰
- **Tintas:** La tercera división se encuentra las tintas o colorantes, los cuales son identificados por las trazas de clores que salen en los fluidos por los pozos productores. Son también llamados colorantes dentro de la literatura. Cuando se introduce este tipo de químico a los fluidos de inyección son detectables en concentraciones pequeñas y su rango se encuentra en partes por billón (ppb). Se caracterizan por que son fácilmente solubles, además son sustancias que se utilizan en yacimientos cársticos puesto que su eficiencia en yacimientos muy poroso o arcillosos no es muy buena. Para ser utilizados en recuperación secundaria, es necesario tener en cuenta que su tiempo de transito debe ser corto y la exposición a la roca sea mínimo.³¹

Además, de las tres divisiones vistas anteriormente, se encuentra muy a menudo trazadores químicos en estado gaseoso³², dentro de los que se encuentran los siguientes:

- Perflurometilciclopentanol (PDMCB): es uno de los trazadores gaseoso más estables que se usa en la comunicación entre pozos. Se caracterizan por tener niveles muy bajos de detección incluso más bajos que los trazadores radiactivos, no son tóxicos con el medio ambiente y de bajo costo.
- Perfluorodimetilciclobutano (PDMCB): es un trazador en estado gaseoso muy similar al anterior en cuanto el uso y los niveles de detección, además es fácil al momento de ser manipulado y no es reactivo.
- Gases de tipo Freón, dentro de los que se encuentran sulfuro de hexafluoridrico (SF6), halohidracarburos, perfluorocarbonos entre otros. Estos trazadores se restringieron hace unos años por destruir la capa de ozono y ayudar en los gases que provocan el efecto invernadero; se usaban en movimientos

²⁹ FIGUERA LOZADA, Op. cit., p. 10

³⁰ DELGADO DE TORRES, Op. Cit., p. 68

³¹ DELGADO DE TORRES, Op. cit., p. 66

³² RAMÍREZ SAGBAG, Op. cit., p. 16

subterráneos de los flujos de inyección y en los procesos de medición y prueba de trazadores entre pozos.

A continuación, en la **Tabla 4** y **Tabla 5** se recopilaron algunos de los trazadores más comunes usados en la industria petrolera con sus respectivas características, riesgos a la salud y concentraciones a las cuales se puede detectar el trazador.

En estas tablas solo se describen las divisiones de trazadores de tipo colorante y de tipo iónico; puesto que los orgánicos, siendo otra de las divisiones estipuladas anteriormente, se manejan en la industria petrolera como solventes y una pequeña fracción como trazador dentro de los que se encuentra metanol, etanol, iso-propanol y algunos otros alcoholes.³³

³³ DELGADO DE TORRES, Op. cit., p 70

Tabla 4. Cuadro de trazadores químicos colorantes comúnmente usados en la industria petrolera

Trazadores químicos colorantes					
Nombre del trazador	Para que o Cuando se usa	Características generales	Riesgos	Color o tintes	Detección
Uranina (U) Fluoresceína Sódica	Son comúnmente usadas como una ayuda para la detección de fugas durante las pruebas de presiones submarinas cuando se tienen pozos de gas o de petróleo. Y también se usan cuando se evalúan fluidos de fractura	Colorante, se fija en sustancias orgánicas, carbonosas, arcillas y reacciona con el CO ₂ . Pueden detectarse por medio de luz ultravioleta. Tiene buena retención en medio cárstica.	Inofensivo para la salud	Colorante fuerte, Rojo verde	A bajas concentraciones 10ppb a la vista y 2ppb con fluoroscopio.
Rhodamina B	Usado en aguas alcalinas, y no sufre tantos cambios al pH. No se disuelve a la luz, ni con las bacterias. Muy sensible a las arcillas.	Su fluorescencia varía con cambios de salinidad y con la temperatura de los sólidos suspendidos, pero no interfiere con el pH que se encuentra entre 5 y 10. Desde el 2004 la comunidad europea la categorizo como un compuesto toxico y la prohibió	Es toxico cuando entra en contacto con los nitritos y produce células cancerígenas	Colorante fuerte, rojo violeta	Se pueden encontrar estudios donde las concentraciones estén alrededor de los 10 ppm pero a este rango es toxico

Tabla 4. (Continuación)

Trazadores químicos colorantes					
Nombre del trazador	Para que o Cuando se usa	Características generales	Riesgos	Color o tintes	Detección
Rhodamina WT	Es usado en aguas donde tiene baja absorción a los sólidos suspendidos	Usado en aguas alcalinas, y no sufre tantos cambios en el pH. No se disuelve con la luz, ni con las bacterias. Se comporta de manera estable en las arcillas.	Es toxico cuando entra en contacto con los nitritos y produce células cancerígenas	Colorante fuerte, rojo -violeta	Para concentraciones mayores a 10 ppm no es toxico para el medio ambiente.
Eosina	Se usan ya que tiene una importante interacción con las arcillas de la formación	Usado en medios intersticiales o de fisuras. Inestable a la luz	Es toxico en altas concentraciones	Colorante fuerte, rojo	Espectrofluorimetria hasta 0.1 ppb y cromatografía 0.25 ppb
Amidorhodamina G Solforhodamina G	Se usa para mapear los cursos de agua, verificar conexiones hidráulicas y analizar los tiempos de tránsito.	Usado comúnmente en medios cársticos. Es estable a la luz, maneja un pH entre 5 y 9. Tiene mala retención cuando los acuíferos son muy porosos	Es toxico en elevadas concentraciones	Colorante entre, rojo -rosa.	Espectrofluorimetria has 0.005 ppb y cromatografía 0.02 ppb.

Fuente. DELGADO DE TORRES, Carlos. Investigación de métodos de recuperación secundaria en yacimientos cársticos complejos en presencia de acuífero activo infinito. España, 2015, 66 p. Modificado por autor.

Tabla 5. Cuadro de trazadores químicos iónicos comúnmente usados en la industria petrolera

Trazadores químicos iónicos			
Nombre del trazador	Para que o cuando se usa	Riesgos	Detección
Cloruro Sódico	Se altera en contacto con formación arcillosa y modifica la permeabilidad. El análisis químico se da por la conductividad de la sal	No es toxico	Se detecta el electrodo específico hasta de 1 ppm. Espectrometría hasta 0.1 ppm
Cloruro Cálcico	Le da mayor densidad y viscosidad al agua, variando las características del flujo. Y se usa cuando se quiere inhibir el hinchamiento de las arcillas en los fluidos de perforación	No es toxico	Dependiendo la cantidad de sustancia requerida para aumentar la densidad de los fluidos.
Cloruro de Litio	Es un catión que interactúa menos con las formaciones	No es toxico, en bajas concentraciones.	Fácil detección con fotómetro de llama hasta 1ppb
Hidróxido de litio	Se fija en las arcillas y se utiliza más en distancias cortas	No es toxico pero en su manipulación se protege los ojos	Espectrometría de llama hasta 1ppb
Dicromato Sódico	Es bastante soluble , su uso es controlado y restringido	El cromo es toxico en bajas concentraciones,	Se determina colorimétricamente con difenil carbacida hasta 0.0002 ppm
Yoduro Potásico	Presenta baja retención en los medios cársticos, aunque tiende a ser absorbido por la actividad microbiológica presente.	No es toxico pero en su manipulación se protege los ojos	Electrodo específico en concentraciones de 10 ppb
Tiocianuro	Si los yacimientos se encuentran hierro libre reacciona con estos. El más usado es Tiocianuro de sodio. Se puede encontrar naturalmente en aguas de formación y no tiene absorción en las rocas	No es toxico en pequeñas cantidades pero siempre que haya contacto con las sustancias lavar con abundante agua y recibir atención medica	Cromatografía en concentración de 0.1 ppm y una técnica colorimétrica se puede tener algunas ppm

Fuente. DELGADO DE TORRES, Carlos. Investigación de métodos de recuperación secundaria en yacimientos kársticos complejos en presencia de acuífero activo infinito. España, 2015, 63 p. Modificado por autor.

2.3.1.3 Ventajas y desventajas. Para los trazadores químicos, las ventajas y desventajas más comunes que se encuentran abarcan temas económicos, riesgos ambientales y riesgos a personas entre otros; como se evidencian en la **Cuadro 4** que aparece a continuación

Cuadro 4. Ventajas y desventajas de trazadores químicos

Ventajas	Desventajas
Su costo es bajo en comparación con los trazadores radiactivos.	Algunos de los trazadores químicos que tengan el componente haluro, aumentan el costo del proyecto puesto que es necesario tener más producto
No presenta riesgos radiológicos para su uso y manipulación	Es necesario contar con instrumental necesario el cual es complejo y de alto costo para poder realizar las pruebas necesarias con trazadores químicos.
Es de fácil adquisición, no es costoso el transporte y no requiere altos blindajes para su protección	Al tener contacto con otras sustancias químicas en el transporte puede generar reacciones
Es de fácil manipulación cuando se realiza la inyección en el yacimiento	Son propensos a tener intercambios iónicos que produzca reacciones con el yacimiento o pérdidas de trazador cuando ocurre adsorción con el mismo
Los límites de detección para este tipo de trazadores son representativamente bajos	Pero es necesario realizar muestras consecutivas y representativas para poder caracterizar el yacimiento y realizar el pertinente estudio

Fuente. GARCÍA SANDOVAL, Ileana. Pruebas de trazadores químicos en la estimación de la saturación de aceite residual. México D.F. 15 p. Modificado por autor

2.3.2 Trazadores radioactivos. Esta división es la segunda más importante para efectos de este proyecto. Y se conocen como sustancias químicas que contiene isotopos radioactivos que al contacto con otras sustancias de inyección pueden dar patrones de flujo y movimiento dentro de un yacimiento. Estos son detectables por medio de la energía emitida de rayos gamma y de rayos beta.³⁴ Dentro de la industria se puede encontrar en estado, líquido o gas, dependiendo el proceso en el cual se emplee.

2.3.2.1 Usos generales. Los trazadores radioactivos son usados en la industria del petróleo desde los años sesenta y abarca casi en todos los procesos que se realizan dentro de la industria como se dará a conocer en la **Cuadro 5**. Todo isótopo radiactivo puede ser utilizado como trazador radiactivo del elemento químico al cual pertenece.³⁵

³⁴ VASQUEZ, Op. cit., p 47

³⁵ PÁEZ SILVA, Op. cit., p 58

Cuadro 5. Uso de trazadores radioactivos

Campos de acción	Uso
Exploración	Los trazadores radioactivos son empleados desde la búsqueda de formaciones con contenido de agua o de hidrocarburos por medio de sondeos que capturen la energía intensa de la emisión de rayos cuando entren en contacto.
Perforación y producción	Los trazadores son usados para verificación del completamiento de pozo, determinar los perfiles de inyección y producción teniendo en cuenta la comunicación entre estos. Se implementan en la recuperación secundaria de hidrocarburos por medio de proyectos donde se inyecte agua y en proyecto de inyección de gas. ³⁶
Refinación	Los trazadores miden intervalos de circulación y velocidad, que son indicadores fundamentales en las unidades de craqueo.
Transporte de hidrocarburos	Se utilizan para verificar las obstrucciones generadas en ductos estrechos. Además, para verificar el control de suministro y entrega en cada una de las estaciones de servicio a las cuales se transporte el hidrocarburo.

2.3.2.2 Clasificación. Los trazadores radioactivos se clasifican principalmente en cuatro grupos descritos a continuación:

- **Isotopos estables:** Como afirma la ingeniera Sabag³⁷, en su estudio de pruebas con trazadores para la recuperación de hidrocarburo. Los isotopos son núcleos considerados estables mientras que no se transmuten en 10^{21} años, pero si se pueden transmutar basados en otras condiciones. Dentro de los elementos químicos conocidos se encuentran 118, de los cuales 92 existen en la naturaleza y el resto son adquiridos de forma artificial.

Cuando se habla de isotopos se hace referencia a que los átomos del elemento en cuestión, tiene mismo número atómico pero distinto número másico, lo que se refiere a tener cantidades iguales de protones y por tanto idénticas propiedades químicas, pero distinto número de neutrones y diferentes propiedades físicas.

³⁶ PÉREZ LÓPEZ, Op. cit., p 2

³⁷ RAMÍREZ SAGBAG, Op. cit., p. 14

- **Trazadores activables:** Son trazadores con compuestos estables que tiene una parte química y un elemento radioactivo detectable mediante un análisis de activación la cual se puede generar por irradiación. Es importante que este elemento tenga características apropiadas para que no se absorba, adhiera o reaccione con el medio en el cual es inyectado. Se emplea fundamentalmente para monitorear el desplazamiento de residuos sólidos y sedimentos en un medio.³⁸
- **Trazadores artificiales:** Para obtener este tipo de trazadores, se bombea una gran cantidad de núcleos pertenecientes a fuentes radioactivas, que al pasar por los aceleradores de partículas o reactores nucleares se transforman en una fuente importante de neutrones y generan una gran cantidad de radioisótopos, que al tener la energía suficiente se penetra el núcleo generando una desestabilización y por ende su desintegración radiactiva.³⁹
- **Trazadores naturales:** Este tipo de trazadores se encuentra presente en la naturaleza, se pueden encontrar en aguas existentes incluyendo la de los yacimientos puesto que son componente que se encuentran disueltos. Además, pueden tener origen de cuatro formas: la primera es encontrarlos en la corteza terrestre como radioisótopos de ^{40}K y de ^{87}Rb y cadenas radioactivas de (^{235}U , ^{238}U , ^{232}Th). La segunda forma de obtenerlo es por la radiación cósmica que se realiza en la atmósfera con los gases que ahí se encuentran. La tercera forma es por las exposiciones nucleares que han tenido los radionúclidos y la última forma es por la contaminación que se genera a las aguas superficiales como subterráneas cuando han tenido alguna exposición directa a los desechos radiactivos.

A continuación, se encuentra la **Tabla 6**, donde se clasifican los distintos trazadores radioactivos para uso como trazadores en la industria petrolera; esta tabla esta subdividida en: tiempo de duración, donde hace referencia al tiempo que dura la emisión de rayos ya sea gamma o beta, la emisión de rayos que se detecta en mico electrón voltio, su uso y características generales.

³⁸ MAURE VALDEZ, Op. cit., p. 31

³⁹ MAURE VALDEZ, Op. cit., p. 29

Tabla 6. Cuadro de trazadores radiactivos comúnmente usados en la industria petrolera

Nombre Trazador	Abreviatura	Nombre común	Tiempo de duración	Emisión de rayos (MeV)	Uso	Características generales
Tritio	H-3	Agua tritiada	12.33 años	Beta Puro-baja energía 0.0186	Para inyección de agua	Grado de toxicidad bajo Es muy económico No requiere blindajes especiales para su transporte ni manipulación.
Iodo 131	I-131	Yoduro de sodio o de metilo o trioleina	8.041 días	Beta 0.61 Gamma 0.364-0.367	Se aplica en fugas de pozos subterráneos y en la comunicación entre pozos Mide el perfil de tránsito del fluido	Es un radioisótopo artificial Fácil manejo y transporte
Iodo- 125	I-125	Yoduro de sodio	59.7 días	Gamma 0.0354	Se usa para proyectos de mediana duración.	Comportamiento es semejante al I-131 Se encuentra presente en la naturaleza y se puede producir artificialmente
Bromo-82	Br-82	Bromo benceno o Bromuro de metilo (medio hidrocarburo) Bromuro de amonio (medio acuoso).	35.5 horas	Gamma 0.554-0.776-0.619	Determinar los canales preferenciales del flujo de fluidos cuando se realiza la inyección Realizar pruebas de fugas en oleoductos.	No existe en agua natural y no es retenido por el suelo. Es aplicado para hidrocarburos y en medios acuosos tiende a formar bromuro de amonio. Desventaja: requiere altos blindajes para su transporte y el manejo es delicado
Cobalto-60	Co-60	Hexacianuro de cobalto	5.27 años	Beta 0.318 Gamma 1.332-1.173	Localización de obstrucciones en tubería, oleoductos y en formaciones.	Buen comportamiento en aguas subterráneas. Se retiene en materiales arcillosos o silicios Requiere de blindajes altos y manejos delicados.

Tabla 6. (Continuación)

Nombre Trazador	Abreviatura	Nombre común	Tiempo de duración	Emisión de rayos (MeV)	Uso	Características generales
Iridio-192	Ir-192	Hexacloruro de iridio	74.2 días	Beta 0.666-0.535 Gamma 0.316-0.468	Se utiliza para verificar las soldaduras de las tuberías, también se usa como radiografía industrial para refinerías de petróleo, transporte de gas natural entre otros	No puede mezclarse con sulfatos, fosfatos, oxalatos por que pierde la detección Es parte de los isotopos artificiales Ventajas: transporte fácil no requiere grandes blindajes Desventajas tiene riesgos para la exposición interna y externa de los seres humanos y causa daños en áreas expuestas.
Oro-198	Au-198	tricloruro de oro (Cl ₃ Au-198)	2.7 días	Gamma 0.411	En perforación de pozos para la búsqueda de petróleo y en procesos de recuperación secundaria de petróleo y en la producción incremental	Es uno de los materiales más dúctiles y maleables, puede ser algo volátil cuando se encuentra por debajo del punto de ebullición y es un buen conductor de calor y electricidad.
Antimonio 124	Sb – 124		60 días	Gamma 0.603 – 1.692	Se usa para registros de producción en los que se puede evidenciar procesos como fracturación hidráulica, cementación o detección de pérdidas de circulación, y además se implementa como trazador en los oleoductos	Se caracteriza por ser un isotopo radiactivo artificial.

Tabla 6. (Continuación)

Nombre Trazador	Abreviatura	Nombre común	Tiempo de duración	Emisión de rayos (MeV)	Uso	Características generales
Kriptón -85	Kr- 85		10.76 años	Beta 0.687	Trazadores usados en gas, también se realizan experimentos con este trazador para la inyección de vapor	Como es soluble en gas y en agua se puede determinar la edad de las aguas subterráneas

Fuente. DELGADO DE TORRES, Carlos. Investigación de métodos de recuperación secundaria en yacimientos kársticos complejos en presencia de acuífero activo infinito. España, 2015, 63 p. Modificado por autor.

2.3.2.3 Ventajas y desventajas. Como todo producto que se utiliza en cualquier industria y en este caso los trazadores tienen ciertas ventajas y desventajas que controlan su uso, el nivel económico en cuanto a precios, la disponibilidad de adquirirlos entre otras; como se puede evidenciar en el **Cuadro 6**.

Cuadro 6. Ventajas y desventajas de trazadores radioactivos

Ventajas	Desventajas
Los trazadores radiactivos son fáciles de detectar aun cuando sus concentraciones sean muy bajas.	Se debe disponer de personal capacitado para la manipulación de estas sustancias y así minimizar riesgos.
Se tiene la posibilidad de medir concentración de radiactivos in situ	Son costosos los equipos con los que se realiza la detección del trazador radiactivo en campo.
Al contacto con el fluido a inyectar tiene la posibilidad de marcar grandes volúmenes.	Se tiene en cuenta que los volúmenes marcados con trazador no generen cambios en los sistemas biológicos o medioambientales.
Al poder obtener gran variedad de radioisótopos, hace factible que casi siempre se pueda encontrar al menos uno que sea adecuado para la investigación a realizar.	Los trazadores radiactivos no son compuestos que se encuentren muy seguidos, por lo que la disponibilidad de obtenerlos toma tiempo y dinero.
Su detección no depende de condiciones como presión y temperatura.	Para la detección se tiene que tener la disponibilidad de los instrumentos especiales puesto que para cada compuesto se detectan con una herramienta diferente.
En la escala de contaminación se encuentra en media puesto que tiene parte química y parte reactiva.	Es necesario disponer de permisos especiales para el manejo de esta sustancia aun cuando se ha realizado el trabajo y este a punto de desecharse.
Requieren muy poco tiempo de inyección, los yacimientos poseen nada o muy bajas concentraciones de ellos y son muy fácilmente detectables en los pozos productores debido a la emisión de partículas.	Hay que realizar un buen estudio porque el poco tiempo de inyección puede ser por canalizaciones preferenciales de fluido

Fuente. VASQUEZ, Dayne y MONTEROLA, Yusi. Uso de trazadores radiactivos en el monitoreo de la inyección de agua para la producción de hidrocarburos. Caracas, 2012, 49-50 p.

2.3.3 Estado de agregación. De igual manera se encuentra esta división la cual presenta dos estados de agregación: los acuosos, donde se tiene compuestos líquidos o solubles en agua; dentro de los que se encuentran sales inorgánicas y algunos compuestos orgánicos como alcoholes. Y como segunda subdivisión los

trazadores gaseosos, se encuentran en este estado cuando tienen la presión y temperatura del yacimiento. Sin embargo, al cambiar estas condiciones pueden pasar a estado líquido. En general la técnica de componentes en estado gaseoso no es muy común, puesto que falta investigación de técnicas analíticas, sencillas y sensibles para este tipo de componentes.⁴⁰

2.3.4 Comportamiento en el yacimiento. Se divide en tres subgrupos: el primero es conservativo, pertenece a las estructuras químicas que no generan ningún tipo de reacción, desde el proceso de inyección hasta el arribo; son compuestos de fase acuosa que tienen el mismo movimiento, velocidad y dirección del fluido inyectado. El segundo grupo son los trazadores de partición, los cuales dependiendo su estructura son solubles o parcialmente solubles en los fluidos inorgánicos que se encuentren en el yacimiento; son los únicos compuestos que tiene método analítico, por medio del coeficiente de partición que depende de las propiedades de los fluidos dentro del yacimiento como: temperatura, tipo de crudo y presión. Por último los trazadores activos se caracterizan por tener una estructura dividida en dos, una parte permanece inerte y la otra al entrar en contacto con los fluidos del yacimiento genera hidrólisis⁴¹ (formación de un ácido o base a partir de la combinación de una sal y agua, que al contacto con la roca produce el lavado de las sustancias como: mica, sílice, feldespatos y cualquier otro elemento, dando como resultado la formación de minerales arcillosos y residuos metálicos arenosos)⁴²

2.4 TRAZADORES USADOS EN LA INYECCIÓN DE AGUA

Como se describe al principio del capítulo, el campo brisas cuenta con inyección de agua como mecanismo de recuperación secundaria. Los siguientes trazadores expuestos en el **Cuadro 7**, sirven como ejemplo para cuando se inyecta agua en el fluido de inyección

⁴⁰ FIGUERA LOZADA, Op. cit., p. 11

⁴¹ FIGUERA LOZADA, Op. cit., p. 11

⁴² LAINFIESTAS LÓPEZ, Roberto. Análisis mediante la termo gravimetría de dos caolines, para la obtención de meta caolín por activación térmica. Guatemala, 2010, 19 h. Trabajo de grado (ingeniero químico). Universidad san Carlos de Guatemala. Facultad de ingeniería.

Cuadro 7. Trazadores específicos para inyección de agua

Trazador	Características
FBA ácidos fluorobenzoicos	Los fluorobenzoicos hace parte de una extensa familia, la cual se compone de aproximadamente 16 divisiones y se encuentran dentro de la familia de los trazadores químicos orgánicos. Se pueden medir por medio de una misma cromatografía GC-MS en concentraciones que van de 1 ppm a 25 ppm. Son usados cuando en el campo se realizara una prueba de multitrazado con varios pozos inyectoros y productores ⁴³ . Además, son térmicamente estables dentro del rango de temperatura entre 250 y 350 °F. Es uno de los materiales que no sufre absorción y adsorción con el medio en el cual fluye. Algunos de los componentes (trifluorobenzoico) pertenecientes a esta familia interactúan con la fase oleosa en un alto grado por lo que son capaces de retenerla ⁴⁴
Cloro-benzoico	La implementación de estos trazadores dentro de la industria petrolera se basa en el fracturamiento de dolomitas donde se diseñan pruebas para evaluar el proceso de difusión de la matriz en medios fracturados y permeables ⁴⁵
Boro	El boro es un elemento usado cuando se mide la saturación de agua y el movimiento de la misma en la tubería de revestimiento y en la formación. Para determinar la presencia en el pozo de este compuesto se detecta por medio de una herramienta PCN la cual monitorea en cambio de la radiación gamma de la formación debido al cambio que presenta con el boro ⁴⁶

Fuente. MEIGS, Lucy and BEAUHEIM, Richard. Pruebas de trazadores en una dolomita fracturada [en línea] <<http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1029/2000WR900335/epdf>> [citado en 22 de noviembre de 2017].

⁴³ DELGADO DE TORRES, Op. Cit., p.70

⁴⁴ ZEMEL, B. Tracer in the oil field. Amsterdam: Elsevier Science. 1995

⁴⁵ MEIGS, Lucy and BEAUHEIM, Richard. Pruebas de trazadores en una dolomita fracturada [en línea] <<http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1029/2000WR900335/epdf>> [citado en 22 de noviembre de 2017].

⁴⁶ZEMEL, B, Op. cit., p. 310

2.5 TRAZADORES EN COLOMBIA

El uso de los trazadores en Colombia es un tema complejo y de muy difícil acceso como se estipula en el documento titulado Metodología para el análisis de pruebas de trazadores entre pozos como herramienta complementaria en la caracterización de yacimientos. Donde dicen que “en Colombia son muy contados los estudios realizados mediante la utilización de esta técnica debido a la falta de literatura especializada y al relativo alto costo que presenta implementar esta tecnología de inyección del trazador. Son embargo, desde 1999 se viene adelantando estudios de caracterización de yacimientos mediante la inyección de trazadores de gas, en los campos Cusiana y Ciguapa con el fin de monitorear el movimiento y distribución de los fluidos inyectados mientras se mantiene la presión del yacimiento.”⁴⁷

Adicional a lo anterior, en el Ministerio de Minas y Energía cuenta con unos documentos que soportan la protección y seguridad radiológica de los componentes radioactivos ya sea para uso industrial o el uso médico, con el fin de contar con criterios específicos, para así poder controlar y prevenir accidentes que atenten contra la salud de la población y la protección del medio ambiente.⁴⁸

En el **Cuadro 8** se dará a conocer las normas que se encuentran vigentes en Colombia para elementos radioactivos y la definición general para que sirve y como se rige.

Cuadro 8. Reglamentación de protección y seguridad radiológica en Colombia

Reglamento	Descripción
Resolución 181434 de 2002	En la cual se basa el cumplimiento adquirido como Estado miembro del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) el 5 de diciembre de 2002. Adicionalmente, se adopta la reglamentación para la protección y seguridad radiológica donde se realiza el marco fundamental para el uso de los elementos radiactivos en las condiciones mínimas para no exponer al medio ambiente y a los seres humanos a las radiaciones ionizantes que estos productos puedan generar. Con el fin de cumplir lo estipulado en la legislación internacional como en la nacional

⁴⁷ PÉREZ LÓPEZ, Op. cit., p. 2

⁴⁸ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamentación en materia nuclear [en línea]. <<https://www.minminas.gov.co/reglamentacion-nuclear1>> [citado en 5 de octubre de 2017]

Cuadro 8. (Continuación)

Reglamento	Descripción
Resolución 181682 de 2005	Esta norma se realizó el 9 de diciembre de 2005 donde estipula el reglamento necesario para realizar el transporte de materiales radiactivos dentro del territorio colombiano
Resolución 180052 de 2008	Esta resolución se basa en el sistema de categorización de las fuentes radioactivas teniendo en cuenta lo estipulado por el código de conducta que trata sobre la seguridad tecnológica y física de fuentes de radiación. Esta resolución se generó el 21 de enero de 2008 donde adopta proveer un sistema sencillo para clasificar las fuentes radiactivas en función al daño que puede ocasionar en la salud humana; además, aportar criterios como propiedades físicas de la fuente, actividad en la que fue usada y forma en la que se usó, para así poder determinar si son sustancias peligrosas o no.
Resolución 90874 de 2014 Resolución 41226 de 2016	La resolución 90874 fue adjudicada el 11 de agosto de 2014, pero tubo ciertas modificaciones por lo que se realizó la resolución 41226 del 16 de diciembre de 2016. Lo que se estipula en las dos resoluciones es dar las autorizaciones disponibles para empleo de fuentes radiactivas que deben ser otorgadas por el Ministerio de Minas y Energía o la entidad delegada para este trámite. Además, establece condiciones y requisitos mínimos que se debe cumplir para poder obtener la autorización y por ende da la potestad al ente regulador, a que se realicen inspecciones dentro de las instalaciones que empleen estos fuentes radiactivas con el fin de dar vigilancia y control.

Cuadro 8. (Continuación)

Reglamento	Descripción
Resolución 180005 de 2010 Resolución 41178 de 2016	Estas resoluciones se basan en la gestión de desechos radiactivos en Colombia. La resolución 180005 estipula que el principal objetivo es establecer un reglamento de responsabilidad a todas las personas del territorio colombiano que tengan contacto con los desechos radiactivos relacionados con las aplicaciones industriales o de cualquier otra aplicación. Además, cuenta con una clasificación según su concentración y periodo de desintegración basados en la seguridad que se debe tener a largo plazo. Cuenta también con cuadros donde se puede verificar las concentraciones con las que se pueden verter estos compuestos ya sea a las alcantarillas o ríos y las emisiones gaseosas que se realizan por año de estos contaminantes. La resolución 41178, es una modificación de la resolución anteriormente expuesta

Fuente. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamentación en materia nuclear para el territorio colombiano [en línea]. <<https://www.minminas.gov.co/reglamentacion-nuclear1>> [citado en 30 de octubre de 2017].

Para los trazadores químicos su normatividad en Colombia sigue siendo escasa y difícil de obtener, puesto que no se tiene documentos precisos que hagan referencia al uso, al monitoreo o al transporte de solo trazadores en la industria petrolera. Por otro lado, como los trazadores químicos vienen siendo sustancias puras o compuestos hechos de materiales químicos, se podría obtener ciertas reglamentaciones que rigen en Colombia para las actividades anteriormente expuestas.

Dentro de la **Cuadro 9** Se da a conocer algunos de los documentos que podrían usarse como soporte para poder darle manejo a trazadores químicos en Colombia.

Cuadro 9. Reglamentación para uso de compuestos químicos

Reglamentación	Descripción
Decreto 1295 de 1994	Fue expedido por el Ministerio de Trabajo y Seguridad Social. Hace énfasis en determinar de manera general los riesgos profesionales tales como manejo, procesamiento y distribución de sustancias químicas entre otras actividades, que pongan en riesgo la salud y bienestar de los trabajadores. Además, cuenta con una revisión especial donde se lleva a cabo informes periódicos que describan el uso que se le da a las sustancias químicas dentro de las empresas para llevar un control y poder cumplir con lo que especifica la ley.
Ley 55 de 1993	Se enfoca en tratar la seguridad en la utilización de productos químicos en el trabajo. Teniendo en cuenta que abarca todas las actividades laborales que podría exponer a los trabajadores a un determinado material o mezcla de productos químicos.
Norma Técnica Colombiana (NTC)	Cuenta con los parámetros descritos para el transporte de sustancias químicas y con las referencias necesarias para desarrollar las hojas o fichas técnicas de cada uno de los componentes químicos que se encuentren dentro del territorio
Decreto 1609 de 2002	Se basa en los aspectos generales que se deben tener en cuenta a la hora de transportar sustancias químicas por medio automotriz dentro del territorio nacional; con el fin de minimizar los riesgos garantizando la vida y el medioambiente. Además, cuenta con anexos para determinar el rotulado y etiquetado de las sustancias según la actualización realizada.

Fuente. ALCALDIA MAYOR DE BOGOTA. Decreto 1295 de 1994 [en línea] <<http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=2629>> [citado en 20 de septiembre de 2017].

Como se describió en los cuadros anteriores se deduce que en Colombia no hay reglamentación específica para el uso de trazadores tanto químicos como

radiactivos en la industria petrolera. Pero si se tiene documentos escritos donde se puede interpretar un trazador o marcador como una sustancia química o radiactiva que se monitoreada en el territorio colombiano y se le realiza el control pertinente para su uso, transporte o como desecho en cualquiera de las industrias donde se valla a implementar.

En el capítulo siguiente se hará énfasis en conocer y describir detalladamente las propiedades petrofísicas de la roca y fisicoquímicas de los fluidos. Con el fin de obtener la información específica de las variables que contrarrestan la implementación de ciertos trazadores por el hecho de que generan reacciones que no permiten realizar el proceso de comunicación entre pozo inyector y pozo productor del Campo Brisas.

3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO Y FISICOQUÍMICAS DE LOS FLUIDOS EN EL CAMPO BRISAS

Este capítulo hace referencia a la descripción de parámetros que ayudan a conocer el comportamiento del yacimiento en su totalidad, donde directamente se relaciona con la producción del mismo. Las características petrofísicas son de gran importancia en el momento del estudio de un reservorio puesto que define las propiedades químicas y físicas de las rocas y de los fluidos contenidos en ellas de forma muy general, por otro lado, las características fisicoquímicas se determinan tomando muestras de fluidos en el fondo o en la superficie del pozo para luego ser analizadas en el laboratorio o determinadas por conocimiento empírico mediante correlaciones.

Estas propiedades del mismo modo dan a conocer su importancia tomando en cuenta aspectos que conducen a la predicción del comportamiento de la recuperación de aceite en la inyección de agua, ya que al utilizar la recolección de estos datos se estudian los diferentes patrones de inyección, estiman su inyectividad, se escoge la localización de los pozos de inyección de agua, y recomiendan los pozos de desarrollo adicionales, donde a su vez establece la rentabilidad con una proyección económica de la inyección de agua.

3.1 DESCRIPCIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO

Las características petrofísicas de un yacimiento definen las propiedades de las rocas y la relación de estas con los fluidos que contienen en estado estático y que pueden ser medidas o evaluadas con el análisis de núcleos en el laboratorio, donde están sujetas a la destreza con la que pueda fluir el hidrocarburo a través del sistema poroso.

Las propiedades petrofísicas descritas a continuación se tienden a identificar como propiedades básicas y propiedades especiales donde cada una representa un valor significativo para dar a conocer más el yacimiento.

3.1.1 Propiedades Básicas. Estas propiedades son muy importantes a la hora de definir un yacimiento, puesto que interfieren en la toma de decisión, teniendo en cuenta que dan a conocer factores primordiales como la producción y perforación, como se describen a continuación

3.1.1.1 Porosidad. Es la característica más conocida de un yacimiento, y se define como la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca. La recuperación total de petróleo de un yacimiento es una función directa de la porosidad, ya que ella determina la cantidad de petróleo presente para cualquier porcentaje de saturación de petróleo dado⁴⁹. Se puede calcular como se evidencia en la **Ecuación 1**.

Ecuación 1. Calculo de la Porosidad

$$\emptyset = \frac{Vp}{VT} = \frac{VT - Vs}{VT}$$

Fuente. ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto. Propiedades de los fluidos de yacimiento. En: Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Neiva – Huila, universidad surcolombiana, 2000. p. 48

En donde:

\emptyset = Porosidad (%)

Vp = Volumen Poroso entre los granos.

VT = Volumen total.

Vs = Volumen real de los granos.

La porosidad se puede dividir de dos formas:

- **Porosidad Absoluta:** Es la fracción del espacio total con respecto al volumen total de la roca independientemente que los poros estén interconectados entre sí o no, la falta de comunicación entre los poros permite que una roca pueda tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad o fluidos.
- **Porosidad Efectiva:** Es la fracción entre el volumen de poros interconectados con el volumen total; es decir solo se consideran los poros interconectados. Este tipo de porosidad es una función de muchos factores litológicos, algunos son: tamaño y empaque de los granos, cementación, cantidad y clases de arcilla, etc.

Teniendo en cuenta las definiciones anteriormente mencionadas esta propiedad puede ser determinada por medidas directas o indirectas que pueden ser perfiles de pozos o a través de técnicas de medición en el laboratorio, y que se muestran en **Cuadro 10** y el **Cuadro 11**.

Medidas Directas: En el laboratorio, estas técnicas de medición consisten en determinar dos de los siguientes tres parámetros: volumen total, volumen poroso y volumen de los granos, y para ello se utilizan tapones de núcleos de roca con un diámetro entre 25 – 40 milímetros obtenidos durante la perforación del pozo.

⁴⁹ UNIVERSIDAD DE ORIENTE. Propiedades Petrofísicas. p1

Cuadro 10. Medidas directas para obtención de Porosidad

Medición	Descripción
Determinación del volumen total	Se puede calcular por medición directa cuando las muestras presentan formas regulares y cuando se presenta en formas irregulares el procedimiento usualmente utilizado radica en la determinación del volumen de fluido desplazado por la muestra.
Determinación del volumen de los granos	En este método la muestra es consolidada y se extraen los fluidos con un solvente que evapora, donde el Método de Melcher - Nuting, el Método del porosímetro de Stevens y Densidad promedio de los granos son los métodos principalmente aplicados.
Determinación del volumen poroso efectivo	Este método mide el volumen poroso efectivo para determinar el volumen poroso, con métodos como inyección de mercurio, método del porosímetro de helio o método de saturación de Barnes que realizan medición de la porosidad basándose en la introducción o extracción de fluidos en el espacio poroso.

Fuente. ANGEL DA SILVA. Propiedades de la roca Yacimientos, procedimientos para medir porosidad [en línea] <<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2012/09/procedimientos-para-medir-la-porosidad.html>> [citado en 10 de septiembre de 2017]

Medidas Indirectas: Registros de pozo, la porosidad se puede determinar a través de mediciones de registros donde no solo se depende de esta propiedad, sino que también de información de la formación como la litología de la roca; por lo tanto, los valores de porosidad se pueden obtener a partir de mediciones realizadas con estos registros, la geometría del pozo y los fluidos presentes en el espacio poroso también pueden ser necesarios. Se puede obtener mediante un registro o una combinación de varios de estos; estos registros son:

Cuadro 11. Medidas indirectas para obtención de Porosidad.

Registro	Descripción
R. Sónico	Este registro mide lo que tarda una onda acústica en viajar a través de un pie de la formación en microsegundos, por un camino paralelo a la pared del pozo.
R. de Densidad	Este perfil obtiene valores de porosidad por medio de densidad de electrones de material de formación limpio y saturaciones de líquidos.
R. Neutrón	Este registro responde a la existencia de átomos de hidrogeno, debido a que es muy similar el contenido de volumen del agua y del petróleo con la cantidad de hidrogeno por unidad.

Fuente. JIMMY GRF. Propiedades petrofísicas de las rocas. [En línea] <<https://es.slideshare.net/jimmybig87/propiedades-petrofisicas-de-las-rocas-grupo-2>> [citado en 10 de septiembre de 2017]

Cabe resaltar que la importancia de esta propiedad se enfoca en que es uno de los parámetros más usados para la extrapolación de otras variables del yacimiento, como lo vimos anteriormente; de las cuales tradicionalmente no se cuenta con mediciones continuas tipo registro. La porosidad también es uno de los parámetros de entrada de determinación volumétrica de hidrocarburos, OOIP (Original Oil in Place).

3.1.1.2 Permeabilidad. Es la capacidad que tiene una roca para permitir que los fluidos que están contenidos en ella, se muevan a través de los poros interconectados. Que una roca sea porosa no quiere decir que sea permeable, es decir, esta propiedad se relaciona directamente con la porosidad efectiva.

Según la Ley de Darcy (1856) la permeabilidad se puede calcular como se describe en la **Ecuación 2**:

Ecuación 2. Calculo de la Permeabilidad - Ley de Darcy

$$V = \frac{q}{A} = \frac{k}{\mu} * \frac{\delta P}{\delta L}$$

Fuente. ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto. Propiedades de los fluidos de yacimiento. En: Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Neiva – Huila, universidad surcolombiana, 2000. p. 62

En donde:

V= Velocidad Aparente de flujo (cm/s)

q= Tasa de flujo (cm³/seg)

A= Área perpendicular al flujo (cm²)

K= Permeabilidad (mD)

μ = Viscosidad (cPs)

δP = Gradiente de Presión en la dirección del flujo (atm/cm)

La permeabilidad se puede dividir de tres formas como se describe a continuación:

- **Permeabilidad Absoluta:** se define como la capacidad de una roca que permite el flujo de fluidos que existe en una sola fase, es decir, que satura el medio poroso 100%.
- **Permeabilidad Efectiva:** se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo cuando está presente más de una fase en el medio poroso. Esta permeabilidad es función de la saturación y es menor que la permeabilidad absoluta.
- **Permeabilidad Relativa:** se define como la relación entre la permeabilidad absoluta y la permeabilidad efectiva. También esta permeabilidad es en función de la saturación.

Para la determinación del coeficiente de permeabilidad existen diferentes procedimientos que pueden ser medidas directas o indirectas como se explicara a continuación.

Medidas Directas: la medida directa para hallar el valor de la permeabilidad se obtiene como en muchos casos a partir de ensayos de laboratorio y medidas tomadas directamente de muestras específicas del suelo donde se realiza la medida, en el **Cuadro 12** se encuentran la clasificación y descripción de estas pruebas.

Cuadro 12. Medidas directas para obtención de Permeabilidad.

MÉTODOS	CLASIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
Ensayos de Laboratorio	Permeámetro de carga constante	En esta máquina el agua fluye en un tiempo fijo a través de dimensiones conocidas. Es aplicable a suelos relativamente permeables. Ejemplo: limos, arenas y gravas.
	Permeámetro de carga variable	Este aparato brinda menor margen de error y mayor exactitud para suelos menos permeables, donde la cantidad de agua escurrida es medida en forma indirecta. Ejemplo: arcilla y limo.

Cuadro 12. (Continuación)

MÉTODOS	CLASIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
Ensayos In Situ	Carga variable	Su aplicación se basa en perforaciones y pozos
	Carga Constante	Su aplicación se basa en perforaciones y pozos
	Slug Test	Su uso es en suelos profundos
	Pozos de bombeo	Aplica para todo tipo de suelos
	Campo varios	Su función se interesa en acuíferos y suelos
	Disipación de cono	Aplicación en suelos de baja a media permeabilidad

Fuente. UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ROSARIO. Geología y geotecnia permeabilidad de los suelos. [En línea] <<http://www.fceia.unr.edu.ar/geologiaygeotecnia/Permeabilidad%20en%20Suelos.pdf>> [citado en 15 de septiembre de 2017]

Medidas Indirectas: los métodos empíricos son especialmente los que determinan el valor de la permeabilidad través de relaciones empíricas con otras propiedades de los suelos; es decir se logra indirectamente. En el **Cuadro 13**, se darán a conocer estos métodos de manera general.

Cuadro 13. Medidas indirectas de la permeabilidad.

MÉTODOS	CLASIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
Ensayos Empíricos	Allen Hazen	Estas fórmulas están basadas en los estudios de diferentes autores donde en el valor de cada ecuación toma una constante diferente en base a que la velocidad real de circulación es extremadamente variable.
	Schlichter	
	Terzaghi	
	Loudon	
	Prueba horizontal de capilaridad	

Fuente. ANGEL DA SILVA. Permeabilidad [en línea] <<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/permeabilidad-de-las-rocas.html>> [citado en 10 de septiembre de 2017]

La permeabilidad tiene suma relevancia con la velocidad de producción de petróleo y sus derivados, de ahí la importancia en que esta propiedad tenga la facilidad de permitir el movimiento del hidrocarburo, pues entre menos tiempo menor será la consecuencia a largo plazo para el medio ambiente y las personas.

3.1.1.3 Saturación. Es la proporción de cada fluido presente en una roca, respecto al volumen total de los poros. Un yacimiento puede estar saturado de agua, petróleo o gas. Ver **Ecuación 3**.

Ecuación 3. Calculo de Saturación

$$S_x = \frac{V_x}{V_t}$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 237

En donde:

Sx: Saturación de la fase X (%)

Vx: Volumen que ocupa la fase X

Vt: Volumen poroso total de la roca

Cabe resaltar que la sumatoria de todos fluidos que se encuentren presentes en el medio poroso de la roca, debe ser igual a 1 cuando este saturado por petróleo, agua y gas. Ver **Ecuación 4.**

Ecuación 4. Saturación total del medio poroso

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 237

En donde:

So: Saturación de petróleo

Sw: Saturación de agua

Sg: Saturación de gas

La saturación se puede dividir de tres formas:

- **Saturación de agua connata:** saturación de agua existente al momento del descubrimiento en el yacimiento. Es dada como agua inmóvil pues se considera como agua remanente que fue depositada con la formación y no pudo ser desplazada debido a la presión capilar.
- **Saturación residual de una fase:** saturación de agua que queda en la zona barrida del yacimiento después de un proceso de desplazamiento, esta generalmente es identificada como Sxr (donde x corresponde a la fase).
- **Saturación crítica de una fase:** hace referencia a la mínima cantidad que se requiere para que se pueda desplazar en el yacimiento, se reconoce como Sxc (donde x corresponde a la fase).

Para la obtención del valor de la saturación de agua inicial se puede obtener por medidas directas o indirectas como se describe a continuación.

Medidas Directas: registros eléctricos, en donde la determinación se toma a partir de formaciones limpias con una porosidad intergranular homogénea, estas características están basadas en la siguiente ecuación, ver **Ecuación 5**.

Ecuación 5. Determinación de Saturación de Archie's

$$S_w^n = \frac{R_w F}{R_t}$$

Fuente. UNIVERSIDAD NACIONAL. Características petrofísicas y saturación de agua inicial n los tipos de roca de la Zona -c en el área Cira-Este [en línea]. <<http://www.bdigital.unal.edu.co/4349/7/cesaraugustorojassuarez.2011.parte6.pdf>> [citado en 17 de octubre de 2017]

En donde:

R_w: Resistividad del agua de formación

R_t: Resistividad verdadera de la formación

F: Factor de resistividad de la formación, **Ecuación 6**.

Ecuación 6. Factor de Resistividad

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

Fuente. EZEKWE, Nnaemeka. Saturación de fluidos en el reservorio. En: Practica de la ingeniería de yacimientos petroleros. Boston: Prentice Hall, 2010. p. 42

En donde:

m: Factor de cementación

a: Constante

∅: Porosidad (%)

Medidas Indirectas: así mismo existen otros métodos o medidas indirectas con las cuales se puede efectuar la determinación de esta propiedad, que son:

- Núcleos tomados en pozos perforados
- Cálculos a partir de la presión capilar
- Calculo a partir de registros eléctricos

Una determinación de la saturación de agua inicial muy precisa puede evidenciar la gran importancia que tiene esta sobre el potencial de hidrocarburos y este sobre el yacimiento, puesto que cuando existe una saturación baja de agua, demuestra una alta saturación de hidrocarburos, por tal razón esta relación es inversamente proporcional, la cual es aplicada cualitativamente para evaluar dicho potencial después de que ha sido penetrado con un pozo, aun mas en su descubrimiento. Se puede cuantificar el volumen del hidrocarburo en sitio, como se describe en la **Ecuación 7**.

Ecuación 7. Cálculo del volumen del hidrocarburo en sitio

$$HCPV = Area * Espesor * \emptyset * (1 - S_w)$$

Fuente. EZEKWE, Nnaemeka. Saturación de fluidos en el reservorio. En: Practica de la ingeniería de yacimientos petroleros. Boston: Prentice Hall, 2010. p. 70

En donde:

HCPV: Volumen poroso de hidrocarburos

Área: Área de la columna de hidrocarburos del yacimiento

Espesor: Espesor útil o espesor neto de hidrocarburos en el yacimiento

\emptyset : Porosidad (fracción)

S_w : Saturación de agua (fracción)

3.1.2 Propiedades Especiales. Dentro de la evaluación de un yacimiento, aparte de las propiedades petrofísicas generales mencionadas anteriormente, se deben tener en cuenta las propiedades especiales ya que son muy importantes porque ayudan a caracterizar un yacimiento prediciendo el comportamiento de sus propiedades a lo largo de este y así mismo algunas de estas dan información de los fluidos contenidos dentro de las rocas. Dentro de estas características especiales se encuentran:

3.1.2.1 Mojabilidad. Es la tendencia de una roca al estar humectada por un fluido en lugar de otro, cuando esta se encuentra en presencia de dos fluidos inmiscibles que por lo general son agua y petróleo. La mojabilidad es una propiedad que se da en función del tipo de fluido y de la superficie sólida (con referencia al medio poroso, roca). De acuerdo a los parámetros mencionados anteriormente, los fluidos pueden clasificarse en:

- **Mojantes.** son aquellos que tienen la mayor tendencia a adherirse a la roca.
- **No mojantes.** fluidos que no se adhieren a la roca y que forman gotas, lo que disminuye su contacto con la superficie de la roca.

El grado de mojabilidad está relacionado de la siguiente forma: Gas < Aceite < Agua. Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, el ángulo formado por ellos (medido sobre el agua) se llama ángulo de contacto.⁵⁰

Medida Indirecta: el ángulo de contacto es una medida indirecta de mojabilidad. Si $\theta < 90^\circ$ se dice que el sistema es mojado por agua y si $\theta > 90^\circ$ hace referencia a un sistema mojado por aceite. En virtud a la variación del contenido mineralógico del medio poroso y a la depositación de compuestos orgánicos procedentes del crudo, habrá zonas de diferente mojabilidad.

⁵⁰ ESCOBAR MACUALO. Freddy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Ed. Universidad Sur colombiana. Neiva (Huila). 106 p.

La importancia de conocer la mojabilidad de las rocas que componen la formación de interés radica en el tratamiento que se le debe hacer al yacimiento en caso de necesitar algún tipo de inyección para recobros secundarios, debido a que al inyectar fluidos que no sean compatibles con las propiedades del yacimiento lo pueden dañar y así mismo la producción.

Esta propiedad se puede obtener mediante métodos cualitativos o cuantitativos, pero el método más utilizado en la industria para conocer la mojabilidad de las formaciones es el método del ángulo de contacto mencionado anteriormente.

3.1.2.2 Compresibilidad. esta propiedad se refiere al cambio de volumen de la roca con respecto a la variación de la presión que ocurra sobre esta y se puede obtener haciendo uso de la **Ecuación 8**.

Ecuación 8. Cálculo de Compresibilidad de la roca

$$C_r = - \frac{1}{V_r} \frac{dV_r}{dP}$$

Fuente. JESUS MANNUCCI. Caracterización de yacimientos [en línea]. <https://oilworldtoday.files.wordpress.com/2016/10/caracterizacic3b3n_fc3adsica_de_yacimientos_mannucci.pdf> [citado en 10 de octubre de 2017]

En donde:

C: Compresibilidad.

Vr: Volumen de la roca

dVr/dP: Cambio de volumen respecto al cambio de presión de P1 a P2.

La compresibilidad de las rocas es una propiedad importante debido a que arroja información acerca de la energía del yacimiento, ya que al empezar la producción la presión comienza a descender y la roca a expandirse hasta el punto en el que la energía natural del yacimiento no es suficiente para seguir produciendo y es necesario evaluar el método de recobro que será utilizado para continuar la producción del mismo.

3.1.2.3 Anisotropía. En un yacimiento las propiedades pueden variar de acuerdo al punto en donde se evalúen debido a las características del mismo. La anisotropía, es la propiedad que tienen las formaciones de cambiar sus propiedades al cambiar la dirección de evaluación, es decir, cambiar las características o la distribución de las mismas a lo largo del yacimiento.

Esta propiedad de las rocas se puede conocer en los laboratorios mediante núcleos tomados de los yacimientos, lo que dará a conocer la anisotropía o isotropía de los mismos.

Es necesario conocer si un yacimiento es anisotrópico debido a que puede tener propiedades favorables en un determinado punto, pero estas pueden cambiar respecto a la dirección de evaluación lo que hace que el yacimiento no se comporte de una manera constante y afecte el proceso de recuperación de los hidrocarburos.

3.1.2.4 Homogeneidad. Otra propiedad relevante de un yacimiento es su homogeneidad o heterogeneidad. Un yacimiento es homogéneo cuando el valor de una propiedad es el mismo independientemente del lugar donde se hace la medida. Nótese que un material puede ser homogéneo y anisótropo, debido a que la homogeneidad solo tiene en cuenta el punto en el que se evalúa la propiedad, pero no la dirección, por esto estas dos propiedades pueden estar al mismo tiempo en un yacimiento.

La homogeneidad también se puede obtener mediante núcleos tomados del yacimiento en el laboratorio aleatoriamente o en secciones predeterminadas.

La importancia de esta propiedad radica en saber si a lo largo del yacimiento en diferentes puntos de evaluación las propiedades se comportan de igual forma puesto que esto puede dar indicios de la capacidad de la formación para contener los Hidrocarburos que serán recuperados posteriormente.

3.1.2.5 Resistividad. Es la capacidad que poseen las rocas para impedir el flujo a través de ellas de una corriente eléctrica, es decir, es el grado de dificultad que encuentran los electrones para desplazarse a través de las rocas que componen los yacimientos.

Por lo general, las rocas que forman los yacimientos se comportan como aislantes eléctricos, es decir, que no permiten el paso de las corrientes eléctricas y por consiguiente su conducción se asocia al agua contenida dentro de los poros que permite el paso de las corrientes. De esta manera, una roca con una baja resistividad permite más flujo de corriente lo que indica que tiene mayor cantidad de agua en sus poros y menor cantidad de hidrocarburos.

La resistividad de una roca es comúnmente obtenida mediante registros eléctricos realizados a las formaciones y es importante conocerla debido a que arroja información acerca del fluido que este contenido dentro de la roca y así es posible conocer que rocas son prospectivas de contener hidrocarburos.

3.1.3 Propiedades petrofísicas del Campo Brisas. De acuerdo con las propiedades petrofísicas anteriormente descritas solamente se tomarán en cuenta las características generales de estas; puesto que para el propósito de este capítulo estos son los datos que reflejan la información necesaria para conocer el Campo Brisas.

En el ...Capítulo 1... se concluyó que la formación de producción del Campo Brisas es la Formación Monserrate definida como el intervalo K4, donde hace referencia a una subdivisión que esta principalmente conformada por intervalos de areniscas detallados por perfiles de registros donde se toma para la descripción de estas características. Estos registros aplicados son: SP, microlog y la combinación de densidad y neutrón donde se resalta una discordancia que erosiono el tope de la formación productora.

La porosidad total se obtuvo por la combinación entre el registro de densidad y neutrón, usando matriz variable en densidad, en donde la porosidad efectiva se definió por la corrección de arcillosidad de la porosidad total.

Para la saturación de agua irreducible se tomó el pozo BR-03 que se establece en el Campo Brisas con la estructura por debajo del contacto agua-aceite con un valor del 30%. Y en los intervalos K4B3SL y K4C la roca es de menor calidad donde se asumió un valor de S_{wi} del 40%.

Se estimó la saturación de agua a partir del modelo Doble Agua tomando valores de los exponentes de cementación (m) y de saturación (n) iguales a 2, la resistividad del agua de formación (R_w) es de 0.264 (Ohm) a 154 °F donde corresponde a una salinidad de 11000 ppm de NaCl.

Para el pozo BR-10 que tiene un estimado de saturación de agua en la zona invadida (S_{wo}) cercano al 70% tomado por los registros, con un valor de resistividad de filtrado del lodo (R_{mf}) de 1.43 Ohm a 84 °F, con esto se deduce que la saturación de aceite residual es del 30%.

Se tomó una estimación de la permeabilidad en la Formación de interés usando un método empírico de la Ecuación de Timur donde propone sacar valores de permeabilidad basados en la Porosidad y la saturación de agua irreducible definido en la siguiente ecuación, ver **Ecuación 9**.

Ecuación 9. Ecuación de Timur

$$K = a \frac{\phi^b}{S_{wi}^c}$$

Fuente. CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Descripción del reservorio [en línea]. <http://oilproduction.net/files/Parte_02_Reservorios_Lucio_Carrillo___Descripcion.pdf> [citado en 6 de octubre de 2017]

En donde:

K: Permeabilidad (mD)

ϕ : Porosidad (fracción)

S_{wi} : Saturación de agua irreducible

a: 8.581

b: 4.4

c: 2

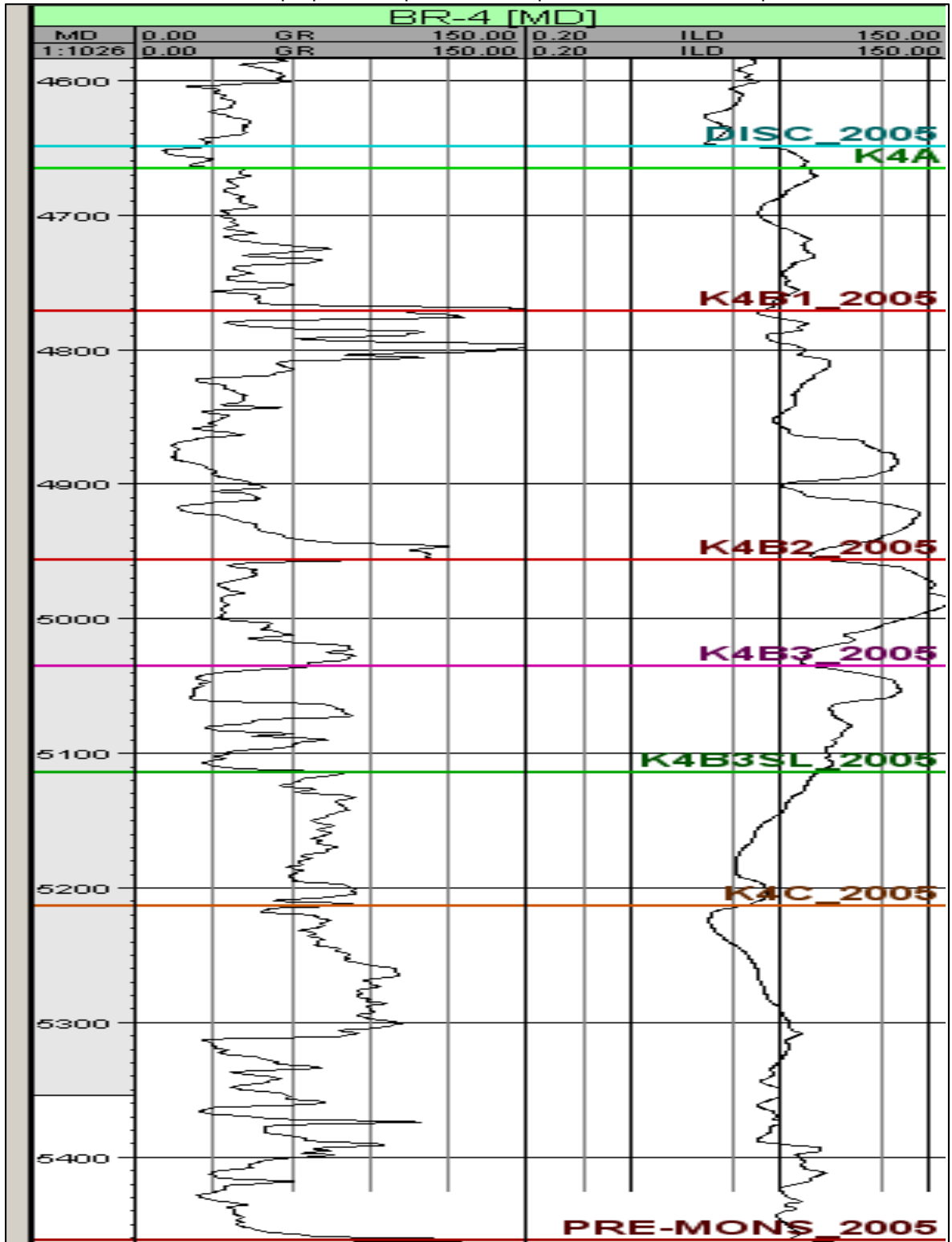
El contacto agua-aceite de los intervalos K4A, K4B1, K4B2, K4B3 se considera que está a 3295 pies TVDSS de la estructura del Campo Brisas la cual está dividida en tres bloques; aunque cabe mencionar que las evaluaciones petrofísicas indican que probablemente puede contener agua un bloque intermedio en el intervalo K4B3SL con un posible contacto a 3010 pies TVDSS y en el intervalo K4C a 3110 pies TVDSS esto puede ser debido a que a que hay presencia de roca de escasa calidad donde presenta una mayor zona de transición.

A continuación, en la **Grafica 4**, evidencia por medio del registro gamma ray y el registro ILD el cual es tomado con un registro de resistividad de profundidad, la unidad correspondiente a la Formación Monserrate es determinada desde el tope de la formación hasta su base. Dentro del informe Proporcionado por CIROP⁵¹, se puede relacionar este registró con los demás pozos porque la correlación dio muy consistente y por esta razón se realizó el registro general basados en el pozo Brisas 4. Adicionalmente, se especifica la distribución de las unidades que componen a la formación, donde se evidencia que hacia la parte inferior de la gráfica llegando a la base de la formación los valores semejantes a la posible existencia de agua como se especificó en el...Capitulo 1...

En la **Tabla 7**, se refleja las unidades correspondientes a la formación, con un promedio de las propiedades petrofísicas básicas de cada una y con valores más exactos tomados de las correlaciones anteriormente vistas y de los registros como el de la siguiente gráfica.

⁵¹ CIROP, OP. cit., p. 30

Gráfica 4. Estimación de las propiedades petrofísicas a partir de resultados del pozo Brisas-4



Fuente. CIROP- Centro para el incremento del factor de recobro y la optimización de producción. FASES DE VISUALIZACION DEL CAMPO BRISAS. Bogotá. Julio 2010. 30p.

Tabla 7. Promedio de las propiedades petrofísicas de la zona prospectiva de la formación

Formación Monserrate	División	Tipo	Petróleo Bruto (pies)	Petróleo Neto (pies)	Porosidad (%)	Saturación de agua (%)	Volumen (%)	Permeabilidad (mD)
	K4A	MD	112.01	29.13	19	46	24	24.83
		TVD	107.2	26.88				
	K4B1	MD	116.35	56.05	2	35	18	66.62
		TVD	111.26	53.13				
	K4B2	MD	62.47	42.81	19	22	15	134.24
		TVD	59.15	41.3				
	K4B3	MD	89.59	54.47	19	32	13	70.65
		TVD	84.54	52.42				
	K4B3SL	MD	103.14	6.97	18	49	16	22.43
TVD		97.52	6.71					
K4C	MD	216.93	12.44	2	43	17	63.56	
	TVD	205.55	12					

Fuente. CIROP- Centro para el incremento del factor de recobro y la optimización de producción. FASES DE VISUALIZACIÓN DEL CAMPO BRISAS. Bogotá. Julio 2010. p. 44. Modificado por autor.

Una problemática comprendida en el Campo Brisas es la incertidumbre del estimado del volumen original de fluidos en sitio, donde se requiere apoyar en la interpretación de fallas y la dirección que toman los fluidos cuando se encuentran en el reservorio; en la cual se busca un recurso como la acertada aplicación de un trazador altamente perfilado respecto a los parámetros petrofísicos anteriormente mostrados; al punto de trabajar la problemática sin afectar las cualidades de este y dejar de lado la producción del hidrocarburo.

El uso del trazador se verá reflejado en el pozo inyector Brisas-01 donde este representa el movimiento que refleja del agua inyectada; la deducción se basa en que el trazador se consolida al agua inyectada en el recorrido por la formación, sin pérdidas o algún retraso importante. Esto se sujeta a las reacciones químicas que se den en el yacimiento respecto a la composición del trazador y los parámetros petrofísicos.

Los trazadores entendidos en el capítulo anterior representan las ventajas respecto a cada una de las propiedades petrofísicas del Campo Brisas, de ahí la importancia

de perfilar el trazador adecuado para una optimización en la comunicación entre pozos.

3.2 DESCRIPCIÓN DE LAS PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE LOS FLUIDOS

Un fluido es un medio continuo en estado líquido o gaseoso que con el tiempo se deforma continuamente ante la colocación de una tensión tangencial sin importar su magnitud. Los fluidos de yacimiento se pueden dividir en Hidrocarburos (petróleo y gas) y no Hidrocarburos (agua).

Un yacimiento de petróleo contiene gas, agua y crudo. La cantidad de tierra y rocas que hay encima del suelo de este yacimiento ejercen grandes presiones sobre el gas y crudo ahí presentes debido a que se encuentra a miles de kilómetros de profundidad del suelo.

Para comprender el estado en el que se encuentra un sistema es importante conocer las propiedades que poseen los fluidos pues lo definen y especifican. A continuación, se especifica las propiedades más relevantes de cada fluido presente en el yacimiento.

3.2.1 Propiedades del gas. A continuación, se darán a conocer las propiedades específicas para el gas. Se tiene en cuenta que el gas a la hora de salir por los pozos productores y ser tratado depende mucho de los contaminantes que pueda traer entre los que se encuentran: H₂S, CO₂, N₂. Que son los responsables de generar las variaciones tanto en equipos de tratamiento como químicamente en los trazadores que puedan ingresar en el yacimiento.

3.2.1.1 Peso molecular aparente. Esta propiedad representa la fracción molar del componente “i” en una mezcla de gases, dando a entender que es una de las propiedades principales del gas que define la caracterización del yacimiento.

Método Directo: Esta propiedad representa la fracción molar del componente “i” en una mezcla de gases, se representa con la siguiente ecuación, ver **Ecuación 10**.

Ecuación 10. Peso molecular del gas

$$M_a = \sum_{i=1} y_i M_i$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 81

En donde:

Ma: Peso molecular aparente de la mezcla (lbm/lb mol)

Yi: La fracción molar del componente i

Mi: Peso molecular del componente i en la mezcla (lbm/lb mol)

Método Indirecto: se simboliza mediante la ecuación general de los gases que está representada en la **Ecuación 11**.

Ecuación 11. Ecuación de gases ideales

$$PV = nRT$$

Fuente. CESAR TOME LOPEZ. La ley del gas ideal y la tercera ley de la termodinámica [en línea]. <<https://culturacientifica.com/2017/08/22/la-ley-del-gas-ideal-la-tercera-ley-la-termodinamica/>> [citado en 22 de septiembre de 2017]

3.2.1.2 Gravedad Específica (GE). Esta propiedad es diferente en cada tipo de yacimiento, puesto que se define como la relación entre la densidad del gas y la del aire, expresándose a la misma temperatura y presión en condiciones normales.

Método Directo: parte de la formula básica, donde la gravedad específica puede determinarse de una manera muy simple por medio de la **Ecuación 12**.

Ecuación 12. Gravedad Específica

$$GE = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}}$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 82

En donde:

ρ_g : Densidad del gas (lb / ft³)

ρ_{aire} : Densidad del aire (lb / ft³)

3.2.1.3 Densidad del gas. Es la propiedad que mantiene en sitio los fluidos de la formación, como función principal. Se calcula por medio de la **Ecuación 13**. A partir del despeje del volumen específico del gas.

Ecuación 13. Densidad del gas

$$\rho_g = \frac{pM_a}{RT}$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 82. Modificada por autor

En donde:

ρ_g : Densidad de la mezcla (lb/ft³)

M_a : Peso molecular aparente (lbm/lbmol)

3.2.1.4 Viscosidad del gas. Se refiere a la resistencia interna del fluido al movimiento de sus partes, esto define que, si la fricción entre las capas del fluido es pequeña, si viscosidad será baja; donde a medida que la viscosidad aumente la fricción que genere cada fluido será mayor.

La determinación de este valor puede darse por forma experimental, donde la obtención por métodos de laboratorio a condiciones de altas presiones y temperaturas es especialmente compleja. Por otro método existen las ecuaciones de correlaciones, el cual es un método más simple por que usa métodos gráficos y numéricos para su detección

Métodos Directos: el caso de la viscosidad es necesario describir el gas con presiones muy bajas o temperaturas muy altas, pues el modelo está formado por partículas que no ejercen fuerza entre si y se describe por la siguiente **Ecuación 14.**

Ecuación 14. Ecuación para hallar viscosidad

$$\mu = \frac{F/A}{dv/dy}$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 82

En donde:

F: fuerza (Dinas)

A: Área (cm²)

v: Velocidad (cm/seg)

dy: cm

Métodos Indirectos: se conocen como métodos empíricos para obtener la viscosidad del gas durante su producción y transporte, estas correlaciones dejan un 2% como margen de error inferior, entre las más relevantes se encuentran:

- Correlación de Carr et al: esta correlación permite obtener la viscosidad del gas a presión atmosférica.
- Correlación de Dempsey: este método empírico permite que los valores de presión atmosféricos tomados por la Correlación de Carr et al sean llevados a cualquier presión.

3.2.1.5 Compresibilidad del gas. Hace referencia al cambio de volumen por unidad de volumen, el cual es un efecto dado respecto a la variación unitaria en la presión a una temperatura constante, recordar que la compresibilidad en un fluido es pequeña y constante, pero en los efectos de los gases no es mínima y no actúa de manera constante.

Para obtener la compresibilidad del gas se habla de un factor de compresibilidad (Z), se puede encontrar en la **Ecuación 15**, como aparece a continuación.

Ecuación 15. Gases ideales con factor Z

$$PV = znRT$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 85

En donde:

P= Presión

V= Volumen

Z= factor de compresibilidad

n= número de moles

R= constante de los gases

T= Temperatura

Método Directo: se basan en los siguientes tres métodos

- Método de Sarem, el cual tiene polímeros de Legendre que van de 0 a 5 grados y se define por la **Ecuación 16**.

Ecuación 16. Método de Sarem

$$z = \sum_{m=0}^5 \sum_{n=0}^5 A_{mn} P_m(x) P_n(y)$$

Fuente. PÉREZ PALACIO, Ramiro y J. MARTINEZ, Marcías. Determinación del factor de compresibilidad. En: Ingeniería del gas natural. Maracaibo – Venezuela: Ingenieros Consultores S.R.L, 1994. p. 45

En donde:

x: polinomio de Lagrange de grado m y n

y: Polinomio de Lagrange de grado m y n

- Método de Hall y Yarborough: este método es muy fácil de usar convirtiéndolo en uno de los métodos más usados para la determinación de z, estos datos se toman basados en la carta de presión y temperatura de Standing y Kartz.
- Método de Dranchuk y Abu-Kassem: hace referencia a una expresión analítica donde calcula la densidad reducida del gas.

Métodos Indirectos: se basan en tres métodos más usados los cuales son

- Método gráfico de Standing y Katz: se basan en la definición de propiedades pseudorreductoras, este método tiene una exactitud de un 3% referente a los valores experimentales de z, por lo que ha tenido bastante acogida en esta industria.
- Método de Wichert y Aziz: este método comprende el comportamiento de gases no dulces, es decir tiene en cuenta las impurezas. Y se relaciona al final de la corrección por impurezas con el método anterior.
- Correlación de Carr, Kobayashi y Burrows; la correlación presenta un procedimiento para que las propiedades pseudocriticas sean ajustadas de los gases naturales en donde estos contienen impurezas.

3.2.1.6 Factor Volumétrico del gas. Se denomina Bg en el yacimiento donde se relaciona el volumen de gas contenido en este y la masa de gas contenido en el mismo a condiciones normales como se representa en la **Ecuación 17**.

Ecuación 17. Factor Volumétrico del gas

$$B_g = \frac{V_{p,t}}{V_{sc}}$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 104

3.2.2 Propiedades del crudo. Estas propiedades abarcan los fluidos hidrocarburos contenidos en el yacimiento

3.2.2.1 Viscosidad del Petróleo: como se había descrito anteriormente esta propiedad es la resistencia que opone el fluido a fluir; depende de la calidad del crudo y su posterior clasificación; es una de las características primordiales de los hidrocarburos en los factores como transporte, producción, petroquímica y refinación. Esta propiedad se puede clasificar en:

- **Viscosidad Dinámica:** es el tiempo que demora un fluido en fluir por medio de un tubo capilar a una temperatura determinada. Se define en unidades de poises (gr/cm*seg) o centipoises.
- **Viscosidad Cinemática:** determina las propiedades del fluido discriminando las fuerzas que ejerce el movimiento. Se define como la división entre la viscosidad dinámica y la densidad del crudo, la unidad en la que se define es el stoke (cm²/seg) o centistoke.

Método Directo: está basado en pruebas de laboratorio; puede hallarse el valor de la viscosidad a presión y temperatura determinada, representada por medio del análisis PVT realizado al yacimiento.

Método Indirecto: se representa por medio de tres tipos de crudo:

- Viscosidad para petróleo Muerto: es una viscosidad tomada a presión atmosférica que no tiene gas disuelto y a la temperatura del yacimiento; las correlaciones manejadas para este tipo son: Correlación de Beal, Correlación de Beggs y Robinson y la Correlación de Glaso.
- Viscosidad para petróleo saturado: es la viscosidad tomada a la presión de burbuja y la temperatura del yacimiento; se determina por medio de las correlaciones de Chew y Connally y la Correlación de Beggs y Robinson.
- Por último, la viscosidad del petróleo no saturado: es la viscosidad tomada a una presión por encima del punto de burbuja y la temperatura del yacimiento; se calcula por medio de la Correlación de Vásquez y Beggs.

3.2.2.2 Gravedad del petróleo. Se define como la relación entre la densidad del petróleo sobre la densidad del agua donde las condiciones son a 60 °F y presión atmosférica como se describe en la **Ecuación 18**.

Ecuación 18. Gravedad del petróleo

$$GE_o = \frac{\text{Densidad}_o}{\text{Densidad}_w}$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 116

3.2.2.3 Gravedad API. Se desarrolla a partir de una escala donde se mide la densidad relativa del crudo y de los componentes líquidos que contenga; se expresa en grados. En la **Ecuación 19** Se describe la fórmula para el cálculo

Ecuación 19. Gravedad API para el crudo

$$API = \frac{141.5}{GE} - 131.5$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 116

En dónde:

GE: gravedad específica

3.2.2.4 Bsw. Basic Sediment and Water por sus siglas en ingles. Es el porcentaje representativo del contenido de sedimentos y agua que contiene el crudo cuando se obtiene en superficie.

Método Directo: es la prueba de laboratorio a una muestra de crudo. Se le realiza pasando la muestra por la centrifuga y agregando dos químicos que son tolueno y desemulsificante para poder generar la separación de las tres fases y que sea visible dentro del recipiente de la muestra, luego se toman los datos y se realiza el porcentaje. La norma que rige esta prueba es la ASTM D-96 – 88. En la **Ecuación 20**, se describe cómo sacar el porcentaje del BSW

Ecuación 20. Calculo del BSW

$$BSW = \frac{Vol. de agua}{Vol. Total} * 100$$

Fuente. UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA. Crudos y derivados [en línea]. <ingeniería.usco.edu.co/formacion/Microdiseños/Petroleos/Crudos_Derivados.doc> [citado en 13 de octubre de 2017]

En donde:

Vol. de agua: la altura de agua que se encuentra dentro del recipiente (ml)

Vol. Total: es la altura total de la muestra que se incorporó al principio del experimento (ml)

3.2.2.5 Solubilidad del gas (Rs). Se define como los pies cúbicos normales de gas que a una presión y temperatura están disueltos en un barril de petróleo. El valor máximo en alcanzar es cuando se encuentra en el punto de burbuja puesto que a disminuir la presión en el yacimiento se libera ese gas contenido. La **Ecuación 21** determina de forma general la solubilidad

Ecuación 21. Solubilidad del gas

$$R_s = \frac{V_{g_{p,t}}}{V_{g_{sc}}}$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 117

No se tiene determinado un método directo para hallar este punto de solubilidad del gas, pero si hay método indirecto como lo siguientes donde se puede calcular por medio de correlaciones esta propiedad.

➤ **Correlación de Standing:** es una correlación grafica donde determina la solubilidad del gas en función de la presión, temperatura, °API y gravedad específica del gas. En la **Ecuación 22**, representa esta correlación

Ecuación 22. Solubilidad del gas, según la correlación de Standing

$$R_s = GE \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) 10^x \right]^{1.2048}$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 118

En donde:

P= presión de yacimiento (lpca)

X= $0.0125 * \text{°API} - 0.00091(T-460)$

GE= gravedad específica

T= temperatura (°R)

°API= grados del crudo

➤ **Correlación de Vasquez y Beggs:** es una correlación empírica que se obtuvo del análisis de regresión hecha a muestras tomadas en punto de solubilidad a crudos que estaban por debajo y por encima de los 30 °API.

Se representa por medio de la siguiente **Ecuación 23**.

Ecuación 23. Solubilidad del gas, según la correlación de Vasquez y Beggs

$$R_s = C_1 * GE * P^{C_2} * \exp \left[-C_3 \left(\frac{API}{T} \right) \right]$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 119

En donde:

C1= Coeficiente

C2= coeficiente

P= presión (lpca)

°API= grados del crudo

T= temperatura (°R)

Las otras dos correlaciones que se pueden encontrar en la literatura no son tan utilizadas puesto que las del crudo usado en las pruebas es exactamente de una parte específica de campos petroleros como lo es del medio oriente o de México.

3.2.2.6 Factor volumétrico del petróleo (Bo). Es la relación entre el volumen de petróleo más el gas en solución que tenga y el volumen de petróleo a condiciones normales.

Método Directo: es por medio de la Ecuación general donde se tiene tanto condiciones del yacimiento como condiciones normales en superficie por medio de la **Ecuación 24**.

Ecuación 24. Factor volumétrico del petróleo

$$B_o = \frac{(V_o)_{p, t}}{(V_o)_{sc}}$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 127

En donde:

(Vo) p, t= Volumen a condiciones de presión y temperatura del yacimiento.
(Vo) sc= Volumen de petróleo a condiciones pseudoreducidas.

Método Indirecto: se encuentran seis tipos de correlaciones por las que se puede calcular esta propiedad, pero tres de estas son las más usadas y se expondrán a continuación:

- Correlación de Standing: permite calcular esta propiedad por medio de parámetros como la solubilidad, gravedad del gas, la gravedad del petróleo y la temperatura del yacimiento y se expresa mediante la **Ecuación 25**

Ecuación 25. Factor volumétrico del petróleo según la correlación de Standing

$$B_o = 0.9759 + 0.000120 \left[R_s \left(\frac{G_{Eg}}{G_{Eo}} \right)^{0.5} + 1.25 (T - 460) \right]^{1.2}$$

Fuente. ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto. Propiedades de los fluidos de yacimiento. En: Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Neiva – Huila, universidad surcolombiana, 2000. p. 155

En donde:

GEg= gravedad específica del gas en solución

GEo= gravedad específica del crudo en superficie

T= temperatura (°R)

Rs= Solubilidad del gas (PCN/BN)

- Correlación de Vasquez y Beggs: basada en parámetros como solubilidad del gas, temperatura del yacimiento, gravedad específica del petróleo y del gas. Usando técnicas de regresión lineal pudo obtener la **Ecuación 26**, para el cálculo de esta propiedad.

Ecuación 26. Factor volumétrico del petróleo según la correlación de Vasquez y Beggs

$$B_o = 1.0 + C_1 R_s + (T - 520) \left(\frac{API}{G_{Eg}} \right) [C_2 + C_3 R_s]$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 129

En donde:

Rs= Solubilidad del gas (PCN/BN)

T= temperatura (°R)

GEg= gravedad específica del gas en solución

- Correlación de Glasco: toma las mismas bases que los anteriores dos autores, pero las unidades en las que trabajan las variables son diferentes por lo que su método se expone en la **Ecuación 27**.

Ecuación 27. Factor volumétrico del petróleo según la correlación de Glasco

$$B_o = 1.0 + 10^A$$
$$A = -6.58511 + 2.91329 \log B_{ob} - 0.27638(\log B_{ob})^2$$
$$B_{ob} = R_s \left(\frac{GEg}{GEO} \right)^{0.526} + 0.968(T - 460)$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 129

En donde:

R_s = Solubilidad del gas (PCN/BN)

T = temperatura ($^{\circ}R$)

GEg = gravedad específica del gas en solución

GEO = gravedad específica del crudo a condiciones normales

3.2.2.7 Densidad del petróleo. Para calcular la densidad de sustancias desconocidas como el petróleo es necesario conocer de las pruebas PVT las siguientes propiedades: factor volumétrico, gravedad del gas, gravedad del petróleo y la solubilidad. La densidad se define como la unidad de volumen de crudo determinada a cierta presión y temperatura.

Método Indirecto: se basa en las siguientes dos correlaciones.

- Correlación de standing: la base principal para esta correlación es la del factor volumétrico del petróleo puesto que de ahí es posible despejar la variable de la viscosidad y obtener la **Ecuación 28** se usa cuando se encuentra el punto por debajo del punto de burbuja y la **Ecuación 29**, Cuando se encuentra el punto por encima del punto de burbuja.

Ecuación 28. Densidad del petróleo según Standing, por debajo del punto de burbuja

$$\rho_o = \frac{62.4GEO + 0.0136R_s * GEg}{B_o}$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 138

En donde:

GEO = gravedad específica del crudo a condiciones del tanque

R_s = Solubilidad del gas (PCN/BN)

ρ_o = densidad del petróleo (libra/ pie³)

Ecuación 29. Densidad del petróleo según Standing, por encima del punto de burbuja

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp[Co(p - Pb)]$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 139

En donde:

ρ_o = densidad del petróleo a la presión P (libra/ pie³)

ρ_{ob} = densidad del petróleo a la presión de burbuja (libra/ pie³)

Co = coeficiente isotérmico de compresibilidad (lpc⁻¹)

- Correlación Vasquez y Beggs: sale directamente de la **Ecuación 30**, que se encuentra a continuación y tiene en cuenta el punto de burbuja y la presión

Ecuación 30. Densidad del petróleo según Vasquez y Beggs

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp \left[-A * \ln \left(\frac{P}{Pb} \right) \right]$$

$$A = 10^{-5} [-1433 + 5 * Rsb + 17.2(T - 460) - 1180 * GEg + 12.61 \text{ } ^\circ\text{API}]$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 13.

En donde:

P = presión de yacimiento

Pb = presión de burbuja

Rsb = Solubilidad del gas al punto de burbuja (PCN/BN)

T = temperatura (°R)

GEg = gravedad específica del gas

°API = grados del tipo de crudo

ρ_o = densidad del petróleo a la presión P (libra/ pie³)

ρ_{ob} = densidad del petróleo a la presión de burbuja (libra/ pie³)

3.2.2.8 Tensión superficial. Es una de las propiedades más importantes a la hora de realizar proyectos de recuperación mejorada puesto que se define como la fuerza por unidad de longitud ejercida por los límites existentes entre un líquido y un gas. Esta propiedad entre las fases depende estrictamente de la presión, temperatura y composición de las fases.

Método Directo: para los hidrocarburos puros se puede estimar la tensión interfacial de manera directa por medio de la **Ecuación 31** la cual fue propuesta por Sugden e investigada experimentalmente por Weinaug y Katz ⁵²

⁵² PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 145

Ecuación 31. Para hallar la Tensión superficial

$$\sigma^{1/4} = \frac{P_{ch}}{M} (\rho_L - \rho_V)$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 145

En donde:

ρ_L = densidad del liquido

ρ_V = densidad del vapor

ρ = tensión superficial (dina/cm)

M = peso molecular del componente puro

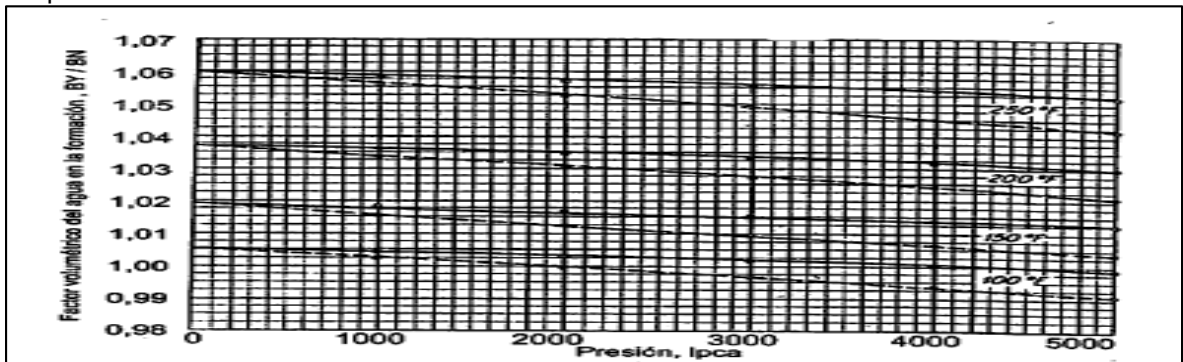
P_{ch} = parámetro adimensional independiente de la temperatura Parachor

3.2.3 Propiedades del agua. El agua de formación presenta características muy específicas como lo son contenido de cloruros es muy elevado al igual que los sólidos suspendidos. Además, se puede encontrar cationes disueltos como Na^+ , Ca^{++} y Mg^{++} ; y aniones como: Cl^- , SO_4^- y HCO_3^- . De igual forma se encuentran bacterias anaerobias sulfato-reductoras, se consideran una de las partes más molestas en las aguas y en general en todo el yacimiento puesto que contribuyen a la corrosión de tuberías y demás equipos presentes en el campo.

3.2.3.1 Factor volumétrico del agua de formación. Se define como el cambio del volumen de la salmuera cuando pasa de las condiciones de presión y temperatura de yacimiento a las condiciones en superficie puesto que genera una expansión.

Método Directo: al tener esta propiedad basada en las dos variables de presión y temperatura se tiene LA **Grafica 5** donde se puede estimar un valor del factor volumétrico del agua teniendo la presión y la temperatura del yacimiento.

Gráfica 5. Determinación del factor volumétrico del agua de formación, en función de la presión y temperatura

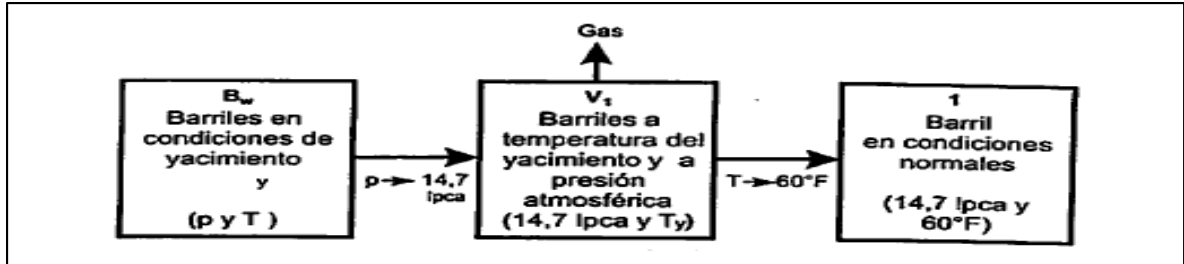


Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 155

Método Indirecto: se tiene la siguiente correlación que se explicara a continuación:

- Correlación de Katz: es una correlación que se usa cuando se tiene el factor volumétrico para el agua saturada de gas. Y el procedimiento para poder obtener este valor se muestra en la siguiente **Figura 7**.

Figura 7. Procedimiento para hallar el factor volumétrico del agua saturada de gas



Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 157

3.2.3.2 Densidad del agua. Se encuentra expresada en masa por unidad de volumen, y se asemeja a un sistema gas petróleo aun que se considera despreciable el gas. En la **Ecuación 32**, se determina la relación entre la densidad del agua y el factor volumétrico.

Ecuación 32. Densidad de la gua

$$\rho_w = \frac{\rho_{wsc}}{B_w}$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 158

En donde:

ρ_w = densidad del agua a la presión P (libra/ pie³)

ρ_{wsc} = densidad del agua a condiciones normales (62.4)

B_w = factor volumétrico del agua en la formación (BY/BN)

3.2.3.3 Gravedad específica del agua. Como el fluido que sale del yacimiento se asemeja a una salmuera se dice que la gravedad específica del agua de formación es la relación entre la densidad de la salmuera y la densidad del agua pura, tomadas a la misma presión y temperatura. Como se evidencia en la **Ecuación 33**

Ecuación 33. Gravedad específica del agua

$$GE_w = \frac{\rho_w}{62.4}$$

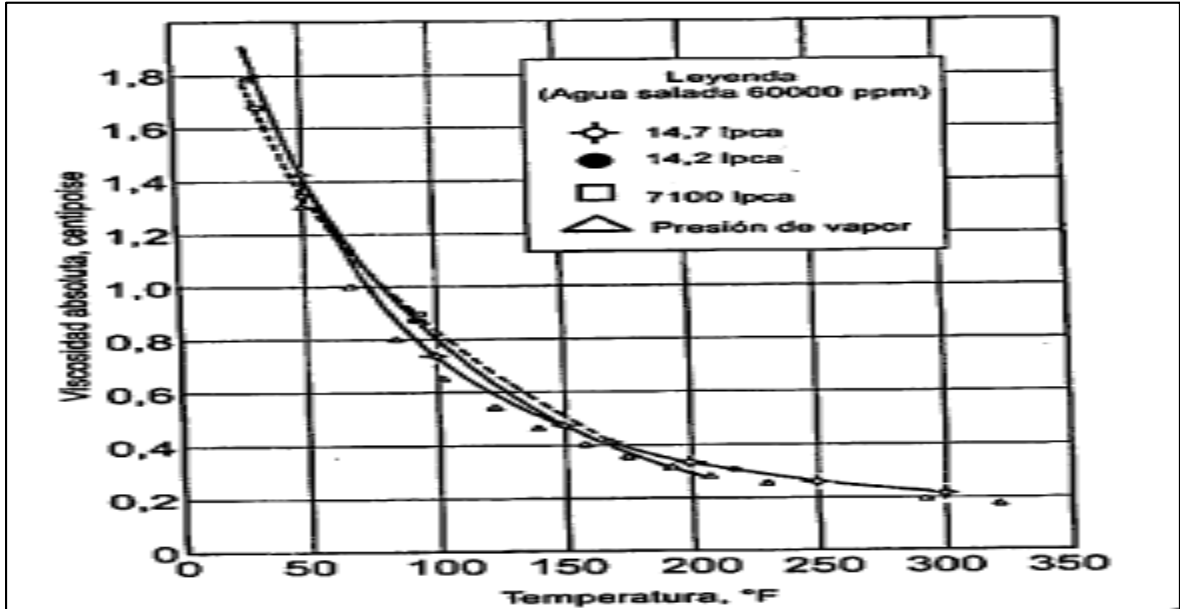
Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 160

En donde:

ρ_w = densidad de la salmuera (libra/ pie³)

3.2.3.4 Viscosidad dela gua. Se define como la resistencia del fluido a seguir una trayectoria en función de temperatura y en menor grado de la presión, aunque su comportamiento siempre tiende a aumentar la viscosidad con respecto al aumento de la presión de forma exponencial como se observa en la **Grafica 6**.

Gráfica 6. Determinación de la viscosidad del agua



Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 166

Método Indirecto: Para hallar la viscosidad el agua algunos autores formularon las siguientes correlaciones:

- Correlación de Meehan: dentro de su correlación toma en cuenta los efectos de la presión y la salinidad dela gua. Ver **Ecuación 34**.

Ecuación 34. Determinación de la viscosidad según la correlación de Meehan

$$\mu_w = \mu_{wD} [1 + 3.5 \times 10^{-2} P^2 (T - 40)]$$

$$\mu_{wD} = A \frac{B}{T}$$

$$A = 4.518 \times 10^{-2} + 9.313 \times 10^{-7} * Y - 3.93 \times 10^{-12} * Y$$

$$B = 70.634 + 9.576 \times 10^{-10} * Y^2$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 167

En donde:

μ_w = Viscosidad de la salmuera (cP)

μ_{wD} = viscosidad de la salmuera a presión y temperatura constante (cP)

T = temperatura (°F)

Y = salinidad del agua (ppm)

- Correlación de Brill y Beggs: solamente toma en cuenta la variable de temperatura para realizar la correlación, demostrada en la **Ecuación 35**

Ecuación 35. Determinación de la viscosidad según la correlación de Brill y Beggs

$$\mu_w = \exp(1.003 - 1.479 \times 10^{-2}T + 1.982 \times 10^{-5}T^2)$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 167

En donde:

μ_w = viscosidad de la salmuera (cP)

T = temperatura (°F)

- Correlación de Mc Cain: se basa en tener dos condiciones para un solo sistema con la presión atmosférica y con la temperatura de yacimiento como se describe en la **Ecuación 36**.

Ecuación 36. Determinación de la viscosidad según la correlación de Mc Cain

$$\mu_w = DT^B$$

$$D = 109.574 - 8.40564s + 0.313314s^2 + (8.72213 \times 10^{-3})s^3$$

$$B = -1.12166(2.63951 \times 10^{-2})s - (6.79461 \times 10^{-4})s^2 - (5.47119 \times 10^{-5})s^3 + (1.55586 \times 10^{-6})s^4$$

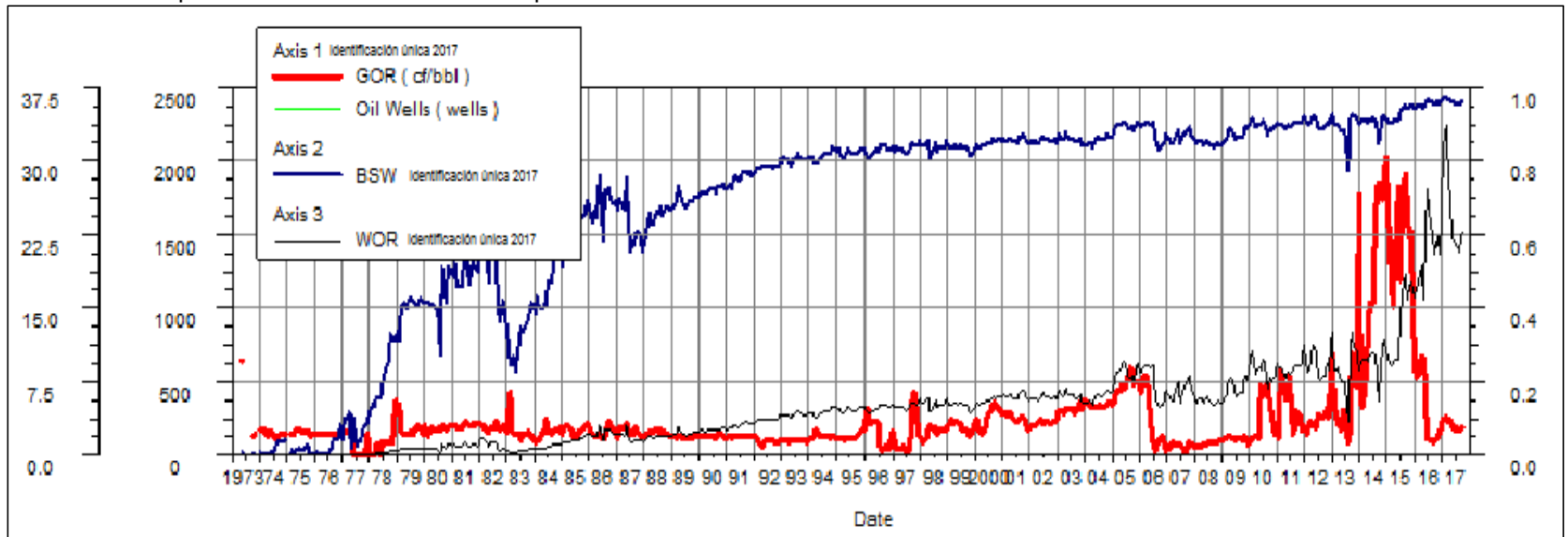
Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 167

3.2.4 Propiedades fisicoquímicas del Campo Brisas. Las propiedades fisicoquímicas de los fluidos anteriormente descritos de petróleo, gas y agua sirven para conocer y entender cómo interpreta los parámetros pertenecientes a cada uno de estos fluidos.

Según el informe proporcionado por CIROP ⁵³ en el año 2010, se estableció que las muestras tomadas al Poso Brisas – 9 en agosto del año 1987, fueron factibles para el análisis PVT realizado, puesto que cuenta con un GOR relativamente estable entre 130 y 180 cf/bbl; y con una solubilidad del gas de 140 cf/bbl para el punto de burbuja; como se muestra en el **Grafico 7**.

⁵³ CIROP, Op. cit., p. 64

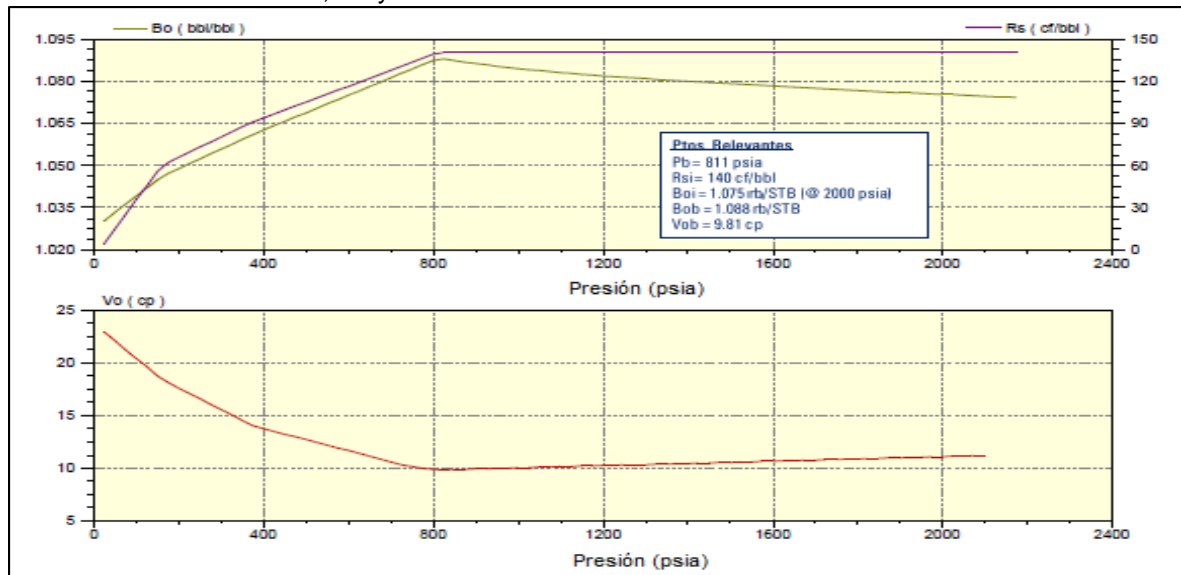
Gráfica 7. Comportamiento del GOR en el Campo Brisa



Fuente. ECOPETROL S.A. Bogotá. Octubre 2017. Modificado por autor.

Al obtener estos resultados del Pozo Brisas-9 y recopilando la información disponible de los análisis PVT, se concluye que el ajuste entre el método directo y las correlaciones es bueno. Por lo que se obtiene la **Gráfica 8** donde hace referencia a parámetros relevantes como lo son; R_s , factor volumétrico y viscosidad de petróleo.

Gráfica 8. Relación del R_s , B_o y V_o



Fuente. CIROP- Centro para el incremento del factor de recobro y la optimización de producción. FACES DE VISUALIZACION DEL CAMPO BRISAS. Bogotá. Julio 2010. p. 65

Donde los valores de los parámetros anteriormente vistos en la gráfica, muestran que el crudo del Campo Brisas cuenta con valores aproximados de 9.81 cp de viscosidad, una presión de burbuja de 811 psia, lo que hace relación con tener un bajo contenido de gas disuelto con valores de R_{si} a 140 cf/bbl.

Las propiedades fisicoquímicas descritas en este capítulo sirven como referencia a las características de los fluidos contenidos en el campo y como poder obtenerles de manera directa o indirectamente. Aunque es importante saberlo para fines de este proyecto solo se usarán las características petrofísicas del yacimiento, como porosidad, saturación, permeabilidad y volumen de arcilla; puesto que las propiedades fisicoquímicas de los fluidos no generan la información para escoger el trazador que cumpla con las características de no generar reacción con el yacimiento y de poder obtener una idea del comportamiento del fluido de inyección cuando entra en contacto con la formación, evaluando características de velocidad, tiempo y dirección del fluido inyectado.

Además, la comunicación entre pozos es una herramienta que permite verificar los canales preferenciales que puede tomar el fluido inyectado, conocer la geología y

ayudar a optimizar los programas de producción y de inyección⁵⁴, por medio del uso de trazadores que no necesariamente generen un barrido más eficiente al yacimiento con mayor producción de los fluidos contenidos en el (petróleo); si no por el contrario el trazador sea un acompañante del fluido de inyección en este caso agua para poder conocer la comunicación entre pozos.

Para resumir las propiedades fisicoquímicas de los fluidos y petrofísicas de la roca a continuación se realiza en la **Tabla 8** cada uno de los valores correspondientes a las variables determinadas.

Tabla 8. Resumen de propiedades petrofísicas y fisicoquímicas

PROPIEDADES PETROFÍSICAS		
Propiedad	Valor	Unidad
Porosidad	19	%
Permeabilidad	63.72	mD
Saturación de Agua	38	%
PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS		
Propiedad	Valor	Unidad
Saturación petróleo residual (Sor)	33	%
Saturación de agua irreducible (Swirr)	18	%
Facto volumétrico del agua (Bw)	1.030	Lb/STB
Gravedad API	20	°API
Presión de Burbuja	811	Psia
Viscosidad del petróleo	9.81	cP
Factor volumétrico del petróleo	1.075	Lb/STB
Relacion gas disuelto inicial (Rsi)	140	cf/Bbl
Relacion gas petróleo (GOR)	150	cf/Bbl
Resistividad dela gua de formación (Rw)	0.2836	-
Resistividad de la formación (Rmf)	1.43	Ohm

Fuente. CIROP. Plan de Desarrollo del Campo Brisas. Diciembre 2011

⁵⁴ JOE ROLLWAGEN. Siguiendo el rastro: la tecnología de trazadores y la búsqueda de petróleo [en línea]. < https://www.iaea.org/sites/default/files/5631617_es.pdf > [citado en 2 septiembre de 2017]

4. DISEÑO DE LA MATRIZ DE SELECCIÓN DE LOS TRAZADORES QUÍMICOS Y RADIOACTIVOS

El desarrollo del presente capítulo, se realizó a partir de la recopilación de información obtenida en el...Capítulo 2..., donde se determinaron las generalidades de los trazadores tanto químicos como radiactivos y en el... Capítulo 3..., donde se especificaron las propiedades petrofísicas de la formación.

Para llevar a cabo el diseño de la matriz se debe tener en cuenta la descripción de los trazadores que tienen como objetivo identificar las canalizaciones, fracturas y canales preferenciales de flujo por donde se puede estar yendo el fluido de inyección. Además, compararlo con las propiedades petrofísicas como porosidad, permeabilidad, saturación y volumen de arcilla; respecto a cada una de las unidades pertenecientes a la formación productora del Campo Brisas, las cuales son K4A, K4B1, K4B2, K4KB3, K4B3SL y K4C.

Esta herramienta evalúa la aplicación de los trazadores basándose en tres factores principales, los cuales se pueden medir de manera cualitativa y cuantitativa los cuales son: el primero son las propiedades petrofísicas, el segundo la viabilidad económica reflejada en los precios de compra y de seguimiento al igual que costos adicionales en las operaciones, y por último el tercer factor es el ambiental donde se cuantifica la contaminación de estos productos para el medio ambiente y el ser humano.

4.1 DESCRIPCIÓN DE LA MATRIZ DE SELECCIÓN

Una matriz de selección es una técnica en la que se clasifican las variables a ser evaluadas para determinar por medio de valores cuantitativos la mejor elección. Las matrices generan sistemas de comparación donde permiten incorporar propiedades cualitativas que se hacen difíciles de comprender numéricamente a valoraciones cuantitativas y así obtener las opciones de mayor puntuación que guíen al resultado más factible.

Las matrices son instrumentos que se utilizan para la integración del análisis cuantitativo y cualitativo que tiene por objetivo final en el campo de ejecución prescribir planes de acción en la búsqueda de la competitividad.

Un campo de ejecución hace referencia al conjunto de potenciales que buscan la validación de un participante para la competencia de esa industria, estos potenciales describen una técnica de aplicación de selección donde proceden directamente a la formulación, la implementación y la evaluación del participante. Las matrices aplicadas a las situaciones de este campo se clasifican de forma en la cual dependiendo de los factores que la infieren sean externos o internos tenga una prospectiva técnica final; entre los más importantes están:

- **Matriz EFI (Evaluación de factores internos):** evalúa las fortalezas y debilidades que determina una auditoría interna.
- **Matriz EFE (Evaluación de factores externos):** permite definir aspectos determinados como amenazas, oportunidades, resultado del análisis externo de la empresa, el cual se desarrolla en cinco pasos.
- **Matriz MPC (Matriz de perfil competitivo):** desarrolla una comparación de un campo de ejecución y sus participantes en competencia.
- **Matriz FODA:** perfil que desarrolla estrategias tipo oportunidades, amenazas, fortalezas y debilidades.

El desarrollo de este proyecto de grado se obtiene realizando el análisis de la matriz de selección aplicada donde el peso y la calificación se basan en la experiencia según el comportamiento del yacimiento por su historial de producción realizado por ECOPETROL S.A. y por las normas ambientales descritas en el ...Capítulo 2.... La matriz de selección aplicada para este campo de ejecución se llama Matriz de Perfil Competitivo (MPC), esta herramienta tiene como función principal la toma de criterios ponderados y acordados, asignando relaciones a problemas, soluciones u otras posibles opciones.

4.1.1 Matriz de perfil competitivo (MPC). Este instrumento de selección asemeja las opciones más relevantes de un campo y resalta sus ventajas y desventajas particulares, las soluciones que esta herramienta presenta varían de los juicios subjetivos que se emplean en la selección de los factores, en la determinación de las clasificaciones y en la asignación de las ponderaciones. En la **Tabla 9** se presenta un ejemplo de la evaluación de una serie de competidores; matriz MPC.

Tabla 9. Matriz de selección de perfil competitiva

Factor Clave	Peso	Calificación	Peso Ponderado
Fortalezas			
Imagen poderosa de la marca o reputación	0,20	4	0,80
Atención Personalizada	0,15	2	0,30
Amplia cobertura geográfica y capacidad de distribución	0,12	2	0,24
Capacidad tecnológica acorde con las exigencias del mercado	0,07	3	0,21
Debilidades			
Costos elevados con respecto a la competencia	0,12	1	0,12
Rentabilidad decreciente / estable	0,09	2	0,18
Tiempos de entrega para material no stock muy elevado	0,15	1	0,15
No existe un procedimiento de delegación del trabajo en caso de faltar la persona responsable	0,06	1	0,06
No existe un sistema para la planificación estratégica	0,04	1	0,04
Total			2,10

Fuente. GARCÍA, Dayci. Evaluación del posicionamiento y plan estratégico del reposicionamiento. Puerto Ordaz. Maestría (ingeniería industrial). UNEXPO. Facultad de ingenierías.

En la tabla anterior se puede evidenciar que el cuadro de matriz MPC se divide en los siguientes aspectos a tener en cuenta:

El primero aspecto se define como las características o propiedades resaltadas para la evaluación donde que condicionan, restringen o favorecen la respuesta de las diferentes alternativas. Lo cual se evidencia con dos categorías a tener en cuenta y de cada una subdivide de cuatro a cinco factores claves en el éxito de la industria.

El segundo aspecto hace referencia a cada participante de la competencia aplicado a la industria en estudio, cabe aclarar que cada uno se clasifica en la tabla en aspectos importantes a evaluar.

El tercer aspecto denominado peso actúa es la incidencia que posee sobre el factor clave del éxito; es decir, el participante de la competencia que está siendo evaluado. Este aspecto asigna una ponderación a cada propiedad con el objetivo de indicar la importancia relativa de este, el cual muestra que cero equivale a no tener importancia y uno es similar a ser muy importante; cada uno de estos valores dados debe ser menor a uno y la suma total debe ser igual a uno.

El cuarto aspecto hace referencia a la calificación, donde refleja el comportamiento o la respuesta que tiene cada factor clave del éxito respecto al participante de la competencia con el que está siendo evaluado; es decir que tan “eficaz” o que tan “insuficiente” es el comportamiento de las características o propiedades evaluadas. Este aspecto actúa como uno de los más relevantes puesto que determina numéricamente la fortaleza o la debilidad del participante de la competencia que está siendo evaluado.

Por último, el quinto aspecto se denomina peso ponderado siendo el resultado de la multiplicación del peso y la calificación anteriormente mencionados. El participante que tenga mejor puntuación total será la mejor opción a aplicar en el estudio realizado.

La matriz MPC se adecua a la industria a estudiar con las condiciones analizadas en el presente proyecto, esta misma efectuara la evaluación, observación y selección primordial del trazador más eficiente para el Campo Brisas. A continuación, se describe el criterio para el diseño de la matriz de selección del trazador.

4.1.2 Matriz de selección del trazador. Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado referente a ECOPETROL S.A., donde la selección del trazador que se desea aplicar está basada en las condiciones de las propiedades petrofísicas del yacimiento y los factores importantes que se condicionan a este como la viabilidad económica y la contaminación ambiental.

La matriz se forma con base en los cinco aspectos fundamentales mencionados anteriormente. Para el primer aspecto se hace referencia a los intervalos de la formación productora del campo K4A, K4B1, K4B2, K4B3, K4B3SL y K4C.

Este aspecto conlleva a ocho factores denominados: porosidad, permeabilidad, saturación de agua, volumen de arcilla, precio de compra, precio de seguimiento, operaciones adicionales y contaminación, cada uno de estos resalta que la subdivisión cuenta con factores técnicos y características específicas que posee cada intervalo.

Para la construcción del método de validación se genera una valoración total por cada intervalo de la formación respecto a los participantes de la competencia de la matriz de selección que son los tipos de trazadores químicos (Uranina, Rhodamina B, Amidorhodamina, Cloruro sódico, Cloruro cálcico, Hidroxido de litio, Tiocianuro, FBA Acido Fluorobenzoico, Cloro-benzoico y Boro) y radioactivos (Activables, Artificiales y Naturales) que se desean analizar.

Se debe aclarar que al realizar el desarrollo de la matriz de selección del trazador las propiedades de los fluidos del yacimiento no se tienen en cuenta debido a que no inciden de manera directa en el criterio de decisión, el trazador seleccionado proporcionara la información necesaria para la comunicación entre el pozo Brisas 1 y los pozos productores del Campo Brisas, el análisis se enfoca en el estudio de las propiedades del yacimiento, el costo que trae consigo la elección del trazador sobresaliendo el costo del seguimiento y los costos extras de operación (realizar registros para la lectura de datos, costos de envío, tiempos de operación, entre otros) y la contaminación que genera sobre el campo y su entorno respecto a la aplicación del trazador.

De cada uno de los aspectos para la elaboración de la matriz el peso y la calificación se obtienen a partir del análisis de las ventajas y limitaciones que existe sobre cada participante de la competencia. Es necesario resaltar la incidencia o peso de cada una de las características de los intervalos de la formación con la finalidad de definir si el aspecto a analizar tiene un hecho predominante en la capacidad técnica del trazador.

4.1.2.1 Descripción de la variable del peso en la matriz de selección. A continuación, se define cada una de las propiedades y características de los intervalos, enfatizando en la importancia de cada uno dentro de la evaluación del trazador a elegir. Para tener en cuenta una muy buena incidencia atribuye a que el aspecto afecta en gran medida la aplicación del trazador y una baja incidencia hace referencia a cuando la característica no posee una afectación considerable sobre el trazador. Estas medidas se tomaron a partir del conocimiento por parte del orientador de la empresa Ecopetrol S.A quien quío cada uno de las incidencias de las variables para los trazadores, de igual forma se atribuyeron estas medidas basados en las investigaciones pertinentes del comportamiento de algunos trazadores que se manejaron dentro de la empresa Ecopetrol en otros campos.

A continuación se describe el peso asignado a cada una de las características que se tuvieron en cuenta para la realización de la matriz:

- **Porosidad:** Esta propiedad del yacimiento responde a la recuperación directa del petróleo, se enfoca en el cambio de un gran número de factores que conllevan a la granulometría de los componentes de la roca, al porcentaje con respecto a la capacidad que tiene la roca para almacenar el fluido, entre otros.

De igual forma se evidencian los rangos de clasificación de la porosidad en la **Tabla 10**.

Tabla 10. Rangos de aplicación para la porosidad.

Clasificación	Rango de porosidad
Alta	$\geq 20\%$
Media	$20\% \geq \varnothing \leq 5\%$
Baja	$\leq 5\%$

Fuente. CIROP- Centro para el incremento del factor de recobro y la optimización de producción. FACES DE VISUALIZACION DEL CAMPO BRISAS. Bogotá. Julio 2010.

El peso de la variable, porosidad, es de “**media**” incidencia para el desarrollo de la matriz de selección debido a que las porosidades se encuentran entre el rango de 5 % al 20 %, además la porosidad es una variable que no se puede alterar debido a que es netamente la composición que se tiene en el yacimiento.

- **Permeabilidad:** La permeabilidad expresa valores dependiendo del tipo de suelo que este tenga y las condiciones en la que se encuentre la roca, definida por la capacidad que tiene para permitir que los fluidos que están contenidos en ella, se muevan a través de los poros interconectados. A continuación en la **Tabla 11**, se especifica la clasificación de esta propiedad según el tipo de roca.

Tabla 11. Clasificación de permeabilidad según tipo de suelo

Tipo de suelo	Permeabilidad
Grava limpia Arenas limpias Mezcla de grava	Rápida
Arenas muy finas Limos orgánicos inorgánicos Mezcla de arena, limo y arcilla	Moderada
Suelos impermeables como arcillas homogéneas	Lenta

Fuente. PERMEABILIDAD DEL SUELO. Clases de permeabilidad del suelo [en línea] <http://www.fao.org/tempref/FI/CDrom/FAO_Training/FAO_Training/General/x6706s/x6706s09.htm> [citado en 18 de enero de 2018]. Modificada por autor

Para efectos de este campo la permeabilidad resulta ser moderada según los resultados mencionados dentro del...Capítulo 1... donde se referencia la composición de la Formación Monserrate y en comparación con los rangos de permeabilidad manejados en la industria petrolera.

La permeabilidad tiene una incidencia sobre el peso de la selección del trazador “**baja**” pertinente a la afectación que tiene sobre el estado composicional del yacimiento, donde no causa problemas de manera directa sobre la formación, puesto que es el medio por donde el fluido de inyección junto con el trazador pasan a través del yacimiento.

- **Saturación de agua:** La saturación de agua representa la fracción de volumen poroso ocupado solamente por agua dentro del yacimiento. Cabe resaltar que la sumatoria de las saturaciones tanto de agua, petróleo y gas, si se encuentra en el yacimiento, deben dar 1 o 100% de todo el volumen poroso.⁵⁵

La saturación de agua presenta características relevantes como la determinación de la cantidad de petróleo y de agua presente en el yacimiento, adicionalmente determina el porcentaje de los fluidos teniendo en cuenta los datos de porosidad y de permeabilidad de la formación. A partir de lo anterior se estima que la incidencia de esta variable dentro de la matriz de selección es “**media**”, puesto que no se ve afectada con la presencia de los trazadores en el fluido de inyección debido a que se encuentra dentro de una saturación de agua perteneciente a una zona barrida del yacimiento.⁵⁶

⁵⁵ PORTAL DEL PETRÓLEO. Saturación de fluidos en el yacimiento [en línea] <<http://www.portaldelpetroleo.com/2017/07/saturacion-de-fluidos-en-yacimiento.html>> [citado en 23 de enero de 2018]

⁵⁶ LA COMUNIDAD PETROLERA. Definición de saturación [en línea] <<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2012/09/definicion-de-saturacion.html>> [citado en 23 de enero de 2018]

- **Volumen de arcilla:** se define como el porcentaje de arcillas presentes en la formación, donde se encuentran minerales conductivos como lutitas.

La presencia de este aspecto en la formación se relaciona directamente con el perfil espontaneo (SP) que es conocido por identificar zonas impermeables de lutitas y zonas permeables con arena, es decir que el volumen influye directamente en la reducción de la curva proporcionada por el perfil SP. El volumen de arcillas es mayor en las zonas productivas de hidrocarburo y en la zona de producción de agua es igual a la cantidad de arcillas.

El peso de incidencia sobre este aspecto es “**alto**” debido a la afectación que tiene directamente con los intervalos de la formación. Adicionalmente el volumen de arcilla es necesario para realizar las correcciones por arcillosidad a las variables de porosidad y de saturación para así obtener valores confiables.⁵⁷

- **Precio:** La viabilidad económica hace referencia a la facilidad de obtener el trazador a elegir; donde se tiene en cuenta costo de adquisición, localización, tiempo de espera, forma de entrega, costos de producción y costos de operación, entre otros.

El peso de incidencia frente al aspecto económico es “**alto**” debido a los factores de disponibilidad de adquisición y manejo de operación que alteran significativamente la producción, operación del yacimiento.

El costo del trazador se basará específicamente en tres áreas puntuales para su evaluación:

1. **Precio de compra:** El beneficio en la compra del trazador varía dependiendo la disponibilidad de adquisición y que el valor de compra sea moderado donde se puede encontrar como costo mínimo de \$10 US y como costo máximo \$1000 US.
2. **Precio de seguimiento:** es una característica que se debe tener en cuenta para poder adquirir el trazador es el seguimiento que este requiere para poder ver los resultados, estos procedimientos pueden ser evaluados por toma de muestras en un tiempo determinado o puede facilitar los resultados de manera directa.
3. **Operaciones adicionales:** Este aspecto hace referencia a las medidas adicionales que se deben tener en cuenta para la selección del trazador como pruebas de registros para la lectura de datos y muestras para el éxito de los

⁵⁷ ACEVEDO BELLO, Carlos Eduardo y HIGUERAY, Rosanny Carolina. Desarrollo de un programa en Matlab para la evaluación petrofísica del yacimiento A-1; Arena J3 del campo Udo. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Puerto la Cruz. Universidad del Oriente. Departamento de Química. 2007. 13p.

resultados del trazador, estas requieren un equipo externo ya que no son tomadas in situ y depende de las especificaciones de cada trazador.

- **Contaminación:** Este factor se define como las afectaciones ambientales que generan la aplicación del trazador seleccionado y pueden presentar cambios y riesgos importantes en el entorno del yacimiento y ante la comunidad, entre otros.

El peso de incidencia en este aspecto es “**medio**” donde se toma en cuenta que puede llegar a causar daños permanentes como daños reversibles tanto para la economía de la empresa como para la de la comunidad y los trabajadores que manipulan estos elementos.

Adicionalmente cada matriz posee una calificación (C) difiere entre las formaciones debido a las condiciones de saturación de agua que contiene cada intervalo y a las condiciones técnicas en las que se encuentra cada trazador, lo mismo en la incidencia de las variables respecto al comportamiento del yacimiento.

A continuación, se presenta la matriz de selección base, según el tipo trazador ya sea químico o radioactivo para los intervalos de la formación K4A, K4B1, K4B2, K4B3, K4B3SL y K4C. La **Tabla 14** muestra la matriz de selección de evaluación técnica según el tipo de trazador que será aplicable al campo y según sus condiciones actuales.

Cuadro 14. Matriz base para la selección del trazador

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO		TRAZADORES QUIMICOS O RADIOACTIVOS									
		Peso									
			Condiciones de operación	C	PP	Condiciones de operación	C	PP	Condiciones de operación	C	PP
	Porosidad (%)										
	Permeabilidad (mD)										
	Saturación (%)										
	Volumen de arcilla (%)										
	Precio de compra										
	Precio de seguimiento										
	Operaciones adicionales										
	Contaminación										
	SUBTOTAL										
	Porosidad (%)										
	Permeabilidad (mD)										
	Saturación (%)										
	Precio de compra										
	Precio de seguimiento										
	Operaciones adicionales										
	Contaminación										
	Volumen de arcilla (%)										
	SUBTOTAL										
	Porosidad (%)										
	Permeabilidad (mD)										
	Saturación (%)										
	Volumen de arcilla (%)										
	Precio de compra										
	Precio de seguimiento										
	Operaciones adicionales										
	Contaminación										
	SUBTOTAL										
TOTAL											

4.2 EJECUCIÓN DE LA MATRIZ DE SELECCIÓN DE LOS TRAZADORES QUÍMICOS Y RADIOACTIVOS

El anterior esquema se realizó para la selección del trazador y complementa con un análisis de las características descritas en el punto anterior dándole respectivo peso de cada variable teniendo en cuenta las determinaciones y las recomendaciones técnicas que salen a partir del comportamiento del yacimiento estudiado.

Se debe tener en cuenta que según las especificaciones la empresa ECOPETROL S.A. solo se desea elegir un tipo de trazador que tenga la mayor puntuación técnica para poder ser analizado y finalmente aplicarlo bajo los parámetros y condiciones actuales del campo.

Las tablas que se presentan a continuación muestran las matrices de evaluación técnica de las formaciones K4A, K4B1, K4B2, K4B3, K4B3SL y K4C. Estas matrices de selección se desarrollaron con el fin de seleccionar el trazador más aplicable técnicamente ante las características específicas del yacimiento y composicionales de las formaciones.

A continuación, en la **Tabla 12**, se determinó cada una de las puntuaciones a las variables descritas. Dando como resultado la selección de un trazador a partir de la ejecución realizada a la matriz. Además, se asignó la respectiva convención mostrada en la **Tabla 13**.

Tabla 12. Matriz de selección para los trazadores químicos

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO		TRAZADORES QUÍMICOS															
		Peso	Uranina (U)			Rhodamina B			Amidorrhodamina G - Solforhodamina G			Cloruro Sódico			Cloruro Cálcico		
			condiciones de operaci	C	PP	condiciones de operaci	C	PP	condiciones de operaci	C	PP	condiciones de operaci	C	PP	condiciones de operaci	C	PP
K4A	Porosidad (%)	0,1	0,19	1	0,1	0,19	2	0,2	0,19	4	0,4	0,19	3	0,3	0,19	3	0,3
	Permeabilidad (mD)	0,1	24,83	2	0,2	24,83	3	0,3	24,83	2	0,2	24,83	1	0,1	24,83	2	0,2
	Saturación (%)	0,05	0,46	4	0,2	0,46	4	0,2	0,46	4	0,2	0,46	4	0,2	0,46	1	0,05
	Volumen de arcilla (%)	0,2	0,24	4	0,8	0,24	3	0,6	0,24	1	0,2	0,24	1	0,2	0,24	4	0,8
	Precio de compra	0,05	bajo	2	0,1	bajo	4	0,2	bajo	3	0,15	bajo	3	0,15	bajo	4	0,2
	Precio de seguimiento	0,2	bajo	3	0,6	alto	1	0,2	bajo	2	0,4	alto	2	0,4	alto	2	0,4
	Operaciones adicionales	0,2	Bajo	4	0,8	alto	1	0,2	medio-alto	3	0,6	bajo	4	0,8	bajo	4	0,8
	Contaminación	0,1	Baja	4	0,4	alta	1	0,1	media-alta	3	0,3	baja	4	0,4	baja	4	0,4
	SUBTOTAL	1			3,2			2			2,45			2,55			3,15
	K4B1	Porosidad (%)	0,1	0,2	4	0,4	0,2	3	0,3	0,2	1	0,1	0,2	2	0,2	0,2	1
Permeabilidad (mD)		0,05	66,62	3	0,15	66,62	2	0,1	66,62	1	0,05	66,62	2	0,1	66,62	1	0,05
Saturación (%)		0,1	0,35	1	0,1	0,35	4	0,4	0,35	4	0,4	0,35	1	0,1	0,35	1	0,1
Precio de compra		0,1	bajo	2	0,2	bajo	4	0,4	bajo	3	0,3	bajo	3	0,3	bajo	4	0,4
Precio de seguimiento		0,15	bajo	3	0,45	alto	1	0,15	bajo	2	0,3	alto	2	0,3	alto	2	0,3
Operaciones adicionales		0,05	Bajo	4	0,2	alto	1	0,05	medio-alto	3	0,15	bajo	4	0,2	bajo	4	0,2
Contaminación		0,2	Baja	4	0,8	alta	1	0,2	media-alta	3	0,6	baja	4	0,8	baja	4	0,8
Volumen de arcilla (%)		0,25	0,18	1	0,25	0,18	3	0,75	0,18	1	0,25	0,18	1	0,25	0,18	2	0,5
SUBTOTAL		1			2,55			2,35			2,15			2,25			2,45
K4B2		Porosidad (%)	0,15	0,19	1	0,15	0,19	2	0,3	0,19	4	0,6	0,19	1	0,15	0,19	1
	Permeabilidad (mD)	0,1	134,24	4	0,4	134,24	4	0,4	134,24	3	0,3	134,24	3	0,3	134,24	2	0,2
	Saturación (%)	0,2	0,22	4	0,8	0,22	4	0,8	0,22	4	0,8	0,22	3	0,6	0,22	3	0,6
	Volumen de arcilla (%)	0,15	0,15	4	0,6	0,15	4	0,6	0,15	1	0,15	0,15	3	0,45	0,15	2	0,3
	Precio de compra	0,05	bajo	2	0,1	bajo	4	0,2	bajo	3	0,15	bajo	3	0,15	bajo	4	0,2
	Precio de seguimiento	0,1	bajo	3	0,3	alto	1	0,1	bajo	2	0,2	alto	2	0,2	alto	2	0,2
	Operaciones adicionales	0,05	Bajo	4	0,2	alto	1	0,05	medio-alto	3	0,15	bajo	4	0,2	bajo	4	0,2
	Contaminación	0,2	Baja	4	0,8	alta	1	0,2	media-alta	3	0,6	baja	4	0,8	baja	4	0,8
	SUBTOTAL	1			3,35			2,65			2,35			2,85			2,65
	K4B3	Porosidad (%)	0,15	0,19	2	0,3	0,19	1	0,15	0,19	2	0,3	0,19	2	0,3	0,19	2
Permeabilidad (mD)		0,1	70,65	2	0,2	70,65	3	0,3	70,65	1	0,1	70,65	2	0,2	70,65	2	0,2
Saturación (%)		0,25	0,32	4	1	0,32	2	0,5	0,32	4	1	0,32	1	0,25	0,32	2	0,5
Volumen de arcilla (%)		0,2	0,13	4	0,8	0,13	4	0,8	0,13	4	0,8	0,13	1	0,2	0,13	4	0,8
Precio de compra		0,05	bajo	2	0,1	bajo	4	0,2	bajo	3	0,15	bajo	3	0,15	bajo	4	0,2
Precio de seguimiento		0,1	bajo	3	0,3	alto	1	0,1	bajo	2	0,2	alto	2	0,2	alto	2	0,2
Operaciones adicionales		0,05	Bajo	4	0,2	alto	1	0,05	medio-alto	3	0,15	bajo	4	0,2	bajo	4	0,2
Contaminación		0,1	Baja	4	0,4	alta	1	0,1	media-alta	3	0,3	baja	4	0,4	baja	4	0,4
SUBTOTAL		1			3,3			2,2			3			1,9			2,8
K4B3SL		Porosidad (%)	0,2	0,18	4	0,8	0,18	4	0,8	0,18	2	0,4	0,18	1	0,2	0,18	1
	Permeabilidad (mD)	0,15	22,43	4	0,6	22,43	4	0,6	22,43	3	0,45	22,43	2	0,3	22,43	2	0,3
	Saturación (%)	0,2	0,49	2	0,4	0,49	4	0,8	0,49	4	0,8	0,49	1	0,2	0,49	3	0,6
	Volumen de arcilla (%)	0,05	0,16	1	0,05	0,16	2	0,1	0,16	1	0,05	0,16	1	0,05	0,16	3	0,15
	Precio de compra	0,1	bajo	2	0,2	bajo	4	0,4	bajo	3	0,3	bajo	3	0,3	bajo	4	0,4
	Precio de seguimiento	0,15	bajo	3	0,45	alto	1	0,15	bajo	2	0,3	alto	2	0,3	alto	2	0,3
	Operaciones adicionales	0,05	Bajo	4	0,2	alto	1	0,05	medio-alto	3	0,15	bajo	4	0,2	bajo	4	0,2
	Contaminación	0,1	Baja	4	0,4	alta	1	0,1	media-alta	3	0,3	baja	4	0,4	baja	4	0,4
	SUBTOTAL	1			3,1			3			2,75			1,95			2,55
	K4C	Porosidad (%)	0,15	0,2	4	0,6	0,2	3	0,45	0,2	4	0,6	0,2	4	0,6	0,2	1
Permeabilidad (mD)		0,2	63,56	2	0,4	63,56	3	0,6	63,56	4	0,8	63,56	1	0,2	63,56	1	0,2
Saturación (%)		0,2	0,43	4	0,8	0,43	3	0,6	0,43	4	0,8	0,43	3	0,6	0,43	1	0,2
Volumen de arcilla (%)		0,15	0,17	1	0,15	0,17	1	0,15	0,17	1	0,15	0,17	3	0,45	0,17	3	0,45
Precio de compra		0,05	bajo	2	0,1	bajo	4	0,2	bajo	3	0,15	bajo	3	0,15	bajo	4	0,2
Precio de seguimiento		0,1	bajo	3	0,3	alto	1	0,1	bajo	2	0,2	alto	2	0,2	alto	2	0,2
Operaciones adicionales		0,1	Bajo	4	0,4	alto	1	0,1	medio-alto	3	0,3	bajo	4	0,4	bajo	4	0,4
Contaminación		0,05	Baja	4	0,2	alta	1	0,05	media-alta	3	0,15	baja	4	0,2	baja	4	0,2
SUBTOTAL		1			2,95			2,25			3,15			2,8			2,2
TOTAL					18,5			14,5			16,5			14,3			15,6

Tabla 12. (Continuación)

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO		TRAZADORES QUIMICOS																	
		Peso	Tiocianuro			Hidróxido de litio			Ácido fluorobenzoico			clorobenzoico			clorobenzoico				
			condiciones de operac	C	PP	condiciones de operac	C	PP	condiciones de op	C	PP	condiciones de op	C	PP	condiciones de op	C	PP		
K4A	Porosidad (%)	0,1	0,19	1	0,1	0,19	2	0,2	0,19	2	0,2	0,19	2	0,2	0,19	1	0,2	0,19	
	Permeabilidad (mD)	0,1	24,83	2	0,2	24,83	2	0,2	24,83	2	0,2	24,83	3	0,3	24,83	3	0,3	24,83	
	Saturación (%)	0,05	0,46	4	0,2	0,46	1	0,05	0,46	1	0,05	0,46	1	0,05	0,46	1	0,05	0,46	
	Volumen de arcilla (%)	0,2	0,24	2	0,4	0,24	4	0,8	0,24	4	0,8	0,24	4	0,8	0,24	4	0,8	0,24	
	Precio de compra	0,05	alto	1	0,05	bajo	3	0,15	bajo	3	0,15	bajo	3	0,15	bajo	3	0,15	bajo	3
	Precio de seguimiento	0,2	alto	1	0,2	alto	1	0,2	bajo	1	0,2	alto	1	0,2	alto	1	0,2	alto	1
	Operaciones adicionales	0,2	bajo	4	0,8	bajo	4	0,8	bajo	4	0,8	alto	1	0,2	alto	1	0,2	alto	1
	Contaminación	0,1	baja	4	0,4	baja	4	0,4	baja	4	0,4	media-baja	2	0,2	baja	4	0,4	baja	4
	SUBTOTAL	1			1,95			2,8			2,8		2,1			2,2			2,2
	K4B1	Porosidad (%)	0,1	0,2	3	0,3	0,2	1	0,1	0,2	2	0,2	0,2	3	0,3	0,2	3	0,3	0,2
Permeabilidad (mD)		0,05	66,62	1	0,05	66,62	1	0,05	66,62	1	0,05	66,62	1	0,05	66,62	1	0,05	66,62	
Saturación (%)		0,1	0,35	4	0,4	0,35	3	0,3	0,35	3	0,3	0,35	3	0,3	0,35	3	0,3	0,35	
Precio de compra		0,1	alto	1	0,1	bajo	3	0,3	bajo	4	0,4	bajo	4	0,4	bajo	4	0,4	bajo	4
Precio de seguimiento		0,15	alto	1	0,15	alto	1	0,15	bajo	4	0,6	alto	2	0,3	alto	2	0,3	alto	2
Operaciones adicionales		0,05	bajo	4	0,2	bajo	4	0,2	bajo	3	0,15	alto	2	0,1	alto	2	0,1	alto	2
Contaminación		0,2	baja	4	0,8	baja	4	0,8	baja	2	0,4	media-baja	3	0,6	baja	3	0,6	baja	3
Volumen de arcilla (%)		0,25	0,18	1	0,25	0,18	4	1	0,18	3	0,75	0,18	3	0,75	0,18	3	0,75	0,18	3
SUBTOTAL		1			2,25			2,9			2,85		2,8			2,8			2,8
K4B2		Porosidad (%)	0,15	0,19	4	0,6	0,19	3	0,45	0,19	1	0,15	0,19	1	0,15	0,19	3	0,45	0,19
	Permeabilidad (mD)	0,1	134,24	2	0,2	134,24	3	0,3	134,24	3	0,3	134,24	2	0,2	134,24	2	0,2	134,24	
	Saturación (%)	0,2	0,22	2	0,4	0,22	1	0,2	0,22	3	0,6	0,22	3	0,6	0,22	3	0,6	0,22	
	Volumen de arcilla (%)	0,15	0,15	1	0,15	0,15	1	0,15	0,15	3	0,45	0,15	3	0,45	0,15	3	0,45	0,15	
	Precio de compra	0,05	alto	1	0,05	bajo	3	0,15	bajo	3	0,15	bajo	3	0,15	bajo	4	0,2	bajo	4
	Precio de seguimiento	0,1	alto	1	0,1	alto	1	0,1	bajo	2	0,2	alto	1	0,1	alto	1	0,1	alto	1
	Operaciones adicionales	0,05	bajo	4	0,2	bajo	4	0,2	bajo	4	0,2	alto	1	0,05	alto	1	0,05	alto	1
	Contaminación	0,2	baja	4	0,8	baja	4	0,8	baja	4	0,8	media-baja	4	0,8	baja	4	0,8	baja	4
	SUBTOTAL	1			2,5			2,35			2,85		2,5			2,85			2,85
	K4B3	Porosidad (%)	0,15	0,19	3	0,45	0,19	1	0,15	0,19	1	0,15	0,19	2	0,3	0,19	2	0,3	0,19
Permeabilidad (mD)		0,1	70,65	2	0,2	70,65	2	0,2	70,65	2	0,2	70,65	2	0,2	70,65	2	0,2	70,65	
Saturación (%)		0,25	0,32	4	1	0,32	4	1	0,32	1	0,25	0,32	1	0,25	0,32	1	0,25	0,32	
Volumen de arcilla (%)		0,2	0,13	1	0,2	0,13	4	0,8	0,13	1	0,2	0,13	1	0,2	0,13	2	0,4	0,13	
Precio de compra		0,05	alto	1	0,05	bajo	3	0,15	bajo	3	0,15	bajo	3	0,15	bajo	3	0,15	bajo	3
Precio de seguimiento		0,1	alto	1	0,1	alto	1	0,1	bajo	2	0,2	alto	2	0,2	alto	2	0,2	alto	2
Operaciones adicionales		0,05	bajo	4	0,2	bajo	4	0,2	bajo	4	0,2	alto	2	0,1	alto	2	0,1	alto	2
Contaminación		0,1	baja	4	0,4	baja	4	0,4	baja	4	0,4	media-baja	4	0,4	baja	4	0,4	baja	4
SUBTOTAL		1			2,6			3			1,75		1,8			2			2
K4B3SL		Porosidad (%)	0,2	0,18	2	0,4	0,18	2	0,4	0,18	1	0,2	0,18	1	0,2	0,18	1	0,2	0,18
	Permeabilidad (mD)	0,15	22,43	2	0,3	22,43	2	0,3	22,43	2	0,3	22,43	3	0,45	22,43	1	0,15	22,43	
	Saturación (%)	0,2	0,49	1	0,2	0,49	1	0,2	0,49	3	0,6	0,49	3	0,6	0,49	3	0,6	0,49	
	Volumen de arcilla (%)	0,05	0,16	4	0,2	0,16	2	0,1	0,16	4	0,2	0,16	4	0,2	0,16	4	0,2	0,16	
	Precio de compra	0,1	alto	1	0,1	bajo	3	0,3	bajo	4	0,4	bajo	4	0,4	bajo	4	0,4	bajo	4
	Precio de seguimiento	0,15	alto	1	0,15	alto	1	0,15	bajo	3	0,45	alto	1	0,15	alto	2	0,3	alto	2
	Operaciones adicionales	0,05	bajo	4	0,2	bajo	4	0,2	bajo	3	0,15	alto	1	0,05	alto	1	0,05	alto	1
	Contaminación	0,1	baja	4	0,4	baja	4	0,4	baja	1	0,1	media-baja	2	0,2	baja	4	0,4	baja	4
	SUBTOTAL	1			1,95			2,05			2,4		2,25			2,3			2,3
	K4C	Porosidad (%)	0,15	0,2	1	0,15	0,2	2	0,3	0,2	4	0,6	0,2	1	0,15	0,2	2	0,3	0,2
Permeabilidad (mD)		0,2	63,56	1	0,2	63,56	2	0,4	63,56	2	0,4	63,56	2	0,4	63,56	2	0,4	63,56	
Saturación (%)		0,2	0,43	4	0,8	0,43	4	0,8	0,43	4	0,8	0,43	4	0,8	0,43	4	0,8	0,43	
Volumen de arcilla (%)		0,15	0,17	4	0,6	0,17	4	0,6	0,17	1	0,15	0,17	1	0,15	0,17	1	0,15	0,17	
Precio de compra		0,05	alto	1	0,05	bajo	3	0,15	bajo	2	0,1	bajo	2	0,1	bajo	3	0,15	bajo	3
Precio de seguimiento		0,1	alto	1	0,1	alto	1	0,1	bajo	3	0,3	alto	1	0,1	alto	1	0,1	alto	1
Operaciones adicionales		0,1	bajo	4	0,4	bajo	4	0,4	bajo	4	0,4	alto	2	0,2	alto	1	0,1	alto	1
Contaminación		0,05	baja	4	0,2	baja	4	0,2	baja	4	0,2	media-baja	3	0,15	baja	3	0,15	baja	3
SUBTOTAL		1			2,5			2,95			2,95		2,05			2,15			2,15
TOTAL					13,8			16,1			15,6		13,5			14,3			14,3

Tabla 13. Convecciones respectivas a la matriz de trazadores químicos

CONVENCIONES	
Peso	Incidencia de la variable analizada. Entre 0 a 1; entre más se acerque a 1, mayor será el peso de la variable de la matriz.
C	Calificación del comportamiento del sistema ante la variable analizada 1= Mayor debilidad 2= Menor debilidad 3= Menor fortaleza 4= Mayor fortaleza
PP	Peso ponderado, producto entre el peso y la calificación

Por otro lado, se realizó una segunda matriz con trazadores radiactivos. Teniendo en cuenta el peso de cada una de las variables expuestas en el punto anterior. Esta fue ejecutada y como resultado no se obtuvieron puntuaciones que fueran relevantes frente a los trazadores químicos como se muestra en la **Tabla 14**. Y sus respectivas convenciones se dan a conocer en la **Tabla 15**.

Tabla 14. Matriz de selección para los trazadores radiactivos

	PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	Peso	TIPOS DE TRAZADORES								
			Activables			Artificiales			Naturales		
			Condiciones de operaci	C	PP	Condiciones de operaci	C	PP	Condiciones de operaci	C	PP
K4A	Porosidad (%)	0,1	0,19	4	0,4	0,19	3	0,3	0,19	1	0,1
	Permeabilidad (mD)	0,1	24,83	4	0,4	24,83	2	0,2	24,83	2	0,2
	Saturación (%)	0,05	0,46	3	0,15	0,46	4	0,2	0,46	4	0,2
	Volumen de arcilla (%)	0,2	0,24	2	0,4	0,24	4	0,8	0,24	2	0,4
	Precio de compra	0,05	bajo	3	0,15	bajo	3	0,15	bajo	4	0,2
	Precio de seguimiento	0,2	alto	1	0,2	alto	1	0,2	alto	2	0,4
	Operaciones adicionales	0,2	alto	1	0,2	bajo	4	0,8	bajo	3	0,6
	Contaminación	0,1	alta	1	0,1	baja	4	0,4	alta	1	0,1
	SUBTOTAL	1			2			3,05			2,2
	K4B1	Porosidad (%)	0,1	0,2	2	0,2	0,2	4	0,4	0,2	3
Permeabilidad (mD)		0,05	66,62	2	0,1	66,62	4	0,2	66,62	2	0,1
Saturación (%)		0,1	0,35	2	0,2	0,35	3	0,3	0,35	2	0,2
Precio de compra		0,1	bajo	3	0,3	bajo	3	0,3	bajo	4	0,4
Precio de seguimiento		0,15	alto	1	0,15	alto	1	0,15	alto	2	0,3
Operaciones adicionales		0,05	alto	1	0,05	bajo	4	0,2	bajo	3	0,15
Contaminación		0,2	alta	1	0,2	baja	4	0,8	alta	1	0,2
Volumen de arcilla (%)		0,25	0,18	4	1	0,18	1	0,25	0,18	4	1
SUBTOTAL		1			2,2			2,6			2,65
K4B2		Porosidad (%)	0,15	0,19	3	0,45	0,19	1	0,15	0,19	4
	Permeabilidad (mD)	0,1	134,24	1	0,1	134,24	2	0,2	134,24	4	0,4
	Saturación (%)	0,2	0,22	4	0,8	0,22	3	0,6	0,22	3	0,6
	Volumen de arcilla (%)	0,15	0,15	4	0,6	0,15	2	0,3	0,15	2	0,3
	Precio de compra	0,05	bajo	3	0,15	bajo	3	0,15	bajo	4	0,2
	Precio de seguimiento	0,1	alto	1	0,1	alto	1	0,1	alto	2	0,2
	Operaciones adicionales	0,05	alto	1	0,05	bajo	4	0,2	bajo	3	0,15
	Contaminación	0,2	alta	1	0,2	baja	4	0,8	alta	1	0,2
	SUBTOTAL	1			2,45			2,5			2,65
	K4B3	Porosidad (%)	0,15	0,19	3	0,45	0,19	3	0,45	0,19	2
Permeabilidad (mD)		0,1	70,65	2	0,2	70,65	1	0,1	70,65	2	0,2
Saturación (%)		0,25	0,32	1	0,25	0,32	4	1	0,32	4	1
Volumen de arcilla (%)		0,2	0,13	4	0,8	0,13	1	0,2	0,13	3	0,6
Precio de compra		0,05	bajo	3	0,15	bajo	3	0,15	bajo	4	0,2
Precio de seguimiento		0,1	alto	1	0,1	alto	1	0,1	alto	2	0,2
Operaciones adicionales		0,05	alto	1	0,05	bajo	4	0,2	bajo	3	0,15
Contaminación		0,1	alta	1	0,1	baja	4	0,4	alta	1	0,1
SUBTOTAL		1			2,1			2,6			2,75
K4B3SL		Porosidad (%)	0,2	0,18	4	0,8	0,18	2	0,4	0,18	1
	Permeabilidad (mD)	0,15	22,43	4	0,6	22,43	2	0,3	22,43	2	0,3
	Saturación (%)	0,2	0,49	4	0,8	0,49	1	0,2	0,49	3	0,6
	Volumen de arcilla (%)	0,05	0,16	2	0,1	0,16	4	0,2	0,16	4	0,2
	Precio de compra	0,1	bajo	3	0,3	bajo	3	0,3	bajo	4	0,4
	Precio de seguimiento	0,15	alto	1	0,15	alto	1	0,15	alto	2	0,3
	Operaciones adicionales	0,05	alto	1	0,05	bajo	4	0,2	bajo	3	0,15
	Contaminación	0,1	alta	1	0,1	baja	4	0,4	alta	1	0,1
	SUBTOTAL	1			2,9			2,15			2,25
	K4C	Porosidad (%)	0,15	0,2	3	0,45	0,2	3	0,45	0,2	3
Permeabilidad (mD)		0,2	63,56	2	0,4	63,56	3	0,6	63,56	3	0,6
Saturación (%)		0,2	0,43	4	0,8	0,43	1	0,2	0,43	2	0,4
Volumen de arcilla (%)		0,15	0,17	4	0,6	0,17	2	0,3	0,17	1	0,15
Precio de compra		0,05	bajo	3	0,15	bajo	3	0,15	bajo	4	0,2
Precio de seguimiento		0,1	alto	1	0,1	alto	1	0,1	alto	2	0,2
Operaciones adicionales		0,1	alto	1	0,1	bajo	4	0,4	bajo	3	0,3
Contaminación		0,05	alta	1	0,05	baja	4	0,2	alta	1	0,05
SUBTOTAL		1			2,65			2,4			2,35
TOTAL					14,3			15,3			14,9

Tabla 15. Convecciones respectivas a la matriz de trazadores radiactivos

CONVENCIONES	
Peso	Incidencia de la variable analizada. Entre 0 a 1; entre más se acerque a 1, mayor será el peso de la variable de la matriz.
C	Calificación del comportamiento del sistema ante la variable analizada 1= Mayor debilidad 2= Menor debilidad 3= Menor fortaleza 4= Mayor fortaleza
PP	Peso ponderado, producto entre el peso y la calificación

Las matrices fueron desarrolladas, teniendo en cuenta los criterios anteriormente contextualizados y los pesos y calificaciones dependiendo de la incidencia de la matriz.

4.2 SELECCIÓN DEL TRAZADOR MÁS ADECUADO PARA EL CAMPO BRISAS CON BASE EN LA MATRIZ DE SELECCIÓN

El trazador con mejor perfil para el Campo Brisas según los resultados arrojados por la matriz de selección y con la puntuación de 18.5 donde técnicamente se define como el más viable para ser aplicado en el yacimiento, como se muestra en la **Tabla 16**.

Tabla 16. Trazador seleccionado por medio de la matriz

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	Peso	Uranina (U)			
		Condicionador de operaci	C	PP	
K4A	Porosidad (%)	0,1	0,19	1	0,1
	Permeabilidad (mD)	0,1	24,83	2	0,2
	Saturación (%)	0,05	0,46	4	0,2
	Volúmen de arcilla (%)	0,2	0,24	4	0,8
	Precio de compra	0,05	baja	2	0,1
	Precio de requerimiento	0,2	baja	3	0,6
	Operaciones adicionales	0,2	Baja	4	0,8
	Cantaminación	0,1	Baja	4	0,4
	SUBTOTAL	1			3,2
	K4B1	Porosidad (%)	0,1	0,2	4
Permeabilidad (mD)		0,05	66,62	3	0,15
Saturación (%)		0,1	0,35	1	0,1
Precio de compra		0,1	baja	2	0,2
Precio de requerimiento		0,15	baja	3	0,45
Operaciones adicionales		0,05	Baja	4	0,2
Cantaminación		0,2	Baja	4	0,8
Volúmen de arcilla (%)		0,25	0,18	1	0,25
SUBTOTAL		1			2,55
K4B2		Porosidad (%)	0,15	0,19	1
	Permeabilidad (mD)	0,1	134,24	4	0,4
	Saturación (%)	0,2	0,22	4	0,8
	Volúmen de arcilla (%)	0,15	0,15	4	0,6
	Precio de compra	0,05	baja	2	0,1
	Precio de requerimiento	0,1	baja	3	0,3
	Operaciones adicionales	0,05	Baja	4	0,2
	Cantaminación	0,2	Baja	4	0,8
	SUBTOTAL	1			3,35
	K4B3	Porosidad (%)	0,15	0,19	2
Permeabilidad (mD)		0,1	70,65	2	0,2
Saturación (%)		0,25	0,32	4	1
Volúmen de arcilla (%)		0,2	0,13	4	0,8
Precio de compra		0,05	baja	2	0,1
Precio de requerimiento		0,1	baja	3	0,3
Operaciones adicionales		0,05	Baja	4	0,2
Cantaminación		0,1	Baja	4	0,4
SUBTOTAL		1			3,3
K4B3SL		Porosidad (%)	0,2	0,18	4
	Permeabilidad (mD)	0,15	22,43	4	0,6
	Saturación (%)	0,2	0,49	2	0,4
	Volúmen de arcilla (%)	0,05	0,16	1	0,05
	Precio de compra	0,1	baja	2	0,2
	Precio de requerimiento	0,15	baja	3	0,45
	Operaciones adicionales	0,05	Baja	4	0,2
	Cantaminación	0,1	Baja	4	0,4
	SUBTOTAL	1			3,1
	K4C	Porosidad (%)	0,15	0,2	4
Permeabilidad (mD)		0,2	63,56	2	0,4
Saturación (%)		0,2	0,43	4	0,8
Volúmen de arcilla (%)		0,15	0,17	1	0,15
Precio de compra		0,05	baja	2	0,1
Precio de requerimiento		0,1	baja	3	0,3
Operaciones adicionales		0,1	Baja	4	0,4
Cantaminación		0,05	Baja	4	0,2
SUBTOTAL		1			2,95
TOTAL					18,5

Puntuación

18.5

A continuación, se describe el trazador seleccionado para las subdivisiones de la Formación Monserrate; donde dio como resultado final la Uranina (U); mayor trazador que lanzo la matriz descartando la viabilidad económica como un peso alto en la incidencia de la elección dando a notar que el trazador es muy accesible, y la contaminación que provoca ante el entorno de utilidad no es toxica.

Adicionalmente la alta eficiencia de este trazador y el buen comportamiento ante las características del yacimiento ha sustentado la alta viabilidad técnica de la aplicación de la Uranina en las formaciones K4A, K4B1, K4B2, K4B3, K4B3SL y K4C.

Por ultimo un factor fundamental que permitió la selección del trazador es que este genera la comunicación entre el Pozo Brisas 1 y los pozos productores del Campo Brisas.

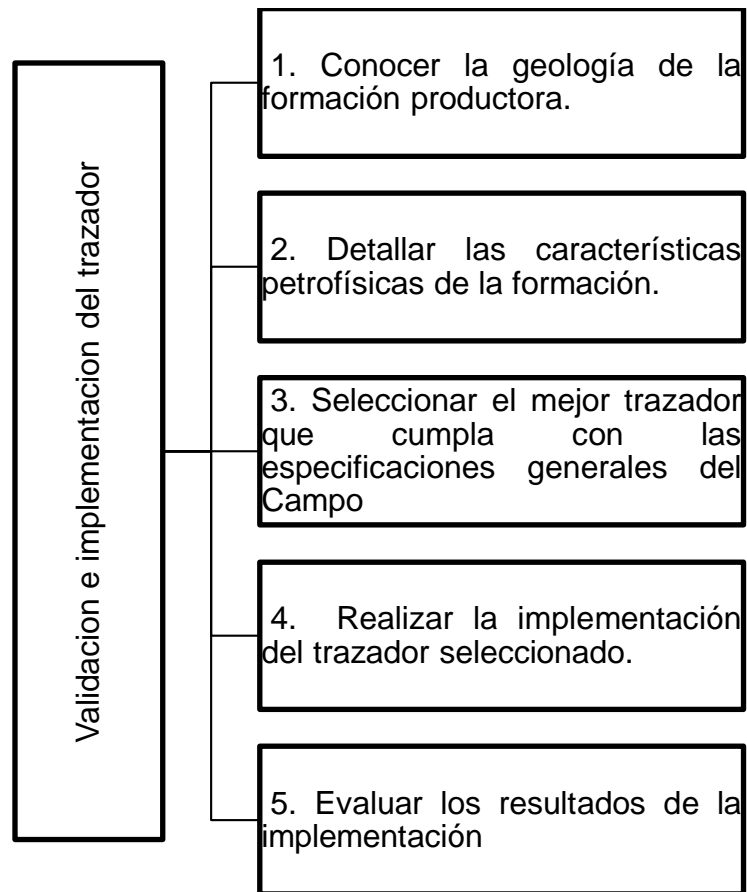
Se debe aclarar que la selección y aplicación del trazador implica un riesgo técnico, operacional y económico para la empresa ECOPETROL S.A. donde la presente matriz se toma como el estudio del presente proyecto de grado.

5. VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LA MATRIZ MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DEL TRAZADOR

El estudio realizado para obtener la comunicación entre pozos es una de las pruebas más realizadas con trazadores alrededor de mundo. De las pruebas conocidas para los campos petroleros, se tienen cifras de 61% correspondientes a inyecciones con agua y 39% correspondientes a inyecciones con gas.⁵⁸ Además, en porcentajes menores se tiene el uso de trazadores, para inyecciones alternadas de agua y gas con el fin de correlacionar los pozos.

Para generar la implementación del trazador seleccionado anteriormente por la matriz, se debe conocer las siguientes especificaciones, las cuales se presentan en la **Figura 8**, donde parte de esta, ha sido desarrollada en capítulos anteriores.

Figura 8. Proceso de implementación y validación de los resultados del trazador



Fuente. VASQUEZ, y MONTEROLA, Yusi. Uso de trazadores radiactivos en el monitoreo de la inyección de agua para la producción de hidrocarburos. Caracas, 2012, p. 70 - 89. Modificado por autor.

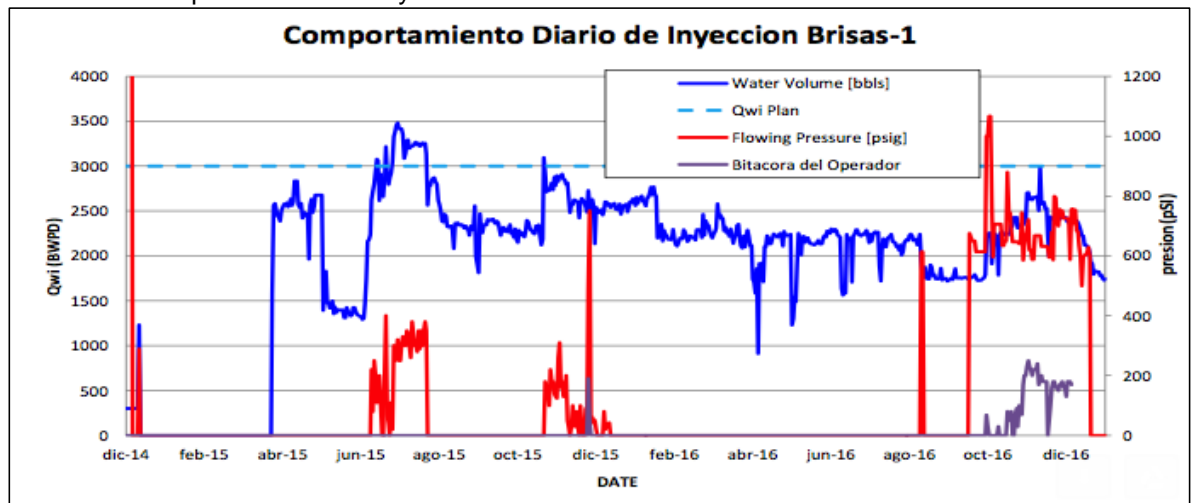
⁵⁸ PÉREZ LÓPEZ, Op. cit., p. 2

En este capítulo es necesario conocer el procedimiento para implementar el trazador en el Campo Brisas de manera muy general, donde se determine las pautas para realizar una buena implementación y así mismo obtener los mejores resultados.

Adicionalmente se conoce que en el Campo Brisas se realizó una implementación de un trazador local el cual no tuvo los resultados esperados debido a que no se realizó el paso a paso del proceso de implementación, si no se omitieron algunos resultados y tomas de muestras; además el trazador era un químico con el que contaba la compañía pero no tenían los estudios realizado del comportamiento que tendría frente a la formación, motivo por el cual se realiza el diseño de la siguiente prueba.

Cabe resaltar que previamente en el Campo Brisas, contaba con un estudio de inyección de agua en el año 2010. Basado en esto, actualmente la inyección es de 3000 BWPD, como se evidencia en la **Gráfica 9** y se encuentra en un sistema cerrado haciendo referencia a que el agua inyectada es la misma agua producida del campo, ya que esta agua cuando sale del campo se encuentra con las especificaciones mostradas en la **Tabla 17**. A partir de estos resultados es posible inferir que el agua de cada uno de los pozos productores proviene del mismo acuífero que cubre la zona.

Gráfica 9. Comportamiento de inyección en el Pozo Brisas 1



Fuente. ECOPEPETROL S.A. Bogotá. Octubre 2017.

Tabla 17. Composición fisicoquímica del agua usada en el proceso de inyección

Pozo	T °F	P psia	pH	Agua											
				Co ₂ ppm	H ₂ S	Fe total	Alcal	DT	DCa	DMg	SO ₄	TDS	CL/100	Ca ppm	Mg ppm
BR-1	109	45	7.7	132	1.5	0.23	570	1320	660	9440	1	379	60	262	228
BR-2	118	70	7.7	92	1.5	0.77	600	1580	440	1140	0	288	61	176	277
BR-4	125	72	7.7	49	1	0.51	540	1480	660	820	0	245	59	264	199
BR-8	117	95	7.9	60	1	0.34	540	1200	500	700	0	203	61	200	170
BR-9	112	65	7.7	84	1	0	440	1500	760	740	1	73	60	304	180

Fuente. ECOPETROL S.A. Informe técnico proyecto de inyección de agua campo brisas. Bogotá. Diciembre 2014. p.33. Modificado por autor.

Con los datos anteriores y la inyección de agua se pueden generar parámetros más específicos del comportamiento del yacimiento, por lo que es necesario realizar un seguimiento y control por medio de la investigación de trazadores para poder establecer la comunicación existente entre el Pozo inyector Brisas-1 y los pozos productores del mismo campo.

La implementación de un trazador consta de tres pasos específicos, los cuales son:

5.1 DISEÑO

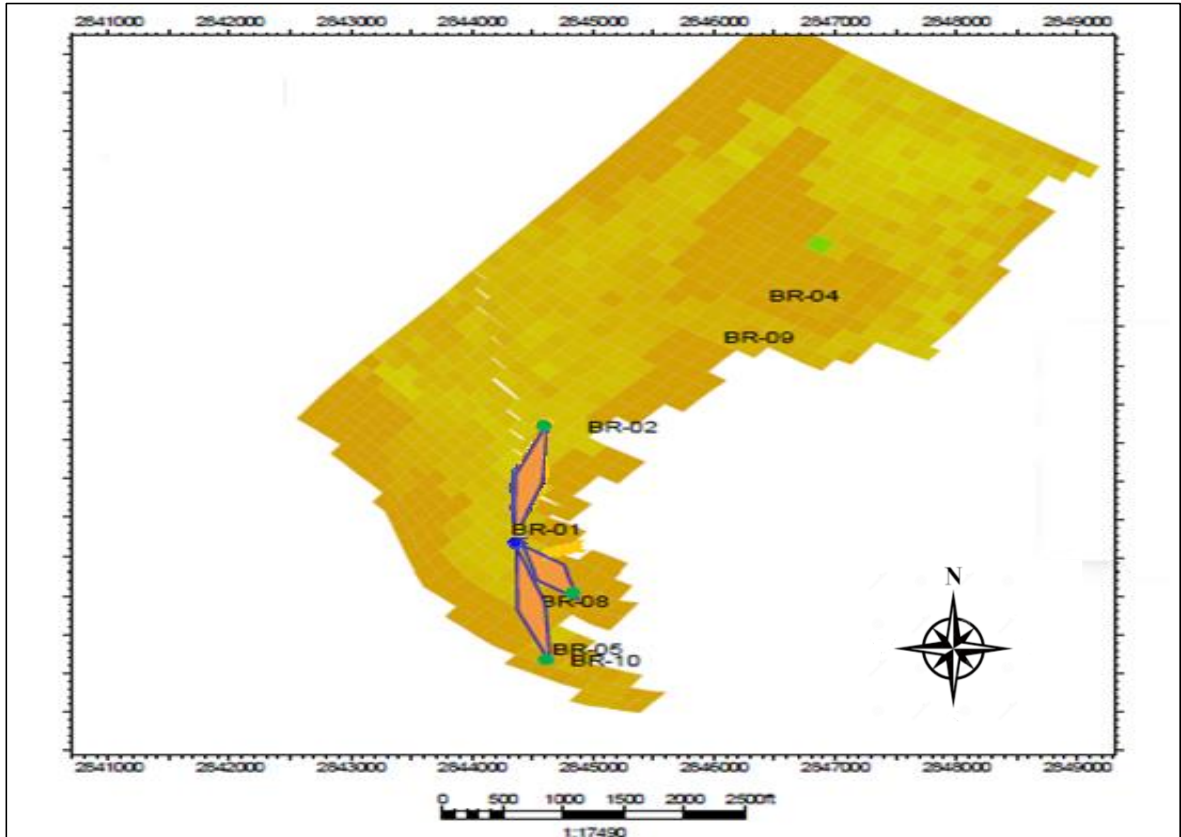
Para realizar el diseño de la prueba se tiene que definir los siguientes aspectos:

5.1.1 Objetivos de la prueba. Se basa en la investigación previa realizada en los Capítulos uno, dos y tres, puesto que es necesario conocer cada una de las variables que interfieren en la comunicación entre el pozo inyector Brisas-1 y los pozos productores del Campo Brisas.

Se realizó una herramienta que facilitara la escogencia del trazador más apropiado basado en las características del yacimiento; y así corroborar o determinar si existen canales preferenciales de flujo, comunicación entre estratos, ya sea de forma vertical u horizontal y el direccionamiento que puede estar tomando el fluido inyectado.

5.1.2 Localización de los pozos. Esta localización de los pozos se encuentra representada en la **Figura 9**. Cabe resaltar que cada uno de los pozos que se hallan en el campo Brisas tiene una distancia entre 40 a 60 acres aproximadamente; aunque no todos los pozos existentes se encuentran representados. Si están, los que afecta directamente la inyección realizada en el Pozo Brisas-1.

Figura 9. Localización de los pozos en el campo brisas



Fuente. ECOPEPETROL S.A. Informe técnico proyecto de inyección de agua campo brisas. Bogotá. Diciembre 2014. p.45. Modificado por autor.

5.1.3 Tipo de trazador. Para cumplir con este paso dentro del proceso, se realizó en el...Capítulo 4... una matriz de selección en la que se expuso las propiedades petrofísicas del yacimiento y los distintos trazadores químicos y radiactivos, con la finalidad de escoger el más apropiado en cuanto a las variables económicas, ambientales y técnicas.

5.1.4 Cantidad de trazador a inyectar. Para tener en cuenta la cantidad de trazador a inyectar, es necesario tener una cantidad razonable para permitir que en el arribo de los pozos productores se puedan conseguir concentraciones suficientemente altas, por encima de los niveles mínimos detectables y así poder realizar el muestreo.

Esta cantidad de trazador va a depender de:

- Volumen del yacimiento.
- Espaciamiento entre pozos.
- Porosidad de la roca.
- Saturación de los fluidos.
- Espesor de las formaciones

Los métodos para la estimación de la cantidad de trazador son:

- Modelo de Abbaszadeh: quien contribuye con importantes avances en la tecnología del flujo de trazadores entre pozos para describir el yacimiento; y quien proporcionó un método a partir de la dispersión, dilución, expansión de fluido y difusión, donde se pueda calcular la cantidad de trazador a inyectar.⁵⁹
- Método de dilución total: es un método por el cual se mide la cantidad de trazador como un fluido adicional que se estima a partir del volumen poroso, espesores de formaciones y condiciones petrofísicas conocidas entre el pozo inyector y los pozos productores.⁶⁰

Para el caso del Campo Brisas se inyectó un barril de trazador concentrado que permitiera su seguimiento de acuerdo a la curva de calibración del trazador, el cual fue estimado por medio de recopilación de ideas y conclusiones a partir del aprendizaje tenido en campo por el personal capacitado y por las especificaciones descritas para el uso del trazador.

5.2 OPERACIÓN DE INYECCIÓN Y MUESTREO

Esta es la segunda etapa y se realiza como trabajo de campo, donde se conoce la inyección del trazador y la toma de muestras.

5.2.1 Inyección. Dentro de la industria petrolera, se conocen varios métodos por los que se puede inyectar el trazador para realizar la prueba de comunicación entre pozos, estos son:

- Cuando se requiere un trazador muy concentrado, es necesario implementar un pistón, en el cual el fluido a inyectar se encuentre dentro de un cilindro protegido por un gel. Donde a determinada presión hace que el contenido se disperse en el fluido inyectado y salga por unas boquillas previamente colocadas en la línea de salida del flujo, para que el trazador no se adhiera a las paredes de la tubería.
- Ampolla de vidrio, consta de una ampolla que contiene el trazador y es posicionada en la punta del pistón, lo que hace que se rompa mecánicamente luego de empezar con el flujo del fluido de inyección. Una ventaja de este método es que el trazador no tendrá contacto con las paredes de la tubería y será mejor inyectado.
- Por medio de una bomba que es conectada a la línea de inyección de fluido en cabeza de pozo se puede bombear el trazador de dos formas:

⁵⁹ PÉREZ LÓPEZ, Op. cit., p. 8

⁶⁰ PÉREZ LÓPEZ, Op. cit., p. 8

- Continua, donde el trazador diluido se inyecta mediante un bombeo continuo en el tiempo⁶¹.
- Baches, también llamado pulsos y se emplea cuando la cantidad de trazador a inyectar es muy pequeña como es el caso de trazadores radiactivos.

Para efectos del proyecto se implementó el trazador de forma continua, por medio de una bomba que se introducían en la línea de flujo del agua de inyección. Esta inyección está conformada por un patrón de inyección periférico en el bloque central del campo donde se ubica el Pozo Brisas-1

5.2.2 Toma de muestras. El muestreo o toma de muestras es una fase muy importante, porque de esta depende que el proceso realizado hasta el momento tenga éxito o no.

Un muestreo pobre significará el fracaso de la implementación y aumentará los costos del mismo, pero si el muestreo se hace de manera correcta con suficiente toma de muestras asegurará el éxito de la implementación.

Normalmente este paso del proceso es realizado por el personal técnico del laboratorio, quienes toman para el análisis cantidades de muestra entre uno o dos litros del agua producida en los pozos.

Es necesario que las muestras tomadas sean rotuladas y etiquetadas, donde se identifique, el número de pozo donde se tome la muestra y la fecha con hora de la extracción, como se muestra en el **Tabla 18**, el cual fue implementado en el Campo Brisas

Tomando en cuenta el presupuesto tomado para el diseño e implementación del piloto de trazadores el número de muestras aprobado para el proyecto fue limitado a cuatro muestras para cada pozo; sin embargo se considera que para el limitado número de muestras usadas los resultados fueron representativos generando resultados convenientes para la compañía

⁶¹ VASQUEZ, Op. cit., p. 86

Tabla 18. Registro de la toma de muestras para los pozos Brisas-2, Brisas-8 y Brisas-10

Pozo Brisas 2								
Numero de muestras	Fecha de la muestra	Hora se la muestra	Lugar de la muestra	T °F	pH	Cloruro	Hierro	Cantidad de muestra
1	26/10/2017	15:40	BR-2	35.3	7.03	5930	0.1	1 Litro
2	27/10/2017	07:50	BR-2	34.4	7.75	5980	0.6	1 Litro

Pozo Brisas 8								
Numero de muestras	Fecha de la muestra	Hora se la muestra	Lugar de la muestra	T °F	pH	Cloruro	Hierro	Cantidad de muestra
1	26/10/2017	15:00	BR-8	42.4	7.63	5880	0.6	1 Litro
2	27/10/2017	07:10	BR-8	33.2	7.76	5900	0	1 Litro
3	30/10/2017	09:10	BR-8	26.0	7.48	6070	0.15	1 Litro
4	02/11/2017	08:00	BR-8	33.6	7.46	6010	0.35	1 Litro

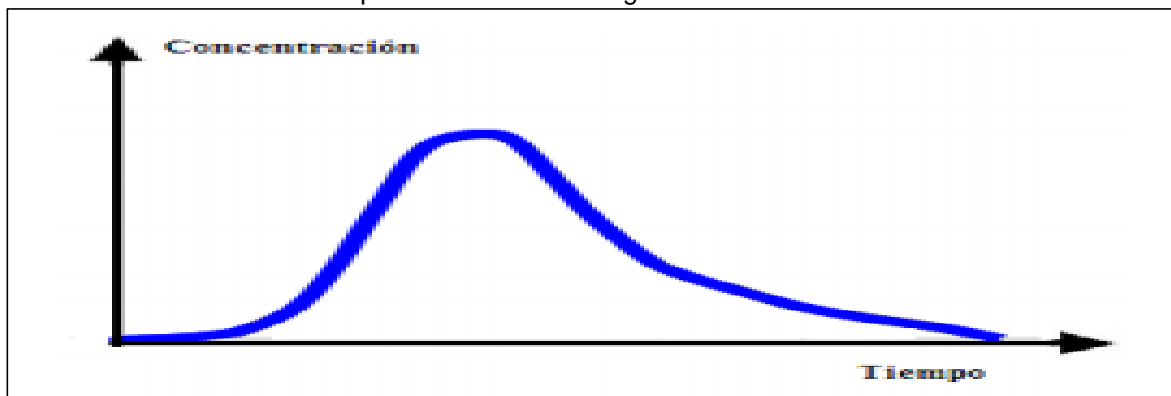
Pozo Brisas 10								
Numero de muestras	Fecha de la muestra	Hora se la muestra	Lugar de la muestra	T °F	pH	Cloruro	Hierro	Cantidad de muestra
1	26/10/2017	15:10	BR-10	41.0	7.33	6150	27.8	1 Litro
2	27/10/2017	07:20	BR-10	34.4	7.32	6110	1.21	1 Litro
3	29/10/2017	09:25	BR-10	26.5	7.15	6110	20.32	1 Litro
4	30/10/2017	15:40	BR-10	31	7.25	6160	10.05	1 Litro

Fuente. ECOPETROL S.A. Bogotá. Octubre 2017

5.2.3 Análisis de muestras. Es el medio por el cual se puede relacionar el pozo productor con el pozo inyector, donde se obtienen curvas de seguimiento las cuales analizan el modelo estático que se tiene en el sistema.

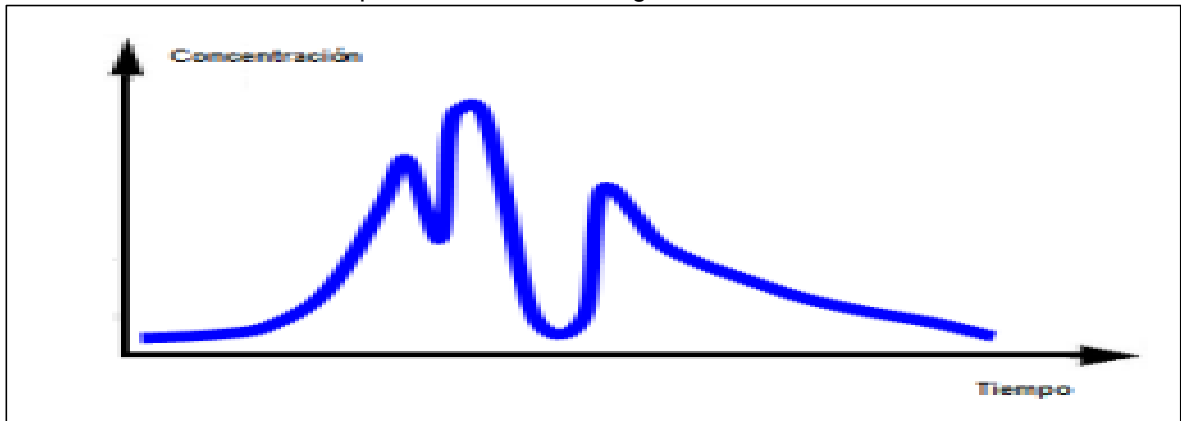
Las curvas que se pueden obtener al realizar estas pruebas son las siguientes; ya sea en un sistema homogéneo, ver **Grafica 10**, o en un sistema heterogéneo como se presentan en la **Grafica 11**

Gráfica 10. Curva de análisis para un sistema homogéneo



Fuente. VASQUEZ, Dayne y MONTEROLA, Yusi. Uso de trazadores radiactivos en el monitoreo de la inyección de agua para la producción de hidrocarburos. Caracas, 2012, p. 92

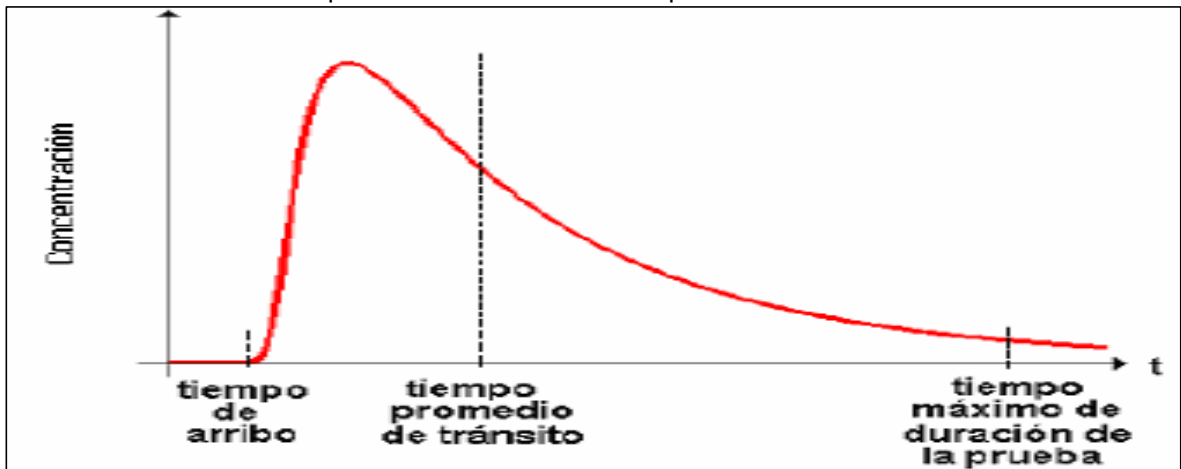
Gráfica 11. Curva de análisis para un sistema heterogéneo



Fuente. VASQUEZ, Dayne y MONTEROLA, Yusi. Uso de trazadores radiactivos en el monitoreo de la inyección de agua para la producción de hidrocarburos. Caracas, 2012, p. 92

Con las gráficas anteriores se obtiene tiempo de arribo, tiempo de tránsito y tiempo final como se muestra en la **Gráfica 12**. A partir de estas tres divisiones importantes, se identifican datos como: la velocidad mínima, media y máxima del desplazamiento, la dirección y el tiempo que transcurre de un pozo productor y un pozo inyector. Además, estas curvas se construyen para cada uno de los pozos productores del campo.

Gráfica 12. Curva de la respuesta de un trazador en un pozo



Fuente. RAMÍREZ SAGBAG, Jatzabeth. Pruebas de trazadores en la recuperación de hidrocarburos. México D.F., 2008. p. 10

De igual forma al realizar comparaciones entre los datos previstos del yacimiento cuando se realizaron los estudios geológicos y las pruebas petrofísicas, con las curvas realizadas a partir de la implementación de los trazadores, se pueden

destacar diferencias, como por ejemplo zonas de alta permeabilidad, canalización, fallas entre otros factores que intervienen en el paso del agua por el yacimiento⁶²

Con las muestras tomadas en el punto anterior y luego de ser evaluadas en el laboratorio para obtener los resultados del indicador (trazador) cuantitativo, se realiza la **Tabla 19**, donde se determina la cantidad de marcador por cada muestra toma en cada uno de los pozos afectados por la inyección del trazador

Tabla 19. Resultados de las concentraciones de trazador

Pozo Brisas 2	
Numero de muestra	Concentración de muestra identificada ppm
1	1000
2	700

Pozo Brisas 8	
Numero de muestra	Concentración de muestra identificada ppm
1	500
2	250
3	0
4	0

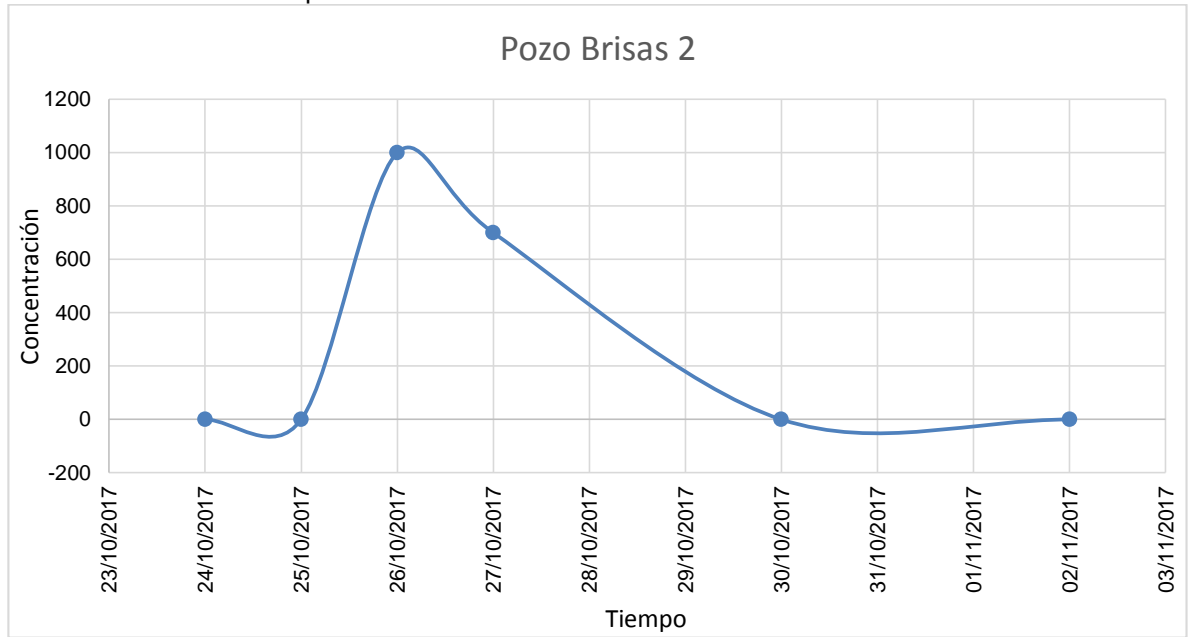
Pozo Brisas 10	
Numero de muestra	Concentración de muestra identificada ppm
1	700
2	160
3	0
4	0

Fuente. ECOPEPETROL S.A. Bogotá. Octubre 2017

Con la tabla de resultados anterior se construyó la curva de respuesta del trazador en cada uno de los pozos productores donde se evidencio que la comunicación entre el inyector y los pozos productores Brisas-2, Brisas-8 y Brisas-10, tiene un sistema heterogéneo como se muestra en la **Grafica 13, Grafica 14 y Grafica 15**.

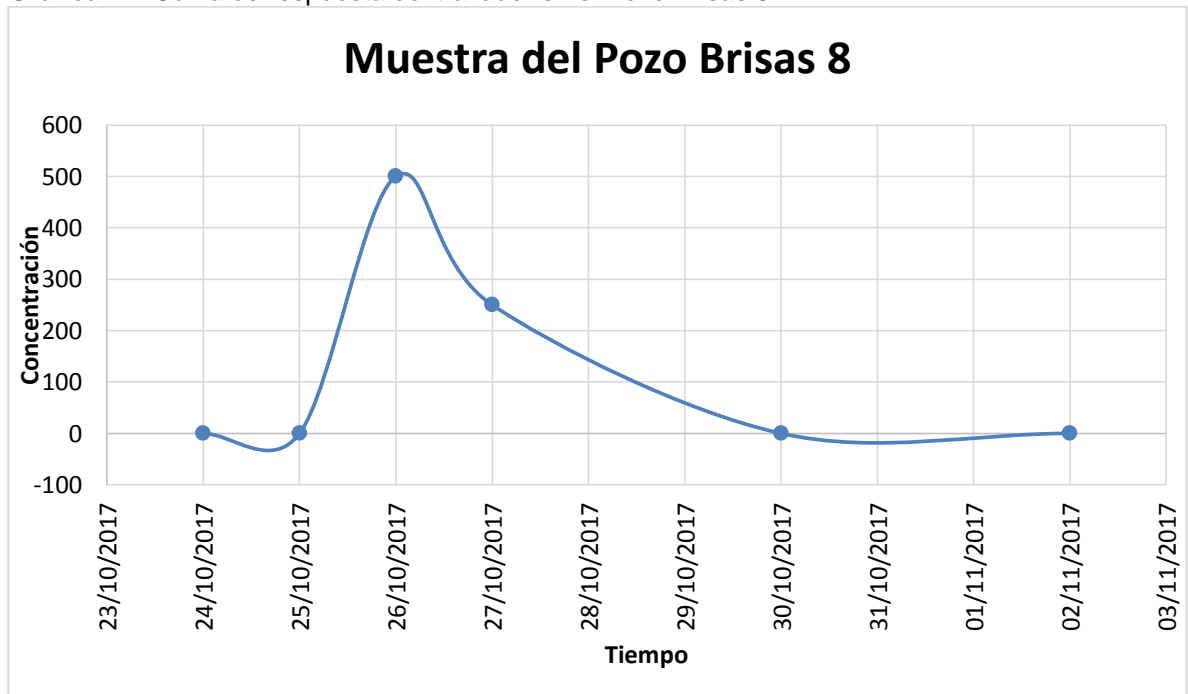
⁶² VASQUEZ, Op. cit., p. 91

Gráfica 13. Curva de respuesta del trazador en el Pozo Brisas 2



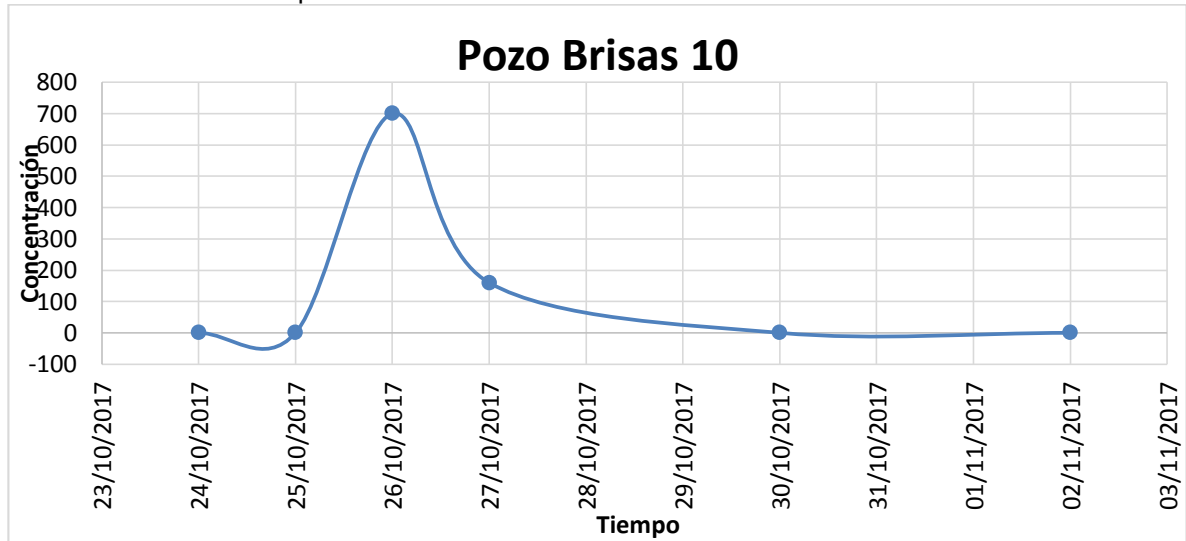
Fuente. ECOPEPETROL S.A. Bogotá. Octubre 2017. Modificado por autor

Gráfica 14. Curva de respuesta del trazador en el Pozo Brisas 8



Fuente. ECOPEPETROL S.A. Bogotá. Octubre 2017. Modificado por autor

Gráfica 15. Curva de respuesta del trazador en el Pozo Brisas 10



Fuente. ECOPEPETROL S.A. Bogotá. Octubre 2017. Modificado por autor

Como se evidencia en cada una de las gráficas y según la ubicación de los pozos se puede observar que el Pozo Brisas-2 el cual es el más alejado del inyector tiene una pendiente menor en la curva de respuesta del trazador lo que identifica que desde el tiempo de transito al tiempo de finalización de la prueba es mucho más prolongado y no tiene el flujo de fluidos tan definido como si se observa en el Pozo Brisas 10 donde ese tiempo es más corto y tiene una pendiente más pronunciada.

5.3 EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS

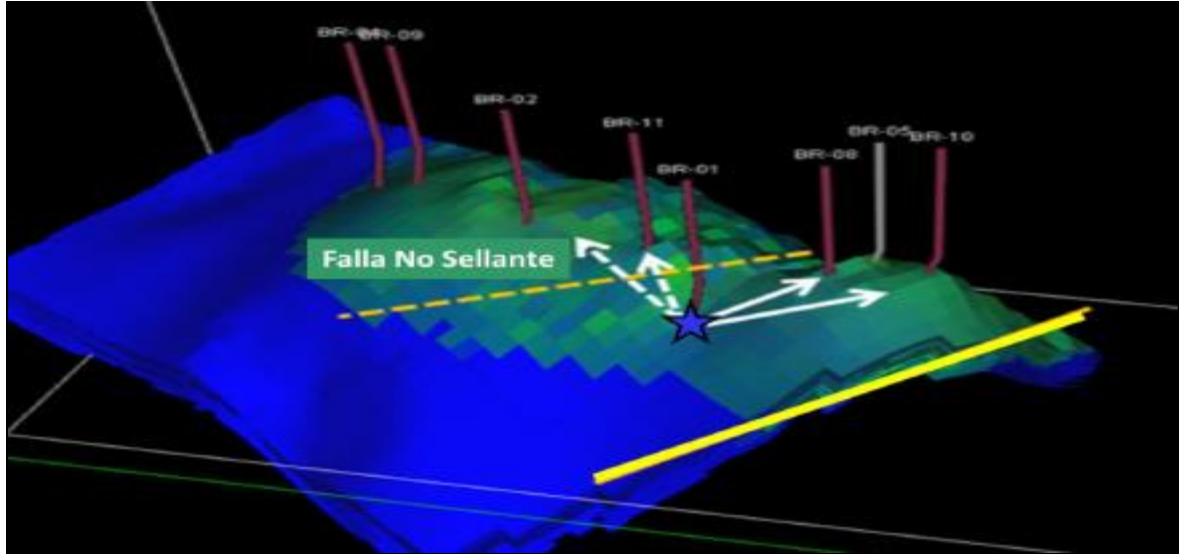
Teniendo en cuenta el diseño previamente realizado y con el fin de evaluar la conectividad del Pozo inyector Brisas-1 y los pozos productores del Campo Brisas, se implementó la prueba del trazador entre pozos, la cual consistió en inyectar en el Pozo Brisas-1 un bache de amina, luego se inició el monitoreo en los pozos productores influenciados, en el cual se determinó el residual de amina como indicador cualitativo.

Pasado un día después de la inyección, se empezó a evidenciar residuos de amina en los pozos productores Brisas-2, Brisas.8 y Brisas 10. Hecho que no se tenía esperado, ya que las respectivas investigaciones petrofísicas del yacimiento muestran valores relativamente bajos de porosidad y permeabilidad de algunos intervalos de la Formación Monserrate.

Pero cabe resaltar que, en el estudio de simulación realizado para la inyección de agua en el año 2010, se verifica que cuando la inyección tiene 3000 BWPD beneficia los pozos productores Brisas-8, Brisas-10, Brisas-2, Brisas-4 y Brisas-9, como se evidencia en la **Figura 10**, donde no hay existencia de la falla sellante que se

predecía en el campo antes de hacer la inyección y que conecta los pozos del bloque central y norte.

Figura 10. Inyección de agua en el Campo Brisas



Fuente. ECOPEPETROL S.A. Informe técnico proyecto de inyección de agua Campo Brisas. Bogotá. Diciembre 2014. p.16.Modificado por autor.

Para corroborar la información de la comunicación, se realizó la comparación entre los registros de gamma ray y resistividad del pozo inyector y los pozos productores Brisas-2, Brisas-8 y Brisas-10 como se muestra en la **Grafica 16**. Por otra parte, se puede observar que los espesores de cada una de las unidades que conforman la Formación Monserrate van variando respecto a las arenas que se encuentran con mayor heterogeneidad presente como lo son las unidades K4B2 y K4B3 representadas con arenas más limpias y de mejores propiedades, como permeabilidades del orden de 10 a 200 mD, por ende, ubican los canales preferenciales de flujo de fluidos. El intervalo con mayor espesor que se puede encontrar es el de K4B3. Además, se evidencian los intervalos de agua correspondientes a las unidades más cercanas a la base de la formación que pertenece a la unidad K4C.

Gráfica 16. Correlación estratigráfica de la Formación Monserrate entre los pozos: Brisas-1, Brisas-5, Brisas-8 y Brisas-10



Fuente: Ecopetrol s.a. informe técnico proyecto de inyección de agua campo brisas. Bogotá. Diciembre 2014. P. 44

6. ANÁLISIS FINANCIERO

En Colombia el uso de trazadores es una herramienta por la que se puede identificar problemas ya sea a nivel de yacimiento, producción o perforación.

Dentro del Campo Brisas se tiene una problemática en la comunicación que hay entre el Pozo inyector Brisas-1 y los pozos productores del mismo campo, debido a que no se tiene conocimiento exacto del paso del fluido inyectado una vez que entra en el yacimiento, lo que genera incertidumbre en el direccionamiento, velocidad y tiempo del fluido.

Con la finalidad de conocer la comunicación entre pozos del Campo Brisas, se propone escoger un trazador que cumpla con las características petrofísicas de la roca y fisicoquímicas de los fluidos, para que no genere ningún tipo de reacción con la formación ni con los fluidos, que pueda alterar sus propiedades.

El análisis financiero se realiza a partir de la comparación entre el trazador que se ha implementado hasta el momento en el Campo Brisas y el trazador seleccionado a través de la validación de los resultados de la matriz.

Para realizar la evaluación financiera de este proyecto se utilizó la metodología del Valor Presente Neto (VPN), como unidad monetaria corriente pesos colombianos (COP), una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 11% efectivo anual, que es comúnmente utilizada para los proyectos de inversión desarrollados en Ecopetrol S.A, el período de evaluación del proyecto es de un año y dividido en seis períodos bimestrales.

6.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Hace referencia a la inversión inicial que debe realizarse con el objetivo de adquirir o mejorar los bienes de capital de una compañía, a partir de esto se espera obtener una rentabilidad en un periodo determinado. Para el proyecto es importante indicar que si la empresa continúa utilizando el trazador actual no requiere ningún tipo de inversión, de igual manera para el trazador propuesto tampoco se necesita de alguna inversión porque la empresa ya cuenta con los equipos y herramientas necesarias.

6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Son los desembolsos asociados con la ejecución de un proyecto, tales como lo son: el mantenimiento de equipos, gastos de consumibles, remediación de trabajos y otros gastos de funcionamiento necesarios para el desarrollo del proyecto. Para el análisis de costos de operación de este proyecto se debe tener en cuenta pruebas químicas y el monitoreo del equipo trazador.

Proceso actual. En la **Tabla 20** se presentan los costos de operación para el proceso actual de trazadores empleados en el Campo Brisas en un mes, por otra parte, en la **Tabla 21** se observan los costos totales de operación en cada bimestre.

Tabla 20. Costos de operación mensuales para el proceso actual

Descripción de costo	COP
Química	2'500.000,00
Monitoreo	14'000.000,00
Costo total mensual	16'500.000,00

Tabla 21. Costos totales de operación para el proceso actual

Período (Bimestre)	Costo total en COP para el proceso actual
1	33'000.000,00
2	33'000.000,00
3	33'000.000,00
4	33'000.000,00
5	33'000.000,00
6	33'000.000,00

Proceso propuesto. Con la implementación del trazador propuesto, los costos de operación disminuyen ya que estos son optimizados con esta propuesta. A continuación, en la **Tabla 22** se presentan los costos mensuales y en la **Tabla 23** los costos totales de operación en cada bimestre evaluado.

Tabla 22. Costos de operación mensuales para el proceso propuesto

Descripción de costo	COP
Química	1'350.000,00
Monitoreo	10'000.000,00
Costo total mensual	11'350.000,00

Tabla 23. Costos totales de operación para el proceso propuesto

Período (Bimestre)	Costo total en COP para el proceso propuesto
1	22'700.000,00
2	22'700.000,00
3	22'700.000,00
4	22'700.000,00
5	22'700.000,00
6	22'700.000,00

6.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

Para realizar la evaluación financiera de este proyecto se tienen en cuenta los costos totales de operación para el proceso actual y el propuesto de trazadores en el Campo Brisas.

Valor Presente Neto. “Es el equivalente en pesos actuales de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto”⁶³.

⁶³ VILLAREAL. Arturo. Evaluación financiera de proyectos de inversión.2001. p.67.

La **Ecuación 37**, ilustra el método indicado para el cálculo del Valor Presente Neto (VPN) para este proyecto.

Ecuación 37. Valor Presente Neto (VPN)

$$VPN(i) = \sum -A + (F/(1+i)^n)$$

Fuente: CATACORA, José. Valor Presente Neto, Finanzas para la construcción. 2011. p.7. Modificado por los autores.

Dónde

VPN = Valor Presente Neto a determinar.

A = inversión realizada.

F = valor del flujo de caja neto.

i = Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) la cual es la tasa de retorno que se necesita sobre una inversión, esta tasa es la encargada de descontar el monto capitalizado de interés del total de ingresos a percibir en el futuro.

n = número de periodos que existen para la evaluación del proyecto.

Como se utiliza la metodología del Valor Presente Neto (VPN) su resultado se interpreta, a dólares de hoy, cuánto vale el proyecto.

Para realizar el cálculo del Valor Presente Neto (VPN) de este proyecto se utilizó una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 11% efectivo anual, además de esto se utiliza la unidad monetaria corriente pesos colombianos (COP) y un tiempo de validez de un año dividido en seis bimestres, debido a esto es necesario realizar la conversión de la tasa de interés de anual a bimestral utilizando la **Ecuación 38 presentada** a continuación.

Ecuación 38. Conversión de la tasa de interés de oportunidad

$$i \text{ Anual} = (1 + i \text{ bimestral})^n - 1$$

Fuente: BACA, Guillermo C. Ingeniería económica. Bogotá: Fondo educativo panamericano, 2000. 366p.

Dónde:

i Anual = tasa de interés anual establecida de 11%.

i Bimestral = tasa de interés bimestral a encontrar.

n = número de periodos en que se divide la evaluación, para este caso es de 6.

Para conocer la tasa de interés bimestral se debe despejar de la **Ecuación 38** la tasa de interés bimestral quedando de la siguiente manera.

$$i \text{ Bimestral} = (1,11)^{1/6} - 1$$

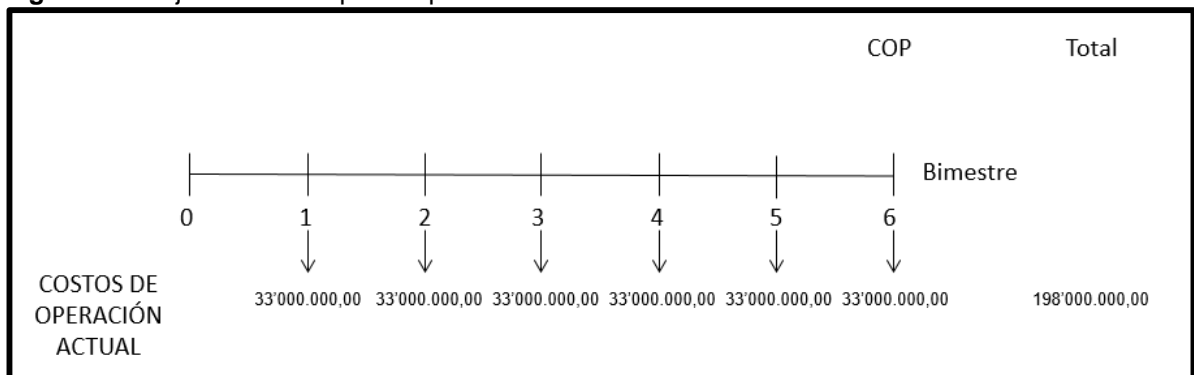
A partir del cálculo se obtiene el siguiente resultado.

$$i \text{ Bimestral} = 0,01754 \text{ lo cual equivale a } 1,75\%$$

- **Flujo de Caja.** Es la representación gráfica de los ingresos y egresos en una línea horizontal correspondiente al período de tiempo, donde los ingresos se ubican en la parte superior de la línea y los egresos en la parte inferior de la línea.

Proceso actual. La **Figura 11**, ilustra los flujos de efectivos para el proceso actual de trazadores, los cuales muestran el plan de egresos proyectados utilizando este proceso en el Campo Brisas; igualmente dentro de este numeral se presenta la operación matemática y el resultado obtenido para el Valor Presente neto.

Figura 11. Flujo de efectivo para el proceso actual.

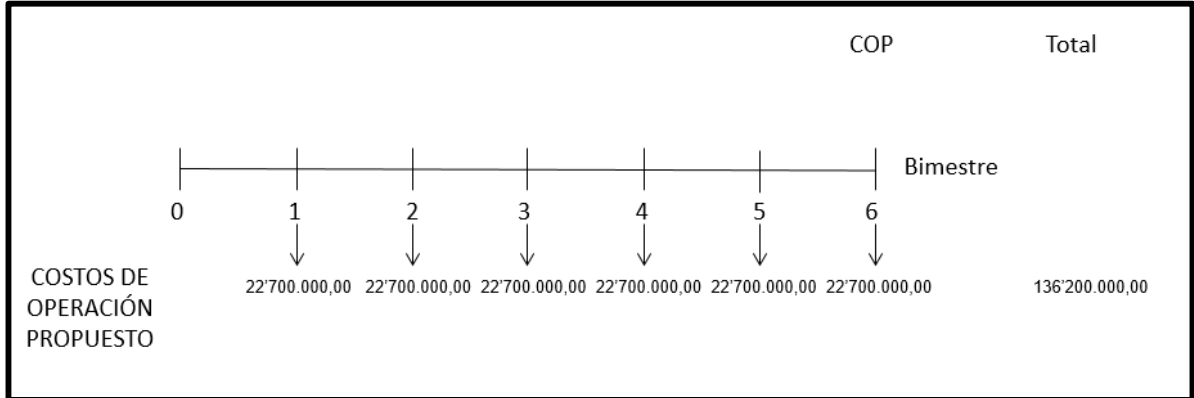


$$VPN(0,0175) = -\frac{33'000.000,00}{(1 + 0,0175)^1} - \frac{33'000.000,00}{(1 + 0,0175)^2} - \frac{33'000.000,00}{(1 + 0,0175)^3} - \frac{33'000.000,00}{(1 + 0,0175)^4} - \frac{33'000.000,00}{(1 + 0,0175)^5} - \frac{33'000.000,00}{(1 + 0,0175)^6}$$

$$VPN (0,0175) = - 186'416.921,38 \text{ COP}$$

Proceso propuesto. La **Figura 12**, ilustra los flujos de efectivos para el proceso propuesto de trazadores, los cuales muestran el plan de egresos proyectados utilizando este proceso en el Campo Brisas; igualmente dentro de este numeral se presenta la operación matemática y el resultado obtenido para el Valor Presente neto.

Figura 12. Flujo de efectivo para el proceso propuesto.



$$VPN(0,0175) = -\frac{22'700.000,00}{(1 + 0,0175)^1} - \frac{22'700.000,00}{(1 + 0,0175)^2} - \frac{22'700.000,00}{(1 + 0,0175)^3} - \frac{22'700.000,00}{(1 + 0,0175)^4} - \frac{22'700.000,00}{(1 + 0,0175)^5} - \frac{22'700.000,00}{(1 + 0,0175)^6}$$

VPN (0,0175) = - 128'232.245,92 COP

6.4 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero la opción para la compañía es implementar el trazador propuesto, debido a que le representa un ahorro en el próximo año del 31,21% (58'184.675,46 COP), con respecto al proceso actual o convencional usado en la industria, respecto a los trazadores empleados en el Campo Brisas, este ahorro se origina en la disminución de los costos de operación en química y monitoreo.

7. CONCLUSIONES

- La formación de interés encontrada en el Campo Brisas es la Formación Monserrate, conformada por depósitos progradantes de limos y arenas lodosas a areniscas cuarzosas, donde se describen las unidades que la conforman con sus respectivas características tanto de la roca como de los fluidos presentes en ella.
- Dentro de las propiedades petrofísicas de las unidades de la formación Monserrate cabe resaltar que los valores de porosidad se encuentran entre un promedio de 0.19%; su saturación de agua varía con respecto a las unidades inferiores, ya que aumentan en un 20% por tener un acuífero activo cercano a estas. Además, la permeabilidad hacia el centro de la formación es muy alta, por lo que se puede determinar que presenta canalizaciones de fluidos.
- Los trazadores radiactivos dentro de la matriz de selección generan un incremento en el factor financiero en un 40 % equivalente al total de la matriz, puesto que es necesario implementar corridas de registros para su seguimiento y control.
- Por medio de la ejecución realizada en la matriz de selección se logra identificar que el mejor trazador que se puede usar en el Campo Brisas es la Uranina, por obtener una puntuación de 18.5, equivalente al 9.4 % del 10% que se tiene entre todos los trazadores basados en las especificaciones tomadas en cuenta dentro de la matriz de selección.
- Una vez seleccionado el trazador por medio de la matriz y realizada la implementación, se evidencia que la formación tiene canales preferenciales de flujo en las unidades K4B2 y K4B3, como se evidencia en la **Tabla 7**. Adicionalmente, en las curvas de irrupción del trazador afirman tiempos muy cortos entre lo que transcurre el trazador en el yacimiento y la finalización de la prueba.
- Desde el punto de vista financiero el costo del trazador y su implementación se reduce anualmente en un 38% equivalente en aproximadamente 58'000.000,00, lo que indica que, si es viable para la compañía Ecopetrol tomar en cuenta la matriz de selección, he implementarla en otros campos petroleros.

8. RECOMENDACIONES

- Realizar la implementación de la matriz de selección, usando los dos primeros trazadores en combinación, con el fin de evaluar el comportamiento de la inyección y poder encontrar beneficios adicionales para el yacimiento.
- Evaluar el efecto que tienen las propiedades de los fluidos cuando entran en contacto con el trazador y así evidenciar el comportamiento que tiene dentro del yacimiento.
- Ejecutar la matriz en otros campos petroleros con el fin de suministrar información verídica a la matriz y construir una base de datos.
- Realizar una investigación profunda del factor económico que incide en la matriz de selección enfocándose en los trazadores radiactivos que se usan en Colombia.

BIBLIOGRAFÍA

ANH-AGENDA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Mapa de Tierras: Shapefiles [en línea]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/Mapa-de-tierras.aspx> [citado en 5 de agosto de 2017]

_____ Ronda 2010 [en línea]. Disponible en: <http://ronda2010.anh.gov.co/region.php?id=52&dec=70&lang=> [citado en 31 de octubre de 2017]

ALVARES, Carlos; MANRIQUE, Eduardo y ALVARADO, Vladimir. WAG pilot at VLE field and IOR opportunities for mature fields at Maracaibo Lake. En: Society of petroleum engineers (SPE). No. 72099 (Oct.,2001); p.1-9

_____ Monitoring WAG pilot at VLE field, Maracaibo Lake, by perfluorocarbon and fluorinated benzoic acids tracer. En: Society of petroleum engineers (SPE). No. 75259 (Abril.,2002); p. 1-11

ALLABY, Michael. Dictionary of earth sciences. 3 ed. Oxford university press, 2008. p. 1-663 ISBN978-0-19-921194-4

BENTOS SERVICIOS Y EQUIPOS MARINOS. Metodología utilizada en estudios de siperion: electrónicos del mejor trazador químico. Bentos, 2007. IT-DISP-0407

BLANCO SIMBAQUEBA, Johanna y DELGADILLO AYA, Claudia Lorena. Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo. Bucaramanga, 2006, p. 1-261. Trabajo de grado (ingeniero de petróleos) Universidad industrial de Santander. Facultad de ingeniería fisicoquímicas.

CARRERA ORTIZ, Daniela. Sección balanceada del flanco occidental de la cordillera oriental en las inmediaciones de los municipios Villarrica y Cunday en la subcuenca de Girardot en el valle superior del Magdalena. Medellín, 2015, p. 1-69. Trabajo de grado (Geóloga). Universidad EAFIT escuela de ingeniería y geología.

CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Descripción del reservorio [en línea]. Disponible en: http://oilproduction.net/files/Parte_02_Reservorios_Lucio_Carrillo____Descripcion.pdf [citado en 6 de octubre de 2017]

CIROP. Plan de Desarrollo del Campo Brisas, Diciembre de 2011

CONVENIO CORTOLIMA, CORPOICA, SENA Y UNI. TOLIMA. Proyecto de ordenamiento y manejo de la cuenca hidrocarburífero mayor del río Coello. p. 179-199

DELEON CASTRO, Marilyn Olinda; HERNANDEZ MARTINEZ, Marine y RODRIGO RIVAS, Jaime. Implementación cuantitativa de pruebas de trazadores en un campo geotérmico de alta entalpia en México. El salvador, 2016, p. 1-97. Trabajo de grado (diplomado en geotermia para américa latina) Universidad del salvador, Facultad de ingeniería y arquitectura.

DELGADO DE TORRES, Carlos. Investigación de métodos de recuperación secundaria en yacimientos kársticos complejos en presencia de acuífero activo infinito. España, 2015, p. 56.

ECOPETROL S.A. Informe técnico proyecto de inyección de agua Campo Brisas. Bogotá Diciembre de 2014. p.1-285; Volumen 1. Serie de informes técnicos: VTD-GDY-G-0XX.

DUGSTAD, Oyvind. An experimental study of tracer for labeling of injection gas in an oil reservoir. Norway, 1992, p. 1-133. Trabajo de grado (Grado científico) university of Bergen.

ESCOBAR ALFARO, Gabriela Susana. Modelación numérica de la fase inicial de pruebas de trazadores de inyección- extracción considerando flujo radial y vertical. México. D.F. 2014, p. 1-95. Trabajo de Grado (maestría en ciencias) Universidad autónoma metropolitana.

ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto. Propiedades de los fluidos de yacimiento. En: Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Neiva – Huila, universidad Surcolombiana, 2000. p. 1-331.

EZEKWE, Nnaemeka. Saturación de fluidos en el reservorio. En: Practica de la ingeniería de yacimientos petroleros. Boston: Prentice Hall, 2010. p. 1-110

FERNANDES MARTINS, Polyana Fabricai. Desenvolvimento de trazadores ativáveis para aplicação em recuperação secundaria de reservatórios de petróleo. Belo Horizonte, 2005, p. 1-99. Trabajo de grado (Master en ciencias y tecnología de radiaciones mineras) Comisión nacional de energía nuclear.

FIGUERA LOZADA, María. Análisis cuantitativo de pruebas de trazadores químicos como metodología de caracterización geoquímica de yacimientos de hidrocarburos. Caracas, 2016, p. 1-150. Trabajo especial de grado (licenciada en geoquímica). Universidad central de Venezuela.

GARCIA GONZALEZ, Mario *et al.* Informe ejecutivo: Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas Bogotá. Abril de 2009. p. 1 - 219

GÓMEZ TAPIAS, Jorge. Documento técnico II geología geomorfología y fisiografía. Ibagué, Diciembre 2002. p. 1-83

HERNÁNDEZ PARRA, José; PACHÓN CONTRERAS Zarith y CALDERÓN CARRILLO Zuly. Evaluación de trazadores químicos en un fluido de fractura base agua goma guar. En: Revistas fuentes el reventón energético. Volumen 13, No. 2 (Jul/Dic, 2015); p. 1 - 10
J.D.B. Diccionario Geologico.3 ed. Bogotá. p. 1-900

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACION. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC5613. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 33p. c.

_____ Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 36p. 2008

_____ Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C.: El instituto, 1998. 23p.

JIMENEZ DIAZ, Giovanni. Análisis de la deformación y modelo estructural basado en datos paleo magnéticos y cinemáticos en el sector sur del Valle superior del Magdalena (anticlinal de la Hocha).Bogotá, 2008, p. 1-82 Trabajo de grado (master en geología). Universidad Nacional de Colombia. Departamento de Geo-ciencias.

JULIVERT.M. Léxico Estratigráfico Internacional. Colombia, 1968. Vol. 5

LAINFIESTAS LÓPEZ, Roberto. Análisis mediante la termo gravimetría de dos caolines, para la obtención de meta caolín por activación térmica. Guatemala, 2010, p. 1-229. Trabajo de grado (ingeniero químico). Universidad san Carlos de Guatemala. Facultad de ingeniería.

MACHI, S *et al.* Isotopos y radiaciones par la industria moderna. En: usos no energéticos de la tecnología nuclear. Vol. 25 p. 11-14

MANNUCCI, Jesús. Caracterización de yacimientos [en línea]. Disponible en: https://oilworldtoday.files.wordpress.com/2016/10/caracterizacic3b3n_fc3adsica_d_e_yacimientos_mannucci.pdf [citado en 10 de octubre de 2017]

MAURE VALDEZ, Daniel. Aplicación de trazadores en yacimientos petroleros. México D.F., 2011, p. 1-146. Tesis profesional (Ingeniero Petróleo). Universidad nacional autónoma de México. Facultad de ingeniería.

McCARTHY, Kevin. la geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. En: Oilfield Review. Huston, Texas. 2011.

MEIGS, Lucy and BEAUHEIM, Richard. Pruebas de trazadores en una dolomita fracturada [en línea]. Disponible en: <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1029/2000WR900335/epdf> [citado en 22 de noviembre de 2017]

MEZA PEREZ, Edgar Antonio. Modelado de pruebas de trazadores en yacimientos petroleros aplicados en campo. México D.F., 2014, p. 1-272. Trabajo de grado (maestro en ingeniería) Universidad nacional autónoma de México.

MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE. Guía ambiental. Bogotá. [Diapositivas] Calidad del aire Cia Ltda. 1997. 182 diapositivas.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Glosario técnico minero. Bogotá, 2003. p. 1-168

_____ Reglamentación en materia nuclear [en línea] Disponible en: <https://www.minminas.gov.co/reglamentacion-nuclear1> [citado en 5 de octubre de 2017]

MOJICA, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar-Ranchería, Cordillera Orienta, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. [Diapositivas] Bogotá. ANH. 2009. 65 diapositivas.

MOLEIRO LEON, L.F. Hidrología de trazadores en la gestión ambiental de yacimientos de petróleo Onshore. La habana Cuba , 2007, p. 1-44.

PÁEZ SILVA, Arli y ÁNGEL PINTO, Daniel. Estimación de las propiedades petrofísicas básicas a partir del modelamiento analítico de trazadores químicos en el Campo Cupiagua. Bogotá, 2007, p. 1-170. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleo). Fundación Universidad de América. Facultad de ingeniería. Área ingeniería de petróleos.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Edición Astro Data. 1984 p. 1-570

PÉREZ LÓPEZ, Germán; PATIÑO SÁNCHEZ, Julio y SANOS SANTOS, Nicolás. Metodología para el análisis de pruebas de trazadores entre pozos como herramienta complementaria en la caracterización de yacimientos. En: Revistas fuentes el reventón energético. Volumen 4, No. 2 (Sep, 2010); p. 1-13 ISSN: 1657 – 6527.

PÉREZ PALACIO, Ramiro y J. MARTINEZ, Marcías. Determinación del factor de compresibilidad. En: Ingeniería del gas natural. Maracaibo – Venezuela: Ingenieros Consultores S.R.L, 1994. p. 1-261

PERIÓDICO EL ECONOMISTA DE MÉXICO. Huachicoleros tiran hasta 45% de los ingresos de las gasolineras [en línea]. Disponible en: <https://www.economista.com.mx/> [citado el 29 de septiembre de 2017]

RAMÍREZ SAGBAG, Jatzabeth. Pruebas de trazadores en la recuperación de hidrocarburos. México D.F., 2008, p. 1-81.

RAMON, Juan Carlos, *et al* . Revaluacion del modelo geológico del Campo Tello Valle Superior del Magdalena y sus implicaciones en el programa de desarrollo. En: Geología Colombiana. Diciembre 2001. p. 59-77

ROLLWAGEN, Joe. Siguiendo el rastro: la tecnología de trazadores y la búsqueda de petróleo [en línea]. Disponible en: https://www.iaea.org/sites/default/files/5631617_es.pdf [citado en 2 septiembre de 2017]

SALCEDO LEÓN, Víctor Xavier. Estudio del uso de un radio trazador en el análisis del comportamiento dinámico del agua de inyección en un campo del oriente ecuatoriano. Quito, 2008, p. 1-214. Trabajo de grado (ingeniero de petróleos) Escuela Politécnica Nacional, facultad de ingeniería en geología y petróleos.

TOME LOPEZ, Cesar. La ley del gas ideal y la tercera ley de la termodinámica [en línea]. Disponible en: <https://culturacientifica.com/2017/08/22/la-ley-del-gas-ideal-la-tercera-ley-la-termodinamica/> [citado en 22 de septiembre de 2017]

UNIVERSIDAD NACIONAL. Características petrofísicas y saturación de agua inicial n los tipos de roca de la Zona –c en el área Cira-Este [en línea]. Disponible en: <http://www.bdigital.unal.edu.co/4349/7/cesaraugustorojassuarez.2011.parte6.pdf> [citado en 17 de octubre de 2017]

_____ Manual de prácticas de laboratorio de hidráulica. [En línea] Disponible en: <http://www.bdigital.unal.edu.co/12697/68/3353962.2005.Parte%2013.pdf> [citado el 10 de septiembre de 2017]

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA. Crudos y derivados [en línea]. Disponible en: ingenieria.usco.edu.co/formacion/Microdiseños/Petroleos/Crudos_Derivados.doc [citado en 13 de octubre de 2017]

UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN. A dictionary for the petroleum industry. 2ed. p. 1-242


VARGAS, Celso *et al.* Control de procesos mediante tecnologías de diagnóstico isotópico. En: Tecnología en marcha. Vol. 18. p. 107-116

VARGAS CUERVO, Roberto; PEREZ BADILLO, Carlos Andrés y DIAZ QUIMBAYA, Carlos Iván. Levantamiento estratigráfico detallado para el miembro Shale de Bambuca en dos secciones de la subcuenca de Neiva. En: Revista ingeniería y región. Noviembre 2014. p. 1-9

VASQUEZ, Dayne y MONTEROLA, Yusi. Uso de trazadores radiactivos en el monitoreo de la inyección de agua para la producción de hidrocarburos. Caracas, 2012, p. 1-217. Trabajo especial de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad central de Venezuela.

VELOZA, Gabriel Eduardo, *et al.* Dislocación de facies en el tope de la secuencia Cretácica de la subcuenca de Neiva, Valle Superior del Magdalena y sus implicaciones en el modelo estratigráfico secuencial colombiano. En: Boletín de Geología. Vol. 3 [en línea]. Disponible en: http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0120-02832008000100003 [citado el 31 de octubre de 2017].

WHITE, M.D. *et al.* Interpretation of Tracer Experiments on Inverted Five-Spot Well-Patterns within the Western Half of the Farnsworth Unit Oil Field. En: Science Direct. Noviembre, 2016, p. 1-26.


 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES




Nosotras, **Camila Andrea Herrera Báez** y **Daniela Alejandra Jiménez Pineda** en calidad de titulares de la obra **Evaluación técnico financiera de la selección de un trazador para la comunicación entre el Pozo Inyector Brisas 1 y los pozos productores del Campo Brisas en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena**, elaborada en el año 2017, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autoras manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autoras establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autoras.

De igual forma como autoras autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

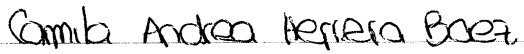
AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	X	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		X

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 5 días del mes de febrero del año 2018.

LAS AUTORAS:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Camila Andrea	Herrera Báez
Documento de identificación No	Firma
1019083763	

Autor 2

Nombres	Apellidos
Daniela Alejandra	Jiménez Pineda
Documento de identificación No	Firma
1018467933	