

MATRIZ PARA LA SELECCIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE
AGUA, CON EL FIN DE PREVENIR EL DAÑO DE FORMACIÓN EN EL CAMPO
CASTILLA, COLOMBIA

JENNY ALEJANDRA GUERRERO GARCÍA
JUAN DAVID LÓPEZ ROMERO

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

MATRIZ PARA LA SELECCIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE
AGUA, CON EL FIN DE PREVENIR EL DAÑO DE FORMACIÓN EN EL CAMPO
CASTILLA, COLOMBIA

JENNY ALEJANDRA GUERRERO GARCÍA
JUAN DAVID LÓPEZ ROMERO

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

Director Universidad de América
MIGUEL ANGEL RODRIGUEZ REYES
Ingeniero de Petróleos

Director Ecopetrol S.A
WILLIAM DURÁN CASTRO
Ingeniero de Petróleos

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

Nota de Aceptación

Ing. Miguel Ángel Rodríguez Reyes
Docente Investigador

Ing. Eliana Mesa Ramírez
Docente Jurado 1

Ing. Andrés Felipe Suárez Barbosa
Docente Jurado 2

Bogotá D.C., Febrero de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

DR. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

DR. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Postgrados

DRA. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de la Facultad de Ingenierías

ING. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director General de Investigaciones y Proyección Social

DR. MANUEL CANCELADO JIMÉNEZ

Director Programa Ingeniería de Petróleos

ING. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI (E)

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

Este proyecto va dedicado, en primer lugar, a Dios, a mis padres y a mi pequeño hermano, quienes me han apoyado y fortalecido a lo largo de mi vida; gracias a su comprensión y palabras de aliento, he logrado culminar satisfactoriamente cada etapa de mi formación. Son ellos la inspiración para lograr todos los objetivos propuestos, su amor inmensurable, me hace creer que cualquier sueño es posible de alcanzar.

Por otro lado, agradezco a todos los profesores que hicieron parte de mi formación profesional, sus enseñanzas me acompañarán y guiarán siempre.

A mis amigos y futuros colegas, les doy infinitas gracias por hacer de la vida universitaria un agradable espacio para compartir, reír y estudiar. Su apoyo y paciencia en los momentos de estrés y frustración, fueron de gran ayuda para sobrellevar y superar cada dificultad. Espero que la amistad forjada con cada uno, perdure por muchos años más.

Jenny Alejandra Guerrero García

DEDICATORIA

A mi madre que, sin importar las dificultades, siempre ha estado a mi lado, luchando cada día de su vida, con el único objetivo de ayudarme a cumplir cada una de las metas propuestas en mi camino; Clara Inés Romero Reyes, siempre serás mi mayor motivación.

A todas aquellas personas que, de cierta manera, me han brindado su apoyo a lo largo mi vida.

Anita, Olga y Edgar, estoy eternamente agradecido, por el cariño y afecto que me han brindado incondicionalmente.

Juan David López Romero

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

La Universidad de América, por disponer de asesores y orientadores en el grupo de Investigación, para la elaboración de este proyecto.

Al convenio FUA - Ecopetrol S.A - ICP, por permitir el desarrollo del trabajo.

Al Ingeniero William Durán, por la asesoría durante la realización del proyecto.

A la Ingeniera Eliana Mesa, por su acompañamiento, apoyo y asesoría a lo largo del proceso de construcción del proyecto.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	23
OBJETIVOS	24
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA	25
1.1 HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA	25
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO	26
1.3 MARCO GEOLÓGICO	26
1.3.1 Columna Estratigráfica.	26
1.3.2 Estratigrafía.	26
1.3.2.1 Formación Une.	29
1.3.2.2 Formación Gachetá.	29
1.3.2.3 Formación Guadalupe.	29
1.3.2.4 Formación Barco.	30
1.3.2.5 Formación Los Cuervos.	30
1.3.2.6 Formación Mirador.	31
1.3.2.7 Formación Carbonera	31
1.3.2.8 Formación León	33
1.3.2.9 Formación Guayabo	33
1.3.2.10 Formación Necesidad	34
1.3.3 Geología estructural.	34
1.3.4 Geología del Petróleo.	35
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	36
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA	37
1.4.1 Gráfica de Producción Acumulada	37
1.4.2 Método de Producción	38
1.4.3 Tiempo de Producción	39
1.4.4 Características del Yacimiento.	39
2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN	40
2.1 INTRODUCCIÓN A LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	40
2.1.1 Características de los fluidos de perforación	40
2.2 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	40
2.2.1 Remoción de los recortes del pozo	40
2.2.2 Controlar las presiones de las formaciones	41
2.2.3 Obturar las formaciones permeables	41
2.2.4 Minimizar los daños al yacimiento	41
2.2.5 Mantener la estabilidad del pozo	42

2.2.6 Funciones adicionales de los fluidos de perforación	42
2.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	42
2.3.1 Propiedades físicas	42
2.3.1.1 Densidad	42
2.3.1.2 Reología	43
2.3.1.3 Viscosidad Plástica	43
2.3.1.4 Punto Cedente	44
2.3.1.5 Viscosidad Aparente	44
2.3.1.6 Fuerza de gel	44
2.3.1.7 Filtrado API	45
2.3.2 Propiedades Químicas	45
2.3.2.1 pH	45
2.3.2.2 Alcalinidad	45
2.4 FACTORES PARA LA SELECCIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN	46
2.4.1 Factores del yacimiento	46
2.4.2 Factores del pozo	48
2.4.3 Localización	48
2.5 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	49
2.5.1 Fluidos de Perforación Base Agua (Water Based Mud).	49
2.6 FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE YACIMIENTO (RESERVOIR DRILL-IN FLUIDS)	50
2.7 PRINCIPALES ADITIVOS DE LOS FLUIDOS BASE AGUA	54
2.7.2 Viscosificantes	55
2.7.3 Controladores de Filtrado	55
2.7.4 Controladores de pH	55
2.7.5 Material para el Control de Pérdidas de Circulación (LCM)	55
2.7.6 Lubricantes	56
2.7.7 Bactericidas	56
2.7.8 Inhibidores de Arcillas	56
2.8 DAÑO DE FORMACIÓN GENERADO POR LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	56
2.8.1 Definición de Daño de Formación	56
2.8.2 Importancia de tratar el Daño de Formación	57
2.8.3 Mecanismos del Daño de Formación por los Fluidos de Perforación	57
2.8.3.1 Taponamiento por los sólidos	57
2.8.3.2 Disminución de la saturación de hidrocarburos	57
2.8.3.3 Bloqueo por formación de emulsiones	58
2.8.3.4 Inversión de la Mojabilidad	58
2.8.3.5 Taponamiento por la formación de Precipitados Inorgánicos	58
2.8.3.6 Taponamiento por la formación de Precipitados Orgánicos	58
3. INTERACCIONES QUÍMICAS ENTRE EL FLUIDO DE PERFORACIÓN Y EL SISTEMA ROCA-FLUIDOS	59
3.1 COMPATIBILIDAD DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN CON LA FORMACIÓN	59

3.1.1 Arcillas Hinchables	59
3.1.2 Arcillas Migratorias	60
3.1.3 Propiedades físico-químicas de las arcillas	62
3.1.3.1 Superficie Específica	62
3.1.3.2 Capacidad de Intercambio Catiónico	64
3.2 COMPATIBILIDAD FLUIDO DE PERFORACIÓN - AGUA DE FORMACIÓN	64
3.2.1 Composición generalizada de un agua de formación	65
3.2.1.1 Componentes Mayoritarios	67
3.2.2 Principales propiedades del agua de formación	70
3.2.3 Índices de Langelier y Ryznar	71
3.2.4 Composición del Agua de Formación del Campo Castilla	74
3.2.5 Clasificación del agua de formación de acuerdo a los iones dominantes	76
3.2.6 Precipitaciones inorgánicas	77
3.3 COMPATIBILIDAD FLUIDOS DE PERFORACIÓN-CRUDO	78
3.3.1 Depósitos orgánicos	78
3.3.2 Caracterización de los Hidrocarburos	79
3.3.2.1 Índice de inestabilidad coloidal (CCI)	79
3.3.2.2 Análisis del número de acidez total (TAN)	80
3.3.3 Análisis SARA del crudo Castilla	80
4. METODOLOGÍA TEÓRICA PARA LA FORMULACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	81
4.1 DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD Y LA PRESIÓN HIDROSTÁTICA DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	83
4.2 DETERMINACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE GARGANTA DE PORO	83
4.2.1 Determinación del tamaño de partícula de los aditivos sólidos	84
4.3 TIPOS DE ADITIVOS QUE SE DEBEN ADICIONAR A LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	85
4.4 ADITIVOS EMPLEADOS EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN DEL CAMPO CASTILLA	86
5. MATRIZ PARA LA SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	87
5.1 PROCEDIMIENTOS PARA LA EJECUCIÓN DE LA MATRIZ	87
5.2 CÁLCULOS REALIZADOS POR LA MATRIZ	91
5.2.1 Cálculos para el Agua de Formación.	91
5.2.2 Cálculo para el Crudo	92
5.2.3 Cálculos para el Fluido de Perforación	93
5.3 SECCIÓN DE ANÁLISIS	94
5.4 ANÁLISIS PARA EL CAMPO CASTILLA	97
5.4.1 Análisis del Agua de Formación del Campo Castilla	97
5.4.2 Análisis de la muestra de crudo del campo Castilla	99
5.4.3 Recomendaciones para la selección de los Fluidos de Perforación	100

6. CONCLUSIONES	103
7. RECOMENDACIONES	104
BIBLIOGRAFÍA	105
ANEXOS	108

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del Campo Castilla	27
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada para la Cuenca de los Llanos Orientales	28
Figura 3. Corte Geológico del Campo Castilla	35
Figura 4. Clasificación general de los Fluidos de Perforación	49
Figura 5. Clasificación general de los Fluidos de Perforación Base Agua (WBM)	51
Figura 6. Partícula de Montmorillonita idealizada	60
Figura 7. Partícula de Clorita	61
Figura 8. Partícula de Illita	61
Figura 9. Partícula de Kaolinita	62
Figura 10. Orden de preferencia del intercambio Catiónico	64
Figura 11. Secuencia de Chevotareb	66
Figura 12. Clasificación de los tipos de aguas de formación, en diagrama Piper-Hill-Langelier	76
Figura 13. Plantilla Matriz de Selección	81
Figura 14. Metodología Teórica para la formulación del Fluido de Perforación	89
Figura 15. Portada de la Matriz de Selección	87
Figura 16. Parámetros Iniciales para los pozos del Campo Castilla	98
Figura 17. Ventana para agregar nuevos pozos de otros Campos	90
Figura 18. Sección para observar y modificar los datos de los pozos existentes en la matriz	91
Figura 19. Cálculo de los valores de dureza y alcalinidad del agua de formación	92
Figura 20. Cálculo de los Índices de Langelier y Ryznar	92
Figura 21. Análisis S.A.R.A del crudo (IIC)	92
Figura 22. Sección del Diseño del Fluido de Perforación	93
Figura 23. Cuadro de información para indicar el valor del factor de seguridad de la presión	94
Figura 24. Sección de análisis para el agua de formación y el crudo	95
Figura 25. Sección de análisis para la distribución del tamaño de partícula de los aditivos sólidos y recomendaciones para los fluidos de perforación	96

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades petrofísicas del yacimiento y de los fluidos en el Campo Castilla	39
Tabla 2. Superficie específica de las principales arcillas que se encuentran en los yacimientos petrolíferos	63
Tabla 3. Diámetros iónicos y diámetros de hidratación de los cationes más comunes	63
Tabla 4. Interpretación del Índice de Saturación de Langelier	74
Tabla 5. Interpretación del Índice de Saturación de Rayznar	74
Tabla 6. Composición del agua de formación del Campo Castilla	75
Tabla 7. Principales reacciones de precipitación, junto con sus constantes de solubilidad, en los yacimientos	77
Tabla 8. Composición del crudo Castilla	80
Tabla 9. Criterios para la selección del tamaño de partícula de los aditivos sólidos	84
Tabla 10. Resultados de LSI y RSI para el agua de formación del campo Castilla	98
Tabla 11. Análisis SARA y resultado del IIC de la muestra de crudo Castilla.	99
Tabla 12. Compatibilidad de los controladores de filtrados con los diferentes tipos de agua de formación.	101
Tabla 13. Compatibilidad de los controladores de pH con los diferentes tipos de agua de formación	102
Tabla 14. Compatibilidad de los Inhibidores de Arcilla con los diferentes tipos de agua de formación	102

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Sistema Petrolífero del Campo Castilla	35
Cuadro 2. Factores para la selección del Fluido de Perforación.	49
Cuadro 3. Principales fluidos reservoir drill-in.	52
Cuadro 4. Aditivos ingresados en la matriz de selección.	85
Cuadro 5. Aditivos empleados en los fluidos de perforación del Campo Castilla	86
Cuadro 6. Tipos de Densificantes	110
Cuadro 7. Tipos de Viscosificantes	111
Cuadro 8. Tipos de Controladores de Filtrado	112
Cuadro 9. Tipos de Controladores de pH	113
Cuadro 10. Tipos de LCM	114
Cuadro 11. Tipos de Lubricantes	114
Cuadro 12. Tipos de Bactericidas	115
Cuadro 13. Tipos de Inhibidores de Arcillas	115

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Viscosidad Plástica.	43
Ecuación 2. Punto Cedente.	44
Ecuación 3. Viscosidad Aparente.	44
Ecuación 4. Cálculo del Índice de Saturación de Langelier.	72
Ecuación 5. Cálculo del Índice de Estabilidad de Ryznar.	72
Ecuación 6. Cálculo del pH de Saturación.	72
Ecuación 7. Cálculo la variable A	72
Ecuación 8. Cálculo la variable B	73
Ecuación 9. Cálculo la variable C	73
Ecuación 10. Cálculo la variable D	73
Ecuación 11. Cálculo de la Dureza Cálcica	73
Ecuación 12. Cálculo de la Alcalinidad	73
Ecuación 13. Índice de inestabilidad coloidal	79
Ecuación 14. Cálculo del tamaño de garganta de poro	84

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: tipo de superficie donde se acumulan los sedimentos que dan lugar a las rocas. Tienen características propias que los diferencian de los demás tipos de ambientes. Pueden ser continentales, marinos o de transición.

ANIÓN: es un ion (sea una molécula o átomo) de un elemento o compuesto, que se encuentra cargado negativamente, es decir, que ha ganado electrones. Se caracteriza por tener un estado de oxidación negativo.

AGUA DE FORMACIÓN: En el porcentaje de agua que quedó naturalmente atrapada en los poros de la roca, durante el proceso diagenético de los sedimentos que conforman el cuerpo rocoso.

CANALES ESTUARIOS: cuerpos sedimentarios depositados en las desembocaduras fluviales, donde el río y el mar se encuentran.

CATIÓN: es un ion (sea una molécula o átomo) de un elemento o compuesto, que se encuentra con una carga positiva, es decir, que ha cedido electrones. Se caracterizan por tener un estado de oxidación positivo.

CONCORDANCIA: serie de estratos que representan un periodo de sedimentación continuo, donde existe paralelismo entre las unidades infra y suprayacentes.

DISCORDANCIA: discontinuidad estratigráfica en la que existe interrupción en la depositación de las unidades y, no hay paralelismo entre los materiales infra y suprayacente.

EMULSIÓN: es una mezcla heterogénea de dos o más líquidos que, al entrar en contacto, no se disuelven entre sí (como es el caso del agua y el crudo).

ESTRATIGRAFÍA: es una rama de la geología que estudia la historia, la composición, las edades relativas y la distribución e interpretación de los estratos que conforman el subsuelo.

FLUVIAL: ambiente de depositación ubicado en un canal o cauce de río. Su energía proviene del flujo de la corriente y posee materiales con tamaños que van desde bloques hasta arcillas.

GARGANTA DE PORO: corresponde al espacio poral que se forma en el punto donde se unen dos granos y, que permite conectar dos volúmenes porosos de mayor tamaño.

INCRUSTACIONES O SCALES: precipitados de compuestos inorgánicos que se encuentran disueltos en el agua o el crudo, y que se forman por cambios de presión y temperatura en el yacimiento.

MAR EPICONTINENTAL: también llamado mar interior, corresponde a un volumen de agua salobre de gran extensión y poca profundidad, que se encuentra en un ambiente continental. Tiene su propio sistema de circulación marina, sin embargo, conecta con el océano mediante estrechos.

SÓLIDOS TOTALES DISUELTOS (STD): es el conjunto de componentes sólidos (minerales, sales, metales, cationes o aniones disueltos en el agua) que pueden ser filtrados de un volumen de agua específico.

pH: es un término comúnmente usado para describir a la condición de alcalinidad o acidez que puede presentar una solución; dando referencia a la concentración de iones de hidrogeno presentes en la misma.

PERFORACIÓN SOBRE BALANCE: situación en la que la presión del fluido de perforación es mayor que la presión de los fluidos de la formación, lo que resulta en un control efectivo del pozo (donde no se produce el flujo de fluidos del yacimiento al pozo) durante una operación de perforación convencional.

ROCA GENERADORA: roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente y se tienen las condiciones idóneas, generará petróleo y/o gas.

ROCA RESERVORIO: es la roca donde se almacena el petróleo, después que se ha generado y migrado. Estas rocas, por lo general, son porosas y permeables, para permitir que el hidrocarburo se desplace a través de ella. Ejemplos más comunes de roca reservorio, son: areniscas y los carbonatos (calizas y dolomitas).

ROCA SEDIMENTARIA: este tipo de roca se forma por la precipitación y acumulación de los minerales de la tierra. Los sedimentos son depositados por capas, a temperaturas y presiones relativamente bajas y, pueden contener fragmentos de rocas preexistentes de diferente granulometría, restos de organismos y productos de reacciones químicas.

ROCA SELLO: es una roca relativamente impermeable, normalmente lutita, anhidrita o sal, que forma una barrera o una cubierta encima y alrededor de la roca almacenadora, evitando que los fluidos migren más allá del yacimiento.

VENTANA OPERATIVA: hace referencia al rango de valores que puede tomar la densidad del fluido de perforación en cada intervalo, para garantizar un control eficiente del pozo, evitando influjos indeseados o, fracturamiento de la formación y pérdidas de fluido.

ABREVIATURAS

°API	Gravedad API
°F	Grados Fahrenheit
µm	Micrómetros
BHA	Ensamblaje de Fondo
BPD	Barriles de Petróleo por Día
cP	Centipoises
ft	Pies
HPHT	Alta Presión/Alta Temperatura
IIC	Índice de Inestabilidad Coloidal
Km	Kilómetro
Lb	Libras
LCM	Material para el Control de Pérdidas de Circulación
LSI	Índice de Saturación de Langelier
LSRV	Alta Viscosidad a Baja Velocidad de Corte
mD	Milidarcies
meq/L	Miliequivalente por Litro
mg/L	Miligramo por Litro
mmol	Milimoles
MW	Densidad del Fluido de Perforación
PC	Punto Cedente
pH	Potencial de Hidrógeno
pHs	Potencial de Hidrógenos de Saturación
ppm	Partes por Millón
Psi	Libras por Pulgada Cuadrada
PV	Viscosidad Plástica
ROP	Tasa de Penetración

Rpm	Revoluciones por Minuto
RSI	Índice de Estabilidad de Langelier
S	Factor de Daño (Skin)
SEM	Microscopía Electrónica de Barrido
STD	Sólidos Totales Disueltos
TAN	Número de Acidez Total
TOC	Carbono Orgánico Total
TVD	Profundidad Vertical Verdadera
TVDss	Profundidad Vertical Verdadera a Nivel del Mar
VA	Viscosidad Aparente
WBM	Fluidos de Perforación Base Agua

RESUMEN

El presente proyecto, tiene como objetivo el diseño de una Matriz de Selección, mediante una metodología teórica previamente elaborada, que permite evaluar los parámetros o requerimientos necesarios para la formulación de los fluidos de perforación base agua, minimizando el daño a la formación, causado por la obstrucción del medio poroso. Teniendo en cuenta lo anterior, se realizó un diagnóstico preliminar de las formaciones productoras presentes en el campo Castilla, describiendo sus principales características. Posteriormente, se llevó a cabo una breve descripción de las propiedades, funciones y tipos de fluidos de perforación, centrándose en los fluidos de perforación de yacimiento.

Considerando que uno de los mecanismos que induce el daño a la formación, es la incompatibilidad que pueden presentar los fluidos de perforación al entrar en contacto con la roca yacimiento y los fluidos alojados en ella, se evaluaron los principales factores que alteran el equilibrio fisicoquímico del crudo, del agua de formación y de la roca, generando precipitados orgánicos e inorgánicos, que pueden llegar a reducir el diámetro de las gargantas de poro.

Finalmente, toda la información recopilada, se consolidó en una matriz en formato Excel, que le permite al usuario seleccionar el tipo de aditivos sólidos que conformarán el fluido de perforación y conocer la distribución del tamaño de partícula de estos aditivos, con el fin de evitar incompatibilidades y/o la formación de depósitos sólidos en los canales de flujo adyacentes al pozo.

PALABRAS CLAVE: Daño de formación, Incompatibilidades, Fluidos de perforación, Precipitados, Campo Castilla, Tamaño de garganta de poro.

ABSTRACT

The present project, has the objective of design a selection matrix, through a theoretical methodology, which allows to evaluate the parameters or requirements necessary for formulation of water based drilling fluids, minimizing the damage to the formation, caused by the obstruction of the porous medium. Taking into account the above, a preliminary diagnosis was made of the production formations present in the Castilla field, describing their main characteristics. Subsequently, a brief description of the properties, functions and types of water-based drilling fluids was carried out, focusing on reservoir drilling fluids.

Considering that one of the mechanisms that induces the formation damage, is the incompatibility between the drilling fluid and reservoir rock and the fluids housed in it, the main factors that alter the physicochemical balance of the crude, formation water and rock, generating organic and inorganic precipitates, which can reduce the diameter of the pore throat, were evaluated.

Finally, all the information collected was consolidated in a matrix in Excel format, which allows the user to select the type of solid additives that will make up the drilling fluid and to know the particle size distribution of these additives, in order to avoid incompatibilities and/or the formation of solid deposits in the flow channels adjacent to the well.

KEYWORDS: Formation damage, Incompatibilities, Drilling Fluids, Precipitates, Castilla field, Size of pore throat.

INTRODUCCIÓN

El campo Castilla es uno de los campos más prolífero de Colombia, con una producción de hidrocarburos cercana a los 179.000 BOPD¹. Sin embargo, a lo largo de los años, ha presentado dificultades por pérdidas totales o parciales en la productividad de algunos pozos, esto, debido en gran parte, al daño de formación generado en las adyacencias del pozo, por mecanismos diversos. Teniendo en cuenta lo anterior, es de vital importancia asegurar que las operaciones de construcción e intervención de los pozos, ocasionen una alteración mínima en las propiedades de la roca yacimiento y de los fluidos contenidos en ella. Una de las causas con mayor potencial de daño a las formaciones productoras, es la intrusión de fluidos y sólidos durante la perforación.

El fluido de perforación es una mezcla homogénea de componentes con propiedades físico-químicas específicas, diseñados para desempeñar numerosas funciones que contribuyen a lograr el éxito en la construcción de un pozo. Sin embargo, es común que se presente algún tipo de daño a la formación productora de interés, por causa de una formulación inadecuada del fluido de perforación, que muchas veces ocurre, por la carencia de información relacionada con las propiedades del sistema roca-fluidos de yacimiento. Este daño se evidencia en una disminución de la productividad del pozo, debido a la alteración de las propiedades originales del yacimiento (porosidad, permeabilidad, saturación de los fluidos, mojabilidad, entre otras). Por este motivo, es necesario garantizar un diseño adecuado del fluido de perforación, con el objetivo de minimizar al máximo el potencial de daño por parte del mismo; este diseño, puede realizarse implementando herramientas que permitan determinar su rendimiento y compatibilidad al contacto con la formación productora y los fluidos presentes en la misma.

Con base a lo anterior, el fluido de perforación debe ser capaz de prevenir los diferentes mecanismos de daño a la formación que se pueden presentar durante las operaciones de perforación, por lo que, en el presente trabajo, se busca analizar el diseño de un fluido de perforación que permita minimizar la reducción de la permeabilidad en la zona de interés, al considerar la obstrucción del medio poroso, originada por la incompatibilidad fluido-fluido (fluido de perforación y fluidos del yacimiento) o por una selección inadecuada del tamaño de partícula de los aditivos sólidos que conforman el fluido de perforación.

¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Producción fiscalizada de petróleo por campo en superficie (barriles promedio por día calendario - bpd). 2018

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Diseñar una matriz que permita seleccionar el fluido de perforación, con el fin de prevenir el daño de formación en el Campo Castilla, Colombia.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir las características geológicas de las formaciones productoras presentes en el Campo Castilla, Colombia.
- Definir las variables que influyen en la selección de un fluido de perforación para evitar el daño a la formación.
- Determinar las diferentes reacciones químicas que generan precipitados durante la interacción fluido de perforación-fluido del yacimiento.
- Elaborar una metodología teórica que permita la formulación adecuada de los fluidos de perforación.
- Generar una matriz en Excel que permita la selección del fluido de perforación para la formación de interés.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA

El Campo Castilla es de gran importancia en Colombia, ya que es uno de los Campos de mayor producción de crudo en el país, según datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos. A continuación, se presenta una breve descripción del Campo, abarcando su historia, localización geográfica, marco geológico y comportamiento histórico de producción.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA

En el año de 1945 iniciaron los trabajos de exploración en el área de Castilla la Nueva (municipio del departamento del Meta), por parte de varias compañías petroleras (Chevron, Intercol, Phillips, Shell y Texaco), pero es en el año de 1969 cuando la compañía Chevron Petroleum, bajo el Contrato de Concesión Cubaral N° 1820, descubrió el potencial hidrocarburífero de la zona, con la perforación del pozo Castilla-1²; este pozo alcanzó una profundidad de 7.347 pies y produjo crudo pesado de las formaciones Mirador (10°API), Guadalupe y Une (13.7°API). A pesar del hallazgo, fue sólo en 1975, bajo un nuevo contrato, esta vez de asociación, cuando Chevron inició la explotación comercial del Campo, esto, debido a la dificultad que se tenía para producir crudo pesado y a la falta de infraestructura de transporte en la época³.

La Compañía Chevron Petroleum operó el Campo Castilla por 25 años, bajo un Contrato de Asociación con Ecopetrol (primer Contrato de Asociación firmado en el país), desde el año 1975 al 2000, durante este periodo de operación, se extrajeron 94 millones de barriles de crudo, que correspondían al 4% de las reservas del Campo⁴. Entre los años de 1988 y 1989, Ecopetrol realizó exploraciones fuera del área del Contrato de Asociación, logrando descubrir que el Campo se extendía hacia el Nordeste; de esta forma, se incrementa el área total del Campo en 980 Hectáreas, y se definen los Campos de Castilla Norte y Castilla Este (con la perforación de tres pozos exploratorios). El 30 de enero del año 2000, se revierte el Contrato de Asociación y Ecopetrol pasa a asumir la operación directa del Campo Castilla⁵. Al término del primer semestre del año 2018, el Campo Castilla continúa

² ECOPETROL S.A. Carta Petrolera Noviembre 2003 – enero 2004. Edición 107 [en línea] [citado Julio 31 de 2018] Disponible en la Web: http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm

³ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Estudio Integrado de Crudos Pesados, Cuenca de los Llanos Orientales. 2005, p 2.

⁴ MANCILLA ESTUPIÑAN, Robinson. Reseña del Campo Castilla. Unidades Tecnológicas de Santander. [en línea]. Abril 7 de 2014. [Citado Julio 31 de 2018] Disponible en la Web: <https://es.slideshare.net/robinsonmancilla/campo-castilla>

⁵ RODRÍGUEZ REINOSO, Guillermo. Se revierte primer contrato de asociación de petróleo. El Tiempo. [en línea] abril 19 de 2000 [citado Julio 31 de 2018] Disponible en Internet: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1211777>.

bajo la operación de Ecopetrol S.A. y es el segundo campo más importante del país en términos de aporte a la producción nacional, después del Campo Rubiales.

1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO

El Campo Castilla se encuentra ubicado al Sur Occidente de la Cuenca de los Llanos Orientales, centro del país, entre los municipios de Castilla la Nueva y Acacías, departamento del Meta, a 30 kilómetros al sur de la ciudad de Villavicencio y a 156 kilómetros de Bogotá. La Cuenca de los Llanos Orientales, cubre una extensión de 225.603 Km² (22'560.327 Hectáreas), de los cuales, 45 Km² corresponden al área productiva del Campo Castilla.

Para llegar al Campo castilla desde la ciudad de Bogotá, por vía terrestre, se debe salir por la localidad de Usme (sureste de Bogotá) y tomar la denominada Ruta 40, hacia la ciudad de Villavicencio, recorriendo una distancia aproximada de 95 Km, y pasando por los municipios de Chipaque, Tablón, Quetame y Guayabetal. Una vez en la ciudad de Villavicencio, se toma la Ruta 65 hacia el sur, para llegar al municipio de Guamal (Meta), realizando un recorrido de aproximadamente 42 Km. Por último, se debe realizar un recorrido aproximado de 12 Km desde el Municipio de Guamal, tomando la vía secundaria que conduce al Municipio de Castilla la Nueva, donde se encuentra ubicado el Campo Castilla, operado por Ecopetrol S.A⁶.

En la **Figura 1** se observa la ubicación de la Cuenca de los Llanos Orientales y del Campo Castilla, junto con el recorrido terrestre que se debe realizar para llegar al Campo, desde la Ciudad de Bogotá.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

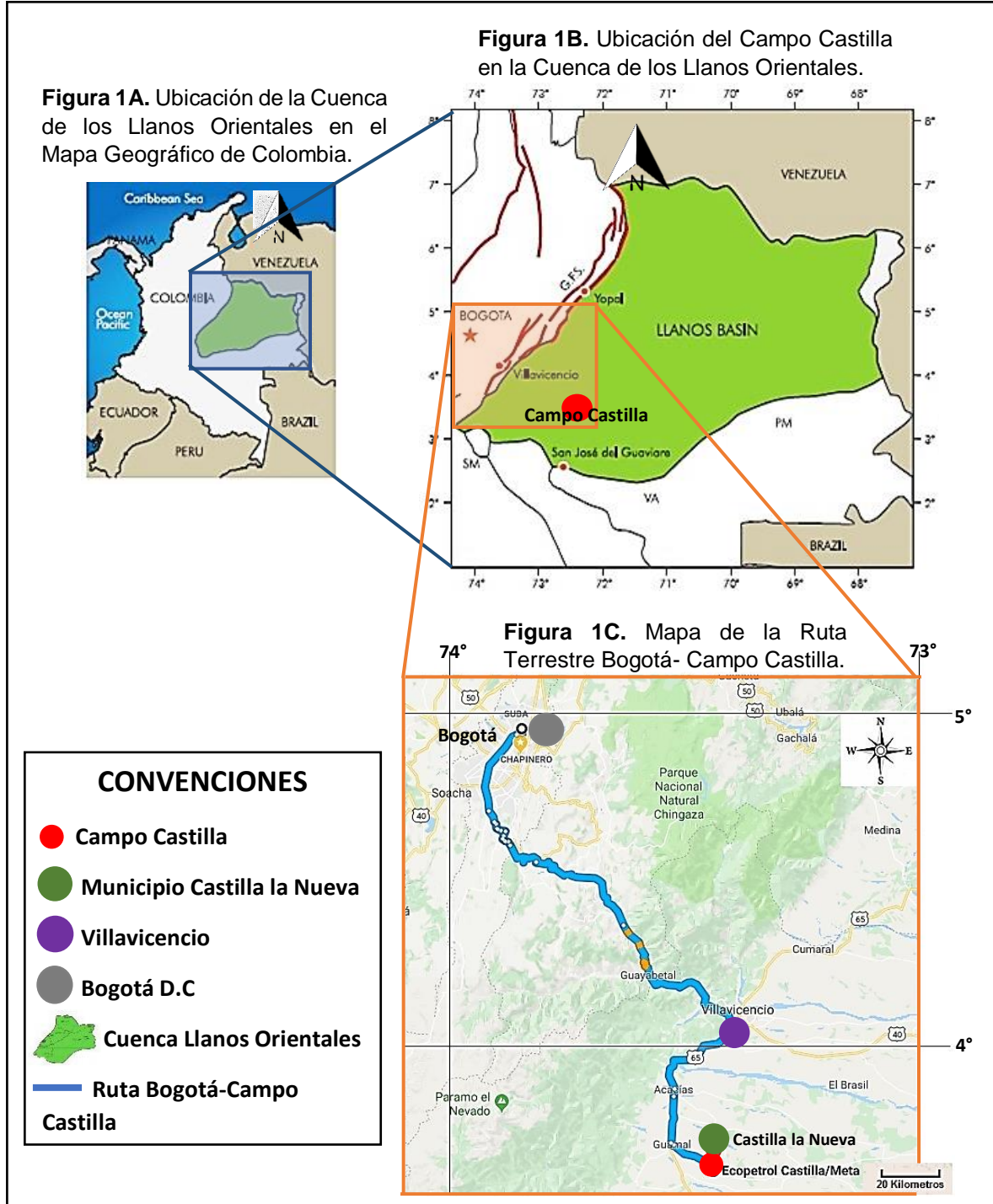
En esta sección se encuentran las generalidades geológicas que caracterizan al Campo Castilla (columna estratigráfica, estratigrafía, la geología estructural y la geología del petróleo).

1.3.1 Columna Estratigráfica. La Columna estratigráfica representada en la **Figura 2**, permite describir la secuencia geológica conformada por las formaciones presentes en la Cuenca de los Llanos Orientales.

1.3.2 Estratigrafía. En esta unidad se realiza una breve descripción de las formaciones geológicas atravesadas por los pozos en el Campo Castilla; se puede evidenciar aspectos claves como lo son: edad, espesor, ambiente de depositación y características litológicas.

⁶ Ruta establecida en el Aplicativo Web: Google Maps.

Figura 1. Localización del Campo Castilla



Fuentes: Figuras 1A y 1B: VAYSSAIRE, André; ABDALLAH, Hussein. Estudio Regional y modelamiento del Sistema Petrolífero de la Cuenca de los Llanos Orientales. 2014. [Imágenes tomadas el 30 de Julio de 2018]. Disponible en Internet: <https://www.emaze.com/@AWLIIZFQ/Regional-Study-and>. Modificadas por los autores. Figura 1C: Google Maps, Julio 30 de 2018. Modificada por los autores.

1.3.2.1 Formación Une. Operacionalmente, esta formación ha tenido diversas denominaciones: en el área del Meta se denomina K2 a la unidad de areniscas correspondientes a esta Formación⁷. Según Julivert⁸, la edad de esta formación corresponde al Albiano-Cenomaniano.

Según Ingeominas⁹ esta formación está conformada principalmente por areniscas cuarzosas, moderadamente compactadas con algunas intercalaciones de lutitas y de limolitas carbonizas en la sección superior, cuyo ambiente de depositación es representado por canales fluviales en la base y depósitos marinos en la sección superior. Se caracteriza por tener un tamaño de grano medio a grueso con una selección entre moderada y pobre, permitiéndole ser un gran reservorio a grandes profundidades. Su espesor varía hacia el noroeste; 50 a 350 pies en el Meta, 300 a 600 pies en Arauca y llega hasta 650 pies en el Piedemonte Llanero¹⁰. La Formación suprayace de forma discordante un basamento ígneo metamórfico del triásico e infrayace a la Formación Gachetá con un contacto concordante.

1.3.2.2 Formación Gachetá. Es equivalente en el sur a la parte inferior de la unidad K1, y en la región de Arauca y Caño Limón a la formación Chipaque.

Se tiene conocimiento que la formación Gachetá se depositó durante el intervalo de tiempo Turoniano temprano – Coniaciano, dando características de una secuencia estratigráfica en función de los avances y retrocesos del nivel del mar ocurridos durante este periodo¹¹, conformada principalmente por secuencias de lutitas de color gris y gris oscuro, areniscas basales que alcanzan hasta los 328 pies de espesor; a pesar de que las areniscas son consideradas limpias de arcillas, éstas presentan contenido calcáreo y de glauconita. El espesor de la Formación aumenta hacia el noroccidente, con un valor máximo de 600 pies en el sector suroccidental de la cuenca. El ambiente de depositación es marino. La Formación Gachetá suprayace de forma concordante a la Formación Une, e infrayace a la Formación Guadalupe. La unidad es productora en varios campos de la Cuenca.¹²

1.3.2.3 Formación Guadalupe. Se le conoce como K1 superior en el área del Meta¹³.

⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, Cuenca de los Llanos Orientales, diciembre 2012, p 47.

⁸ JULIVERT, M., Lexique Stratigraphique International. Paris. 1968. p.460

⁹ MORALES, Carlos Julio. Integración de la Cartografía Geológica de los Llanos Orientales: departamentos del Meta y sector suroccidental del departamento del Casanare – Planchas 248, 249, 250, 251, 252, 267, 268, 269, 270 y 271, Instituto Colombiano de Geología y Minería Ingeominas, septiembre 2010, p. 18.

¹⁰ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op., Cit., p 48.

¹¹ Ibid., p 115.

¹² Ibid., p 116.

¹³ Ibid., p 47.

Según Bürgl (1961)¹⁴ esta unidad pertenece al Cretácico Superior, desde el Coniaciano tardío hasta el Maestrichtiano. Está conformada por areniscas cuarzosas, areniscas fosfáticas y niveles de lodolitas grises a negras con algunas capas de carbón¹⁵. El espesor de esta formación va aumentando hacia el Piedemonte, registrando valores de cero pies cerca del escudo Guyanés y un valor máximo de 600 pies en el Piedemonte¹⁶. Ésta es una de las formaciones productoras de la Cuenca de los Llanos orientales. Los ambientes de depositación son canales estuarios, influenciados por canales marinos y barras. La Formación suprayace a la Formación Gachetá e infrayace de forma discordante a la Formación Barco.

1.3.2.4 Formación Barco. Se tiene registro que la edad de esta formación es del Paleoceno Inferior. Está conformada principalmente de areniscas, lutitas y arcillas intercaladas. Las areniscas de esta formación comúnmente muestran manchas de petróleo o residuos bituminosos. En el área de Arauca, esta unidad está conformada por areniscas cuarzosas con una selección de grano fino a grueso y algunas intercalaciones delgadas de lutitas. El ambiente de depositación de esta unidad es continental. Su espesor varía entre los 492 y los 912 pies. La Formación Barco suprayace de forma concordante a la Formación Catatumbo y de forma discordante a la Formación Guadalupe; infrayace a la Formación Los Cuervos con un contacto concordante¹⁷. La principal diferencia con la Formación Los Cuervos ha sido algunos criterios litológicos, ya que existe un cambio de un intervalo predominantemente arenoso a uno predominantemente lodoso¹⁸.

1.3.2.5 Formación Los Cuervos. Según VAN DER HAMMEN (1958)¹⁹, la edad de esta formación corresponde al Paleoceno superior y al Eoceno inferior, con un ambiente de depositación continental. Se encuentra ausente en los sectores de Apiay-Ariari, en el sur, y caño limón, al norte, por lo que solo se puede evidenciar en el borde occidental de la cuenca²⁰. El proceso de sedimentación de esta formación corresponde a lutitas de color gris, con algunos interceptos de areniscas de color parduzco, de selección fino a medio. Su espesor oscila entre los 804 y los 1.607 pies; suprayace a la Formación Barco con un contacto concordante e infrayace a la Formación Mirador con un contacto discordante.

¹⁴ JULIVERT M. Op. Cit., p. 247.

¹⁵ MORALES, Op., Cit., p 18.

¹⁶ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op., Cit., p. 48

¹⁷ DE PORTA J. Unión Internacional de Ciencias Geológicas. Amérique Latine, Tertiaire et Quaternaire, Vol 5, Fascículo 4b, Décima parte, Paris, 1974, p. 82.

¹⁸ MORALES, Op., Cit., p 18.

¹⁹ DE PORTA J., Op., Cit., p. 333.

²⁰ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op., Cit., p 49.

1.3.2.6 Formación Mirador. Esta formación tuvo un proceso de depositación bajo un ambiente fluvial deltaico en la parte inferior y de tipo marino en la parte superior. Estos procesos ocurrieron durante la edad del Eoceno tardío²¹.

Según Munar y otros (1991)²², la formación Mirador se encuentra constituida principalmente por algunos conglomerados, cuarzos y feldespatos con delgadas intercalaciones lodosas y un tope conformado por lodolitas y shales de color oscuro, de igual manera, se presentan areniscas de grano grueso que representan el reservorio más importante de la cuenca. Su espesor va aumentando hacia el Occidente, permitiéndole llegar hasta los 950 pies. La Formación Mirador suprayace a la Formación Los Cuervos con un contacto discordante, e infrayace de forma concordante a la Formación Carbonera.

1.3.2.7 Formación Carbonera. Es una secuencia litológica de gran espesor (en el pozo Llanos-1 alcanza cerca de los 6.000 pies), donde los procesos de depositación, según PORTA (1974), ocurrieron entre el Oligoceno Temprano y el Mioceno Medio²³. El ambiente de depositación de esta Formación, corresponde a un ambiente marino epicontinental de poca profundidad²⁴. Esta unidad descansa sobre la Formación Mirador con un contacto concordante, e infrayace a la Formación León con un contacto superior conforme y gradual en la mayor parte de la Cuenca. En el área del Casanare, está constituida de arcillolitas, limolitas y areniscas, con algunos niveles de carbón (Charitat y otros, 1985), depositadas en ambientes que varían de marino transicional a continental.

Esta formación está dividida en 8 miembros o unidades operacionales (C1 a C8), asignadas por Elf Aquitaine. Los miembros pares se caracterizan por ser transgresivos, de grano fino y, son importantes sellos regionales; por otro lado, los miembros impares son regresivos, arenosos y productores de hidrocarburos (sólo unidades C3, C5 y C7). Estas unidades han sido denominadas por Ecopetrol, de base a techo, así: Unidad T2 (Areniscas Basales de Carbonera), que en otras partes de la cuenca es denominada Formación Mirador y, corresponde a la novena unidad; la octava unidad es denominada Lutita E4, seguida por la Unidad T1, Lutita E3, Conjunto C2, Areniscas de Carbonera, Conjunto C1, Lutita E (Unidad C2) y Areniscas Superiores de Carbonera (Unidad C1)²⁵. Estas unidades, de base a techo, se van acuñando a medida que se avanza hacia el sur y este de la cuenca.

²¹ GONZÁLES IREGUI, Humberto. Elaboración de la cartografía geológica de un conjunto de planchas a escala 1:100 000 ubicadas en cuatro bloques del territorio nacional, identificados por el servicio geológico colombiano, Consorcio GSG (Geominas - Serviminas - Gemi). Junio de 2015, p 36.

²² MUNAR y otros. Determinación de ambientes sedimentarios en la subcuenca Apiay-Ariari, Llanos Orientales, Colombia: Ecopetrol-ICP. 1991.

²³ DE PORTA J. Op. Cit., p. 207.

²⁴ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op. Cit., p. 49.

²⁵ Ibid., p 50.

A continuación, se describen las unidades que componen a la Formación Carbonera, de base a tope (orden de depostación):

- **Unidad C8 (Lutita E4).** Esta unidad se encuentra constituida por intercalaciones de arena cuarzosa, arcillolita de color gris claro y delgadas capas de limolita de color marrón medio a oscuro de contextura mayormente firme. Presenta un espesor variable, desde 50 pies por el borde oriental de la Cuenca de los Llanos Orientales hasta más de 400 pies a lo largo del frente de montaña. Su ambiente deposicional es probablemente de planicie costera.
- **Unidad C7 (Unidad T1).** Su ambiente de depósito es marino somero, deltaico y continental²⁶. Se compone de areniscas de color crema parduzco, con un tamaño de grano fino a medio, separado en su mayoría por niveles de arcillolita de color gris verdusco. Su espesor oscila entre unos 250 a 280 pies en la parte central de la cuenca.
- **Unidad C6 (Lutitas E3).** Este miembro presenta algunas intercalaciones de lutitas y arcillolitas en el tope de la unidad y niveles de arcillas en la base; se puede identificar trazas de dolomitas, pirita y carbón. Tiene un espesor de 100 a 150 pies en el centro de la cuenca.
- **Unidad C5 (Conjunto C2).** Está compuesta por intercalaciones de niveles de arcillolita grises y de areniscas traslúcidas poco consolidadas, de tamaño de grano fino a medio; en ocasiones ligeramente calcáreas, con glauconita. El máximo espesor que se ha registrado en esta unidad es de 1050 pies.
- **Unidad C4 (Areniscas de Carbonera).** Esta unidad está conformada por una alternancia de capas de areniscas, limolitas (hacia el tope y parte media) y lutitas (en la parte basal). El espesor máximo encontrado es cercano a los 1.050 pies en el pozo Guacavía-1, departamento del Meta. De forma general, la unidad C4 presenta un espesor promedio comprendido entre los 150 y 300 pies, en la parte central de la cuenca²⁷.
- **Unidad C3 (Conjunto C1).** Esta unidad está compuesta por una alternancia de niveles de arenisca fina a gruesa (blanca a traslúcida) y algunos pies de limolitas y arcillolitas (grises a verdosas). En la secuencia localizada en la parte central de la cuenca, se tienen niveles carbonosos. La unidad presenta un espesor promedio de 150 pies, en la parte centro norte de la cuenca. Hacia el suroeste, alcanza espesores superiores a los 700 pies en el frente de montaña²⁸.
- **Unidad C2 (Lutita E).** La unidad presenta niveles de arcillolita (de color púrpura), intercalador con limolitas y areniscas hacia el tope, sin embargo, está compuesta

²⁶ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op. Cit., p 51

²⁷ Ibid., p 51.

casi que exclusivamente por lutitas grises y algunas limolitas con un espesor de 100 a 200 pies en la zona media de la cuenca. Hacia el borde suroccidental, esta unidad alcanza un espesor de más de 900 pies (pozo Medina-1). Esta unidad es el sello mejor desarrollado, después de la Formación León, y el que presenta la mayor extensión hacia el Este. En los límites norte y noroeste de la cuenca, el porcentaje de arena aumenta, posiblemente debido al ambiente de depositación deltaico que representa a este sector²⁸.

➤ **Unidad C1 (Areniscas Superiores de Carbonera).** esta unidad representa la última secuencia arenosa de la Formación Carbonera e infrayace a la Formación León. Está conformada por una alternancia de cuerpos arenosos, separados por niveles delgados de limolitas oscuras y lutitas grises. Hacia la base, los niveles de arenisca y arcillolita son menores y, van aumentando hacia el medio de la unidad; el tope de la secuencia está compuesto principalmente por areniscas. El espesor de esta unidad aumenta de manera regular hacia el Occidente de la cuenca y, alcanza más de 2.000 pies cerca al Piedemonte Llanero, en el sector de los pozos Guacavía-1 y Cumaral-1 (departamento del Meta).²⁹

1.3.2.8 Formación León. El nombre de esta unidad procede de la Quebrada León, afluente del Río Zulia, Venezuela. Esta formación fue depositada en el Mioceno Medio, y representa la última invasión de los mares terciarios en la cuenca, con un ambiente de depositación lacustre con predominio de aguas dulces. Está formada predominantemente por shales de color gris y gris verdoso, con capas delgadas de areniscas con láminas carbonáceas. En el área de Tibú-Socuavó, se presenta una sucesión de areniscas con intercalaciones de shales, que reciben el nombre de Miembro Machete Sandstone. La Formación León suprayace a los niveles arenosos de la Formación Carbonera con contactos de tipo discordante, e infrayace a los niveles arenosos de la base de la Formación Guayabo con contactos de tipo concordante³⁰. Los máximos espesores observados son de 2.500 pies y 1.980 pies, encontrados en los sectores de los pozos Chaparral-1 y Arauca-1, respectivamente³¹.

1.3.2.9 Formación Guayabo. El nombre de esta formación deriva del Cerro Guayabo en el Distrito de Colón (Venezuela). VAN DER HAMMEN (1958), coloca esta formación en el Oligoceno superior y, la Col. Soc. PETR. GEOL. (1959) la coloca en el Mioceno Tardío³². Esta unidad representa la última sedimentación de la Cuenca de los Llanos Orientales. Se caracteriza por ser una secuencia de gran espesor (de más de 13.000 pies en el Piedemonte de la cordillera). Está constituida por una alternancia de arcillolitas de colores grises a pardo rojizos, muy solubles, y

²⁸ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op. Cit., p 52.

²⁹ Ibid., p 52.

³⁰ DE PORTA J. Op. Cit., p. 324.

³¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Óp., Cit., p 52.

³² DE PORTA J., Op., Cit., p. 37.

areniscas mal seleccionadas, finas a muy gruesas, con algunos niveles de conglomerados, y hacia el tope, presenta algunos niveles carbonosos.

El ambiente de depositación tiene influencia marina hacia la base, fluvial marino a continental hacia el tope, y en el área del Meta, presenta mayor dominio continental. En el sector de Arauca, se tienen diferentes denominaciones para la secuencia de rocas de la Formación Guayabo: Formación Isnotu, Formación Palmar y Formación Bejitoque, utilizadas en este sector por INTERCOL (Navas, 1985). En el área central de la cuenca, la formación presenta espesores de 2.000 a 8.000 pies; sin embargo, de forma general, el espesor de la formación varía entre los 2.000 y los 13.000 pies. Regionalmente la secuencia se adelgaza hacia el sur de la cuenca³³. La unidad suprayace la Formación León de manera concordante, e infrayace la Formación Necesidad con un contacto discordante.

1.3.2.10 Formación Necesidad. El nombre de la formación deriva de la Playa Necesidad del Río de Oro, por encima de la desembocadura del Río Catatumbo. Está conformada por arcillas de color rojizo y azulado, alternadas con areniscas de grano grueso que pueden pasar a conglomerados. Esta Unidad suprayace la Formación Guayabo de forma discordante, y tiene un espesor aproximado de 6.000 pies. El Servicio Geológico Nacional (1967) le asigna a la Formación Necesidad una edad de depositación dentro del Plioceno o el Pleistoceno. El ambiente de depositación es fluvial.³⁴

1.3.3 Geología estructural. La cuenca de los Llanos Orientales se define como una geoforma estructural, que se encuentra ubicada entre las cordilleras o serranías levantadas y las depresiones laterales.³⁵; La estructura del Campo Castilla, corresponde a un anticlinal asimétrico cuya orientación es de N 60° E³⁶, con una extensión de 10 km de largo aproximadamente, por 4 km de ancho, contiene fallas internas normales con saltos que varían de 30 a 120 pies y limita en su flanco oriental con una falla inversa que presenta saltos que oscilan entre 30 a 50 pies; Aparentemente, estas fallas no son sellantes, ya que las presiones que se registran en los pozos localizados en el campo, muestran una relativa uniformidad areal de la presión, que permite observar cambios mínimos en el contacto agua-petróleo.

La configuración de la Cuenca de los Llanos Orientales, obedece a una serie de esfuerzos extensivos que han afectado el noroccidente suramericano, formando un sistema transpresional que da lugar a pliegues y fallas (inversas y normales), que

³³ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op. Cit., p. 52.

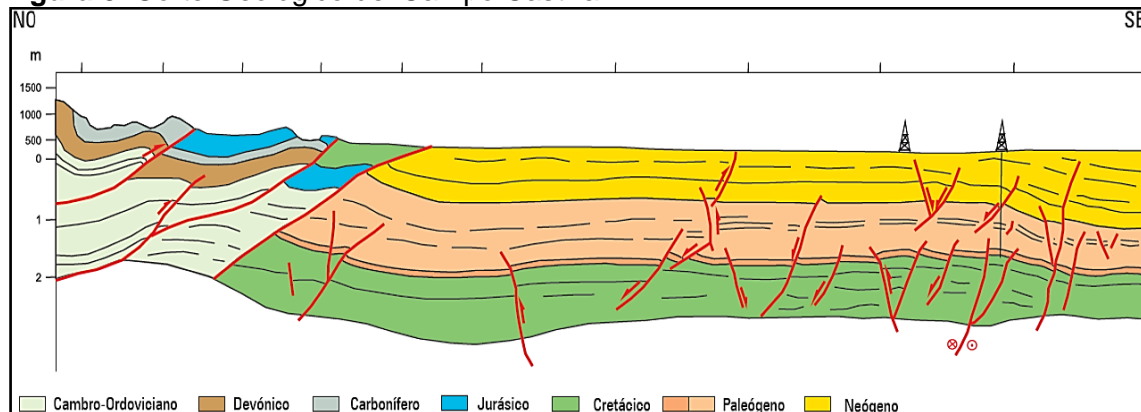
³⁴ DE PORTA J., Op., Cit., p. 380.

³⁵ MORALES, Op., Cit., p 45.

³⁶ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op. Cit., p. 2

son los que conforman los entrampamientos en el campo³⁷. En la **Figura 3**, se presenta el corte geológico del Campo Castilla.

Figura 3. Corte Geológico del Campo Castilla.



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Diciembre 2007. Pag 40. [Imagen tomada el 2 de agosto de 2018].

1.3.4 Geología del Petróleo. A continuación, se presenta una breve descripción del Sistema Petrolífero del Campo Castilla, resumido en el **Cuadro 1**.

Cuadro 1. Sistema Petrolífero del Campo Castilla

ELEMENTO	UNIDADES LITOLÓGICAS	CARACTERÍSTICAS
Roca Generadora	Fm. Gachetá	TOC:1,0 - 3,0% (Bueno a muy bueno) Kerógeno Tipo II y III Espesor Efectivo 50 – 100m
Roca Reservorio	Fm. Carbonera Fm. Mirador Fm. Guadalupe Fm. Une	Areniscas Porosidad:10 – 30%
Roca Sello	Fm. León* Fm. Carbonera (unidades pares) Fm. Guadalupe Fm. Gachetá	*Sello Regional Las demás unidades como sellos locales e intrafomales

Fuente: MOJICA, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar – Rancheria, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. ANH. ANH. [en línea] diciembre 2009 [citado Agosto 02 de 2018] Disponible en Internet: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones>.

³⁷ BEICIP. Evaluación regional de la Cuenca de los Llanos orientales, Ecopetrol informe interno. 1995. P 6.

1.3.4.1 Roca Generadora. La principal roca generadora de la Cuenca de los Llanos Orientales corresponde a las lutitas marino-continentales de la Formación Gachetá, localizadas por debajo del flanco oriental de la Cordillera Oriental³⁸. Se encuentra con rangos de TOC (Total Organic Carbon) entre 1 y 3 %, constituida por un kerógeno tipo II (en el Piedemonte), proveniente de algas lacustres, con la capacidad de generar hidrocarburos líquidos; y tipo III (antepaís), de material leñoso y celulósico de plantas terrestres con generación de gas principalmente.

1.3.4.2 Roca Reservorio. En el campo Castilla, las principales rocas almacenadoras pertenecen a la Formación Mirador y Carbonera (C3, C5, C7), del Paleógeno³⁹. De igual manera, algunos intervalos arenosos de las Formaciones Guadalupe (K1) y Une (K2) de la secuencia Cretácica son buenas rocas almacén. Los valores de porosidad registrados para la formación Guadalupe están entre 10,8 y 28% y para la formación Une se aproxima a 19,5% con unas permeabilidades promedio de 1.180 mD y 1.660 mD respectivamente.

1.3.4.3 Migración. Para esta cuenca, se han registrado dos pulsos de migración: el primero durante el Eoceno tardío – Oligoceno (migración primaria) en el cual el petróleo migró desde la roca generadora hacia las rocas porosas localizadas en la parte superior e inferior de esta misma, para permitir su acumulación; la segunda migración fue producto de la orientación de las capas geológicas que conforman el yacimiento, dicha migración comenzó en el Mioceno y continúa en la actualidad. Debido a que la ruta de migración es considerablemente larga para la zona oriental y central de esta cuenca, se tiene una mayor producción hacia el occidente.⁴⁰

1.3.4.4 Roca Sello. Esta cuenca se encuentra conformada por un sello regional, generado por la Formación León. Por otro lado, las Unidades pares (C2, C4, C6, C8) de la Formación Carbonera, son reconocidas como sellos locales; a su vez, las lutitas cretácicas que conforman las Formaciones Gachetá y Guadalupe actúan como sellos intraformacionales⁴¹.

1.3.4.5 Trampa. La Cuenca de los Llanos orientales está conformada por un entrampamiento de tipo estructural que se ubica en la parte occidental del Piedemonte Llanero; las trampas estructuras presentan básicamente cinco estilos: pliegues por propagación de falla, pliegues en zonas triangulares, anticlinales por fallas invertidas, pliegues por fallas de desgarre y antitéticas⁴². Adicionalmente, se ha encontrado evidencia de procesos de movilización entre fallas tectónicas.

³⁸ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Open Round Colombia, Llanos Orientales. 2016

³⁹ ANH, Open Round Colombia. Cit. 2007

⁴⁰ VARGAS JIMENEZ, Carlos Alberto. Nuevos aportes a la estimulación del potencial de hidrocarburos en Colombia. Rev. Acad. Colomb. Cienc. 33(126): 17-43, 2009. ISSN 0370-3908. P. 33

⁴¹ ANH, Open Round Colombia. Cit. 2007

⁴² SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. Compilación de la Cuenca de los Llanos Orientales, Anexo I. Bogotá, [en línea] Diciembre de 2014 [citado Agosto 02 de 2018] Disponible en Internet: <http://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251109000.pdf>.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA

El primer pozo perforado que dio muestras de hidrocarburos en el Campo Castilla, fue el pozo Castilla-1, perforado en el año de 1969; sin embargo, el crudo encontrado era de tipo pesado (12°API aproximadamente) y no se contaba con la tecnología ni herramientas necesarias para explotarlo comercialmente; lo anterior, sumado a una falta de infraestructura de transporte, hicieron que la producción comercial del Campo iniciara hasta el año de 1975, cuando se implementó la tecnología y la infraestructura requeridas para la extracción, procesamiento y comercialización del hidrocarburo, sin embargo, la producción se reducía a 150 barriles de crudo por día, ya que el costo de levantamiento era elevado.

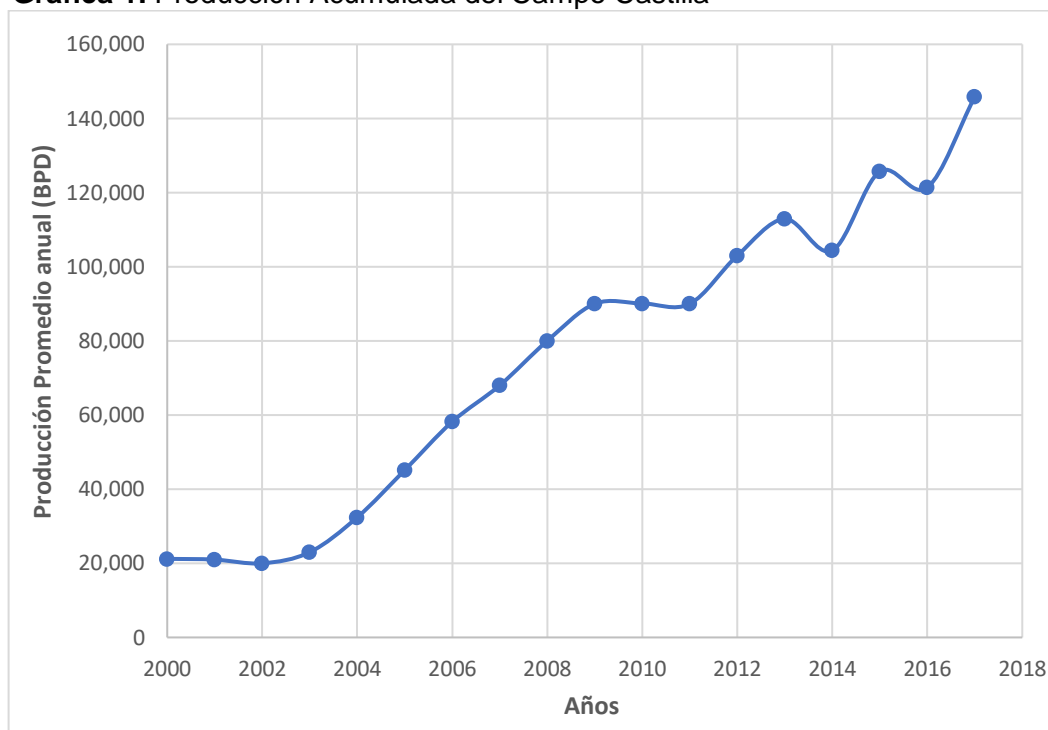
Durante los 25 años de operación de la compañía Chevron en el Campo Castilla, se logró una recuperación del 4% de las reservas del Campo, correspondiente a 94 millones de barriles de crudo, que, en su mayoría, eran destinados a la generación de energía eléctrica y producción de asfalto. Al momento de la terminación del contrato de asociación entre Chevron Petroleum y Ecopetrol S.A. (año 2000), la producción diaria del Campo era de 21.200 Barriles de Crudo.

En el año 2000, cuando el Campo Castilla pasó a ser operado directamente por Ecopetrol S.A., se logró un incremento de la producción del Campo, gracias a la perforación de 11 pozos nuevos y a la realización de trabajos de reacondicionamiento en pozos maduros parcialmente depletados. Para el año 2005, se reportó una producción promedio de 45.143 Barriles de crudo diarios, y diez años después, se registró una producción promedio de 125.699 BPD⁴³. Actualmente, el Campo Castilla se posiciona a nivel nacional como el segundo Campo de mayor producción (después del Campo Rubiales), con un aporte del 12% a la producción del país y del 21% a la producción directa de Ecopetrol.

1.4.1 Gráfica de Producción Acumulada. En la Gráfica 1, se muestra la historia de producción del Campo Castilla, desde el año 2000 al 2017. Los datos de producción promedio de crudo para cada año, fueron tomados de los balances anuales de producción publicados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y de informes publicados por Ecopetrol S.A, actual operador directo del Campo Castilla.

⁴³ ECOPETROL S.A. Campo de Producción Castilla alcanzó nuevo récord de producción [en línea] diciembre 01 de 2015 [citado agosto 02 de 2018], Disponible en internet: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/campo-produccion-Castilla-alcanzo-nuevo-record-produccion>.

Gráfica 1. Producción Acumulada del Campo Castilla



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción Fiscalizada de crudo por año. [en línea] Consultado en agosto 03 de 2018. Disponible en Internet: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>. Modificado por los autores.

1.4.2 Método de Producción. Para extraer el crudo pesado presente en el Campo Castilla se cuenta principalmente con sistemas de Bombeo Electrosumergible y algunos sistemas de Bombeo Mecánico.⁴⁴

Mecanismo de Producción del Campo: el Campo Castilla cuenta con un acuífero regional de gran tamaño, por lo que el mecanismo de producción del yacimiento es un empuje de agua fuerte. Dada la alta energía que proporciona el empuje del acuífero, aún se tienen pozos produciendo por flujo natural. El mecanismo de empuje de agua, ofrece varias ventajas frente a los demás mecanismos de producción, entre los que se encuentran: un buen mantenimiento de la presión estática del yacimiento y un empuje de fondo fuerte que favorece la producción de crudo; sin embargo, tiene como desventaja, el generar una relación agua-petróleo alta en los pozos.⁴⁵

⁴⁴ ECOPETROL S.A. Carta Petrolera noviembre 2003 – enero 2004. Edición 107 [en línea] [citado Julio 31 de 2018] Disponible en la Web: http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm

⁴⁵ Ibid.

1.4.3 Tiempo de Producción. El Campo Castilla inició su producción comercial en el año 1975 y, desde entonces, ha continuado produciendo crudo pesado, posicionándose como el segundo Campo de mayor producción en el país. A la actualidad, el Campo lleva 43 años de producción.

1.4.4 Características del Yacimiento. El Campo Castilla es un yacimiento de aceite negro subsaturado, de tipo asfáltico, con una gravedad API entre 9-15°. ⁴⁶ A lo largo de la vida productiva del campo, se ha podido obtener información significativa a cerca de las propiedades petrofísicas de la roca yacimiento y de los fluidos, mediante registros eléctricos y pruebas de laboratorio en núcleos de roca. Estas propiedades se muestran en la **Tabla 1**.

Tabla 1. Propiedades petrofísicas del yacimiento y de los fluidos en el Campo Castilla.

Campo Castilla	Unidad		Unidad T2
	K1	K2	
Profundidad del Yacimiento (ft) TVDSS	7000		6800
Espesor Neto Promedio (ft)	500		60
Mecanismo de Producción	Acuífero		Acuífero
Existencia de Capa de Gas	No		No
Temperatura del Yacimiento (°F)	198		185
Porosidad (%)	10,8-28		25-30
Permeabilidad (mD)	200-4000		200-3600
Presión de Poro (psi)	3-9	5-7	3,9-6,5
Presión de Fractura (psi)	14-16,5	13,7-15	13,8-15,2
Garganta Poral (µm)	25-45	85-105	-
Saturación inicial de Agua (%)	15		20
Gravedad API (°API)	12,5		9
Viscosidad del Aceite (cP) @ Temperatura del Yto	134		450
Factor Volumétrico del crudo (RB/STB)	1,042		1,03
Presión inicial del Yacimiento (Psia) @ Datum -5600 TVDSS	2830		3100

Fuente: ECOPETROL S.A, GERENCIA DE DESARROLLO DE YACIMIENTOS, Justificación de la perforación del cluster 04 de inyección, pozos, CRA 18, CRA 19, CRA 20, CRA 21, CRA 22, CRA 23, CRA 24, CRA 25, CRA 26 y CRA 17. 2014. pp 17. ANH. Integración Geológica de la Digitalización y análisis de núcleos, Cuenca Llanos Orientales, 2012. pp 46. Modificado por los autores.

⁴⁶ ECOPETROL S.A, GERENCIA DE DESARROLLO DE YACIMIENTOS, Justificación de la perforación del cluster 04 de inyección, pozos, CRA 18, CRA 19, CRA 20, CRA 21, CRA 22, CRA 23, CRA 24, CRA 25, CRA 26 y CRA 17. 2014. pp 17.

2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

En este capítulo, se realiza un marco teórico de los fluidos de perforación, sus principales propiedades físico-químicas y, las diferentes funciones que desempeñan durante la perforación. De igual forma, se describen los mecanismos más importantes del daño a la formación, causados por los fluidos de perforación.

2.1 INTRODUCCIÓN A LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Un Fluido de Perforación es una mezcla homogénea entre un fluido base (agua, aceite o gas) y diversos aditivos con propiedades fisicoquímicas específicas, que le permiten desempeñar diversas funciones durante las operaciones de perforación.

Es de vital importancia mantener las propiedades del fluido de perforación dentro de un rango de valores apropiado, con el fin de prevenir problemas de inestabilidad de pozo y otros eventos indeseables⁴⁷; sin embargo, debido a que el fluido está en constante interacción con los contaminantes de las formaciones perforadas, sus propiedades nunca son constantes y, para mantenerlas controladas, se deben realizar análisis continuos al fluido de retorno, que permitan determinar las propiedades que fueron alteradas y que se encuentran por fuera de los rangos establecidos. De esta manera, se podrá proceder a efectuar los ajustes necesarios en la formulación del fluido de perforación, para mejorar el desempeño de las operaciones.⁴⁸

2.1.1 Características de los fluidos de perforación. Los fluidos de perforación no deben ser inflamables, tóxicos o corrosivos, pero si inertes a la interacción con minerales o sales solubles que se encuentren a altas temperaturas; A su vez, deben tener la capacidad de lograr mantener sus propiedades físico-químicas dentro de valores apropiados, según los requerimientos de las operaciones y, ser resistentes al desarrollo de bacterias⁴⁹.

2.2 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

La importancia de los fluidos de perforación radica en todas las funciones que son capaces de desempeñar durante el proceso de perforación de un pozo; estas funciones solo se pueden cumplir mediante la correcta selección de los aditivos químicos adicionados al fluido y, mediante el control estricto de sus propiedades físico-químicas. Entre sus funciones se destacan:

2.2.1 Remoción de los recortes del pozo. A medida que los recortes son generados por la barrena, el fluido debe tener la capacidad de arrastrarlos y

⁴⁷ INTEVEP. Daños a la Formación. 1997. P. 37.

⁴⁸ PDVSA, Fluidos de perforación. 2002. P. 11.

⁴⁹ Ibid., p. 7.

transportarlos hasta la superficie, a través del espacio anular. La extracción de estos recortes depende de algunos parámetros, como lo son: la viscosidad, la velocidad de circulación y la densidad del fluido.⁵⁰

2.2.2 Controlar las presiones de las formaciones. A medida que la presión de las formaciones aumenta, es necesario aumentar la densidad del fluido de perforación con el fin de lograr mantener la estabilidad del hueco y, de esta manera, impedir que los fluidos alojados dentro de la formación migren hacia el pozo de manera no controlada.⁵¹

2.2.3 Obturar las formaciones permeables. El fluido de perforación debe contar con la capacidad de formar un revoque fino e impermeable en la cara del pozo que permita limitar la invasión de filtrado; sin embargo, en algunos casos, se debe presentar una sobrepresión en la columna hidrostática que permita controlar las presiones de las formaciones que se vayan atravesando durante la perforación, dichas operaciones aumentan el riesgo de inducir la invasión de partículas sólidas y de filtrado líquido proveniente del pozo, generando mecanismos de daños descritos a continuación:⁵²

- **Invasión de sólidos:** esta invasión afecta directamente la productividad del pozo, al generar un taponamiento de las gargantas de poro por la formación de revoques internos, causando un aumento de la presión capilar de la zona afectada.
- **Invasión de filtrado:** esta invasión depende de la capacidad del fluido de formar un revoque consistente e impermeable contra la cara del medio poroso⁵³. Sin embargo, si la calidad del revoque no es buena, se puede generar una interacción entre los fluidos del pozo con los fluidos presentes en el yacimiento ocasionando bloqueo por emulsiones, incompatibilidades entre los fluidos, precipitación de compuestos sólidos por reacciones no controladas, entre otros.

2.2.4 Minimizar los daños al yacimiento. La protección del yacimiento contra daños que pueden llegar a afectar la productividad del pozo, es algo clave durante el diseño de los fluidos de perforación. Existen varios mecanismos por los cuales se puede presentar una restricción del flujo de fluidos desde el yacimiento hacia el pozo, entre los más comunes se encuentran:

- Invasión de lodo en la matriz de la roca
- Hinchamiento de arcillas
- Incompatibilidad entre fluidos

⁵⁰ ENI Company, Drilling fluid course. Chapter 01, Drilling Fluids Functions. P. 8

⁵¹ INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO (API). Manual de fluidos de perforación, Funciones de los Fluidos de Perforación. P. 21.

⁵² Ibid., p. 23.

⁵³ INTEVEP. Op. Cit., p. 40.

- Precipitación de partículas solidas
- Formación de emulsiones

Dichos daños pueden ser determinados a partir de datos de pozo y de análisis de núcleos de la formación de interés, con el fin de mitigarlos y lograr diseñar un fluido lo más compatible con la formación.⁵⁴

2.2.5 Mantener la estabilidad del pozo. Para lograr esta función, la composición química y las propiedades del lodo deben estar perfectamente adaptadas para lograr proporcionar al pozo la estabilidad necesaria, hasta que se pueda cementar la tubería de revestimiento. Uno de los mayores problemas de inestabilidad de pozo durante la perforación, es el hinchamiento de las arcillas sensibles al entrar en contacto con la fase acuosa del fluido, por ello, es necesario determinar la presencia y el contenido de arcillas en las formaciones a perforar, para establecer la formulación adecuada del fluido, adicionando inhibidores o estabilizadores de lutitas, en las concentraciones y proporciones debidas.⁵⁵

2.2.6 Funciones adicionales de los fluidos de perforación

- Lubricar y apoyar todos los componentes del BHA (Bottom Hole Assembly).
- Transmitir energía hidráulica a los componentes de fondo.
- Asegurar una evaluación adecuada de la formación (permitir la toma de registros y la realización de pruebas de pozo).
- Controlar la corrosión.
- Facilitar la cementación y el completamiento.
- Minimizar el impacto al ambiente.

2.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Con base a la descripción publicada por el Instituto Americano del Petróleo (API), el fluido de perforación tiene unas propiedades Físicas y Químicas, que deben ser controladas durante la perforación de un pozo, para evitar problemas operacionales; estas propiedades son:

2.3.1 Propiedades físicas. A continuación, se da un breve resumen de las propiedades físicas de los fluidos.

2.3.1.1 Densidad (Unidad ppg). Es uno de los parámetros más importantes durante las operaciones de perforación, ya que, permite dar un control primario del pozo, garantizando la estabilidad del mismo y evitando el flujo no deseado de fluidos del yacimiento hacia el pozo, por lo tanto, es recomendable mantener la presión

⁵⁴ INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO (API). Op. Cit., P. 24-25.

⁵⁵ Ibid. P. 23.

hidrostática generada por los fluidos de perforación, ligeramente mayor a la presión de poro de la formación.⁵⁶

El instrumento que permite medir la densidad del fluido de manera rápida y precisa es la balanza de lodo, la cual se compone, principalmente, de una base que permite sostener un brazo graduado con un vaso, tapa, balines, tornillo, burbuja de nivel y cursor. Los valores entregados por esta balanza se encuentran en unidades de libras por galón (ppg).

2.3.1.2 Reología. En el contexto petrolero, la reología se encuentra relacionada con los esfuerzos cortantes que se pueden generar durante el desplazamiento de los fluidos de perforación dentro del sistema de circulación, permitiéndole adquirir una capacidad para llevar los recortes hacia la superficie y generar fuerzas estáticas de gel, para suspender los sólidos cuando el fluido no está circulando.⁵⁷

Los viscosímetros rotativos, son instrumentos de indicación directa, que permiten determinar las propiedades reológicas del fluido a partir de una serie de elementos móviles accionados por un motor eléctrico. Estos viscosímetros se encuentran constituidos por un rotor, una caja de velocidades que actúa gracias a un sistema de engranajes, una palanca de cambios, un visor del dial y una plataforma, el procedimiento para realizar esta prueba, se encuentra en el **Anexo A**.

2.3.1.3 Viscosidad Plástica (Unidades cP). La viscosidad plástica (PV) se define como la resistencia de un fluido a fluir, causada por la fricción mecánica entre las partículas sólidas que se encuentran presentes en el fluido de perforación. Una PV baja, es indicativo de que el lodo es capaz de perforar rápidamente debido a su baja viscosidad, mientras que una PV alta es generada por un exceso de sólidos coloidales presentes de los fluidos.⁵⁸ Esta viscosidad depende de la forma, tamaño y concentración de partículas sólidas presentes en los fluidos. La viscosidad plástica puede ser determinada a partir de la **Ecuación 1**.

Ecuación 1. Viscosidad Plástica.

$$VP = \theta 600 - \theta 300$$

Fuente. PDVSA, *Fluidos de perforación*. 2002. p 41.

DONDE:

VP: Viscosidad Plástica, cP.

$\theta 600$: Lectura del cuadrante para 600 rpm

$\theta 300$: Lectura del cuadrante para 300 rpm

⁵⁶ INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO (API). Op. Cit., P. 21, 33.

⁵⁷ Ibid., P. 171.

⁵⁸ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Viscosidad plástica [en línea]. [citado en 2 de septiembre de 2018]. Disponible en Internet: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/plastic_viscosity.aspx.

2.3.1.4 Punto Cedente (Unidad lb/100 pies²). Es una medida de la resistencia al flujo causada por la atracción de las cargas eléctricas presentes en las partículas dispersas del lodo, bajo condiciones dinámicas o de flujo. El Punto Cedente, se encuentra directamente relacionado con la capacidad que tiene el fluido de garantizar la correcta limpieza del pozo.⁵⁹ Se calcula con la **Ecuación 2.**

Ecuación 2. Punto Cedente.

$$PC = \theta 300 - VP$$

Fuente. PDVSA, *Fluidos de perforación.* 2002. p 41.

DONDE:

PC: Punto Cedente, lb/100pies²

$\theta 300$: Lectura del cuadrante para 300 rpm

VP: Viscosidad Plástica, cP.

2.3.1.5 Viscosidad Aparente (Unidad cP). Es una medida relativa de la resistencia que tiene un fluido a fluir bajo unas condiciones específicas.⁶⁰ Se calcula con la **Ecuación 3.**

Ecuación 3. Viscosidad Aparente.

$$VA = \frac{\theta 600}{2}$$

Fuente. PDVSA, *Fluidos de perforación.* 2002. p 41.

DONDE:

VA: Viscosidad Aparente, cP.

$\theta 600$: Lectura del cuadrante para 600 rpm

2.3.1.6 Fuerza de gel (Unidad lb/100 pies²). Es la capacidad que tiene un fluido, bajo condiciones estáticas, de desarrollar una consistencia gelatinosa. Esta característica se denominada Tixotropía y su principal función es impedir que los recortes generados durante la perforación, se asienten cuando el sistema de fluido no se encuentra en circulación.

Las mediciones más comunes para determinar esta característica, son tomadas del viscosímetro rotativo, leyendo el valor del dial 300 a los 10 segundos y a los 10 minutos, sin embargo, pueden ser medidas en cualquier espacio de tiempo.⁶¹

⁵⁹ INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO (API). Op. Cit., P. 174 – 175.

⁶⁰ Ibid. P. 173.

⁶¹ PDVSA, *Fluidos de perforación.* Venezuela: Centro internacional de Educación y Desarrollo .2002. p 14

Estas fuerzas deben ser lo suficientemente bajas para:

- Garantizar una adecuada velocidad de circulación.
- Minimizar los efectos de succión cuando se realizar el retiro de la tubería.
- Facilitar el asentamiento de aquellas partículas sólidas en los tanques de superficie.

2.3.1.7 Filtrado API (Unidad mL). Esta propiedad indica la cantidad de líquido que se puede llegar a filtrar a través del revoque, causado por un efecto de sobrepresión en la cara de las formaciones permeables. Para lograr disminuir la cantidad de fluido que entra a la formación, es fundamental garantizar la generación de un revoque delgado e impermeable de aproximadamente 1/32avo de pulgada de espesor.

Esta característica es afectada principalmente por los siguientes factores:

- Presión
- Temperatura
- Dispersión
- Tiempo de exposición.

2.3.2 Propiedades Químicas. A continuación, se da un breve resumen de las propiedades químicas del fluido de perforación, pertinentes para este proyecto:

2.3.2.1 pH. Es una propiedad de los fluidos de perforación, la cual permite clasificarlos según su naturaleza básica o ácida. Un rasgo característico de los fluidos base acuosa, es que, por lo general, trabajan en rangos de pH que oscilan entre 7.5 a 11.5, dando como resultado un lodo alcalino. Sin embargo, cuando el pH varía de 7.5 a 9.5, el fluido es de bajo pH y cuando varía de 9.5 a 11.5, es de alto pH.⁶²

2.3.2.2 Alcalinidad. La alcalinidad de un fluido de perforación se conoce como la capacidad que tiene una solución de neutralizar ácidos, según la concentración de iones solubles en agua. Con los datos obtenidos de la prueba de alcalinidad, se pueden determinar las concentraciones de iones de $[OH^-]$, $[CO_3^{-2}]$ y $[HCO_3^-]$ presentes en el fluido.⁶³

El conocimiento adecuado de la química de los fluidos de perforación es fundamental a la hora de seleccionar el tipo de aditivos a agregar, ya que su rendimiento se podrá ver afectado (como en el caso de algunos desfloculantes que requieren un ambiente alcalino para su correcto funcionamiento).

⁶² PDVSA. Op. Cit., p. 15

⁶³ Ibid., p 16

2.4 FACTORES PARA LA SELECCIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN

Antes de iniciar la preparación de un fluido de perforación, se debe tener en cuenta todos los parámetros y requisitos que este debe cumplir, para evitar problemas operativos y garantizar que el fluido cumpla con todas sus funciones.

Existen varios factores que influyen en la formulación del fluido para perforar la zona de interés; estos pueden ser parámetros del yacimiento (sistema roca-fluidos), del tipo y características del pozo, o de la localización:

2.4.1 Factores del yacimiento. La primera actividad que se debe realizar, antes de formular el fluido de perforación, es identificar y recopilar todos los datos disponibles del yacimiento. En campos productores, muchos de los datos requeridos están disponibles y, los que no, se obtienen mediante pruebas sencillas, o se trabaja sin ellos si es posible; sin embargo, en campos que se encuentran en exploración, la información disponible del yacimiento es muy poca o nula, por ello, es necesario adquirir la información necesaria mediante registros eléctricos y pruebas de laboratorio en núcleos de roca.

El fluido de perforación debe ser compatible con la roca almacenadora y los fluidos contenidos en ella, para que no se presente ningún tipo de daño en el yacimiento, generado por reacciones químicas de precipitación entre los componentes de los fluidos y la roca.

La información requerida del sistema roca-fluidos es:

- Tipo de roca presente en el yacimiento; este factor es de suma importancia, ya que, en la mayoría de yacimientos, se encuentra un contenido de arcillas que, dependiendo del tipo, pueden hincharse o desmoronarse (montmorillonitas, illitas, atapulguita, etc), generando obstrucción en el paso de los fluidos hacia el pozo. En estos casos, se deben emplear aditivos inhibidores o encapsulantes (como almidones, Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada, Copolímero de ácido acrílico, Poliacrilato de Sodio, Cloruro de Potasio, Poliglicoles, Poliamidas, etc) para impedir o retrasar la hidratación e hinchazón de las arcillas.⁶⁴
- Tipo de fluidos contenidos en el yacimiento; en algunos casos, los componentes del crudo y del agua de formación, no son compatibles con los componentes disueltos en el fluido de perforación, esto hace que se precipiten algunas partículas sólidas que pueden ocasionar taponamientos en el medio poroso. Por ello, es necesario conocer previamente los componentes del crudo (parafínico o asfáltico) y los componentes del agua de formación (como carbonatos, sulfatos,

⁶⁴ INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO (API). Op. Cit., p. 127.

cloruros, etc), para seleccionar aditivos que no generen precipitados al contacto con los fluidos del yacimiento.⁶⁵

- Tamaño de la Garganta de Poro; este parámetro es de gran importancia durante la formulación del fluido, ya que, permite determinar el tamaño de partícula que deben tener los aditivos sólidos adicionados al fluido de perforación; por regla general, se tiene que las partículas de aditivos deben tener un diámetro 1/3 mayor al diámetro de la garganta de poro ⁶⁶. Estos valores pueden ser obtenidos experimentalmente, empleando análisis SEM o mediante la inyección de mercurio en muestras de roca representativas. En el caso que no se puedan realizar estas pruebas, es posible emplear correlaciones matemáticas que permitan aproximar los valores del radio de garganta de poro.
- Mojabilidad del sistema; es importante determinar el tipo de aditivos que generan un cambio en la mojabilidad de la zona cercana al pozo, ya que, en el caso que el sistema sea predominantemente mojado al agua, al filtrarse materiales tensoactivos (como surfactantes), o al presentarse un cambio abrupto en el pH del sistema, se puede generar un cambio en la mojabilidad y la roca puede volverse humectada al petróleo, lo que reduciría el flujo de hidrocarburos hacia el pozo.⁶⁷
- Temperatura del yacimiento; algunos de los aditivos que se agregan al fluido de perforación (como los polímeros), tienden a degradarse a elevadas temperaturas, por ello, es necesario conocer la temperatura a la que van a estar sometidos los fluidos de perforación en el yacimiento, para poder determinar cuáles aditivos son los más adecuados. Cuando los polímeros se sobrecalientan, pueden descomponerse y producir vapores que contienen diversos productos químicos y tóxicos, haciendo que el material pierda sus propiedades iniciales y, afectando el rendimiento del fluido de perforación.⁶⁸
- Presión de Formación y Presión de Fractura; una de las funciones más importantes del fluido de perforación, es controlar las presiones de las formaciones que se van atravesando, para ello, es necesario conocer la ventana operativa del fluido, cuyos límites corresponden a la Presión de Poro o Presión de Formación (límite inferior) y a la Presión de Fractura (límite superior). Conociendo la Presión Hidrostática que debe ejercer el fluido dentro del pozo, se determina la densidad

⁶⁵ HE, W., & STEPHENS, M. P. (2011, January 1). Bridging Particle Size Distribution in Drilling Fluid and Formation Damage. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/143497-MS.

⁶⁶ VICKERS, Stephen, COWIE, Martin. A new methodology that surpasses current bridging theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in a natural reservoir formations. 2006.

⁶⁷ RICAURTE, M., & PEROZO, H. (2007, January 1). Filtration Effect On Water In Oil Emulsions Stabilization In Slop Crude Treatment. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/107838-MS.

⁶⁸ LU, X., JIANG, H., SMØRGRAV, E., LI, J., DING, S., LI, C., & LIU, G. (2015, October 20). A New Thermal Degradation Model of Polymer in High-Temperature Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/176460-MS.

que este debe tener en cada intervalo a perforar. Para lograr la densidad requerida, se adicionan al fluido base, aditivos especiales como densificantes.⁶⁹

2.4.2 Factores del pozo. Es necesario conocer el tipo de pozo y las características que este debe tener, para determinar el tipo de fluido de perforación a utilizar. Se debe conocer:

- Tipo de pozo: pozo exploratorio, pozo de desarrollo o pozo inyector. Dependiendo del tipo de pozo, las prioridades durante la perforación pueden cambiar. Si es un pozo para poner en producción, la prioridad es garantizar que el fluido no genere obstrucciones al flujo hidrocarburos que pasan del yacimiento al pozo. Si se perforará un pozo de inyección, la prioridad es que el filtrado y los sólidos acumulados, no vayan a restringir el paso de los fluidos de inyección hacia el yacimiento.⁷⁰
- Tipo de perforación; la formulación de los fluidos de perforación puede variar si se emplea una sarta de perforación convencional, o si se utiliza tubería flexible, ya que los diámetros y los materiales cambian.
- Inclinación del pozo; el área y el tiempo de contacto del fluido de perforación con el yacimiento, varían con la inclinación del pozo; si este es horizontal, el tiempo y el área de contacto incrementan, lo que puede generar mayor invasión del fluido de perforación hacia el yacimiento.

2.4.3 Localización. Hace referencia al lugar donde se realiza la perforación (perforación terrestre u onshore, perforación marina u offshore y perforación en áreas protegidas)⁷¹; la formulación del fluido de perforación es diferente para cada localización. En pozos costa afuera, la ventana operativa del fluido es, generalmente, muy estrecha, en comparación, con la ventana operativa del fluido en perforaciones terrestres, por lo cual, el control de la densidad en perforaciones offshore es más estricto y, debe permanecer en un rango de valores muy cercanos (ejemplo: 11,0 - 11,4 ppg). En áreas protegidas, se deben cumplir unos lineamientos normativos para preservar ciertas zonas tanto superficiales, como en el subsuelo, por lo que el fluido debe ser compatible con el entorno y asegurar su integridad.

Los factores mencionados anteriormente, pueden resumirse en el **Cuadro 2**:

⁶⁹ INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO (API). Op. Cit., p. 491.

⁷⁰ PDVSA. Fluidos de Perforación. Caracas, Venezuela. 2002. p. 16.

⁷¹ Ibid., p. 16.

Cuadro 2. Factores para la selección del Fluido de Perforación.

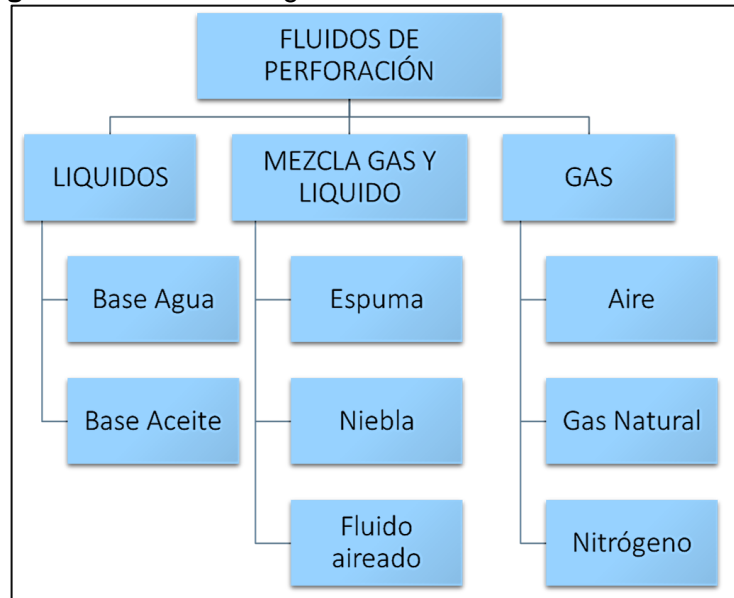
Yacimiento	Pozo	Localización
<ul style="list-style-type: none"> • Tipo de roca (contenido de arcilla). • Tipo de fluidos (componentes). • Tamaño de Garganta de poro. • Mojabilidad. • Temperatura. • Presión de Formación y Presión de Fractura. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tipo de pozo. • Tipo de perforación. • Inclinación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Terrestre. • Marina. • Áreas protegidas.

Fuente: elaboración propia.

2.5 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación está compuesto, de forma general, por una fase continua (agua, aceite o gas) y por una fase discontinua (aditivos); por ello, su clasificación principal hace referencia a la fase continua que lo conforma. Esta clasificación puede observarse en la **Figura 4**.

Figura 4. Clasificación general de los Fluidos de Perforación.



Fuente: GÓMEZ, Leandro. Mud classification and main additives. Presentación de apoyo en PowerPoint para la Cátedra de Laboratorio de Lodos y Cementos, Universidad de América. 2017-2.

2.5.1 Fluidos de Perforación Base Agua (Water Based Mud). Son los más utilizados a nivel mundial, ya que son de bajo costo y generan un menor impacto

ambiental. Estos fluidos se caracterizan porque su fase continua es agua, que puede ser dulce o salada (salmueras), dependiendo de las exigencias de la perforación; sin embargo, por lo general se utiliza agua dulce como base para la formulación del fluido, a la cual, se le adicionan aditivos especiales para controlar los diferentes parámetros durante la perforación.⁷²

Algunos de los aditivos sólidos adicionados al fluido, reaccionan con la fase acuosa, por lo que son llamados “sólidos reactivos” que, en su mayoría, son arcillas hidratables e hinchables como la Bentonita. Otros de los sólidos adicionados, no reaccionan ni se disuelven al entrar en contacto con la fase acuosa, por lo tanto, son denominados “sólidos inertes”, que se emplean como materiales densificantes (barita, hematita, carbonato de calcio, etc) y como materiales para el control de las pérdidas de fluido (LCM: fibras celulósicas, cascarilla de nuez, cascarilla de arroz, mica, entre otros). Por otro lado, los aditivos químicos que son agregados, restringen la actividad del fluido de perforación, permitiendo que ciertas de sus propiedades se mantengan dentro de los límites deseados (densidad, viscosidad, punto de cedencia, etc).

En la **Figura 5** se presenta la clasificación de los fluidos base agua, teniendo en cuenta que, el presente proyecto se enfoca en los Lodos Reservoir Drill-in, definidos más adelante.

2.6 FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE YACIMIENTO (RESERVOIR DRILL-IN FLUIDS)

Son un tipo especial de Fluidos Base Agua, que se utilizan para perforar la última sección de los pozos. Estos fluidos están formulados para minimizar el potencial de daño hacia la formación, mejorar la limpieza de los recortes (especialmente en pozos horizontales y de alto ángulo) y para maximizar la eficiencia de la perforación.⁷³

Estos fluidos deben reducir el potencial de daño a la formación, de la siguiente forma:

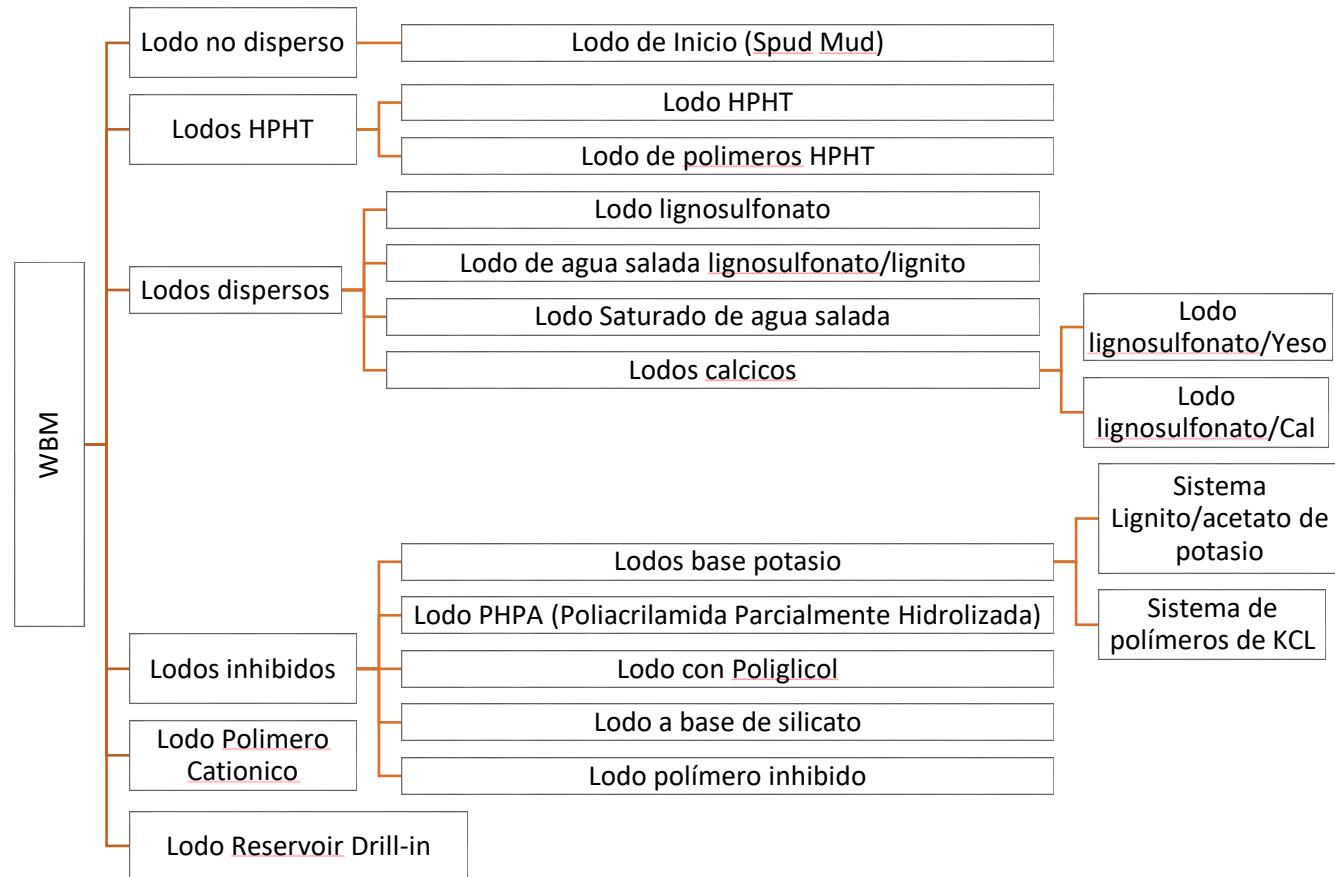
- Su composición debe ser compatible con los fluidos del yacimiento, para evitar la formación de precipitados orgánicos e inorgánicos. Para ello, es necesario conocer la composición del crudo y del agua de formación, para crear un fluido con una composición química similar.⁷⁴

⁷² SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en español. Fluido de perforación base agua [en línea] Disponible en Internet: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/water-base_drilling_fluid.aspx.

⁷³ MI SWACO, M-I Manual de fluidos de perforación, Houston, TX 2001. 21A

⁷⁴ CHIRIAC, Alexandru. Reservoir Drill-in Fluids, Completion and Workover Fluids. Universidad Aalborg, Esbjerg, Dinamarca, junio 6 de 2014. P 17.

Figura 5. Clasificación general de los Fluidos de Perforación Base Agua (WBM).



Fuente: GÓMEZ, Leandro. Mud classification and main additives. Presentación de apoyo en formato PowerPoint para la cátedra de Laboratorio de Lodos y Cementos, Universidad de América. 2017-2.

- El fluido formulado no debe contener sólidos inertes (como barita o arena) o arcilla, que puedan obstruir los canales porosos.
- Su formulación debe contener aditivos inhibidores de arcilla o estabilizadores de lutitas, para evitar el taponamiento de los canales permeables por hinchamiento o desprendimiento de los materiales arcillosos.
- Los aditivos seleccionados, no deben alterar la mojabilidad inicial de la roca.
- El filtrado que llegue a invadir la formación, no debe generar emulsiones al entrar en contacto con los fluidos del yacimiento.
- El tamaño de partícula de los aditivos sólidos adicionados, debe ser 1/3 mayor al diámetro de la garganta de poro, para asegurar la formación de un revoque impermeable y evitar que los sólidos invadan la formación.⁷⁵

Existe una amplia variedad de opciones disponibles comercialmente, para los fluidos de perforación de yacimiento. El fluido más adecuado a seleccionar, depende de las propiedades y características específicas del sistema roca-fluidos a perforar, como lo son: los mecanismos potenciales de daño a la formación, el tipo de formación productora a perforar y el método de completamiento a usar.

A continuación (**Cuadro 3**), se describen algunos de los fluidos de perforación de yacimiento base agua más conocidos, junto con los aditivos que los componen y sus principales aplicaciones:⁷⁶

Cuadro 3. Principales fluidos reservoir drill-in.

Fluidos	Principales Aditivos	Aplicación
De Hidroxietilcelulosa (HEC)	<ul style="list-style-type: none"> • Viscosificante y Controlador de filtrado: HEC. • Viscosificante: goma xántica (provee mejor capacidad tixotrópica). • Controlador de Filtrado: almidón. 	Perforación de carbonatos y areniscas fracturadas y areniscas limpias de baja permeabilidad.

⁷⁵ VAN EVERDINGEN, A. "The skin effect and its influence on the productive capacity of a well," Journal of petroleum technology, vol. 5, 1953, pp. 171-176.

⁷⁶ INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO (API). Manual de Fluidos de Perforación, procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas. 2001. Pp. 646-648.

Cuadro 3. (Continuación)

Fluidos	Principales Aditivos	Aplicación
Flo-Pro (marca registrada de Mi-Swaco, Schlumberger)	<ul style="list-style-type: none"> • Inhibidores de arcillas. • Controlador de filtrado: almidón. • Material puenteante: carbonato de calcio. • Viscosificante: goma xántica. • Densificantes: sales solubles en agua. 	<p>Perforación de areniscas no consolidadas con contenido de arcillas.</p> <p>Empleados en pozos horizontales (para mejorar la limpieza).</p>
Sistemas de sal de granulometría determinada	<ul style="list-style-type: none"> • Viscosificante: goma xántica • Controladores de filtrado: almidón y NaCl. 	<p>Perforación de areniscas poco consolidadas.</p> <p>Densidades alcanzadas: 10-12 lb/gal</p>
Sistema Baradril-N (marca registrada de Baroid, Halliburton) ⁷⁷	<ul style="list-style-type: none"> • Material puenteante y densificante: carbonato de calcio dimensionado (5/25/50/ 150 micrones). • Viscosificante: goma xántica. • Controlador de filtrado: almidón reticulado. • Controlador de pH: óxido de magnesio. • Bactericida: Glutaraldehido. 	<p>Perforación de formaciones depletadas.</p>
Sistema BrineDril-N (marca registrada de Baroid, Halliburton) ⁷⁸	<ul style="list-style-type: none"> • Control de filtrado: celulosa microfibrosa y agentes poliméricos. • Viscosificante: goma xántica. • Agente puenteante: carbonato de calcio. • Controlador de pH: óxido de magnesio. 	<p>Perforación de arenas no consolidadas</p>

⁷⁷ BAROID. Manual de Fluidos. Houston, USA. 1999. Pp. 103-104.

⁷⁸ Íbid. p. 105.

Cuadro 3. (Continuación)

Fluidos	Principales Aditivos	Aplicación
Sistema Maxdril-N (marca registrada de Baroid, Halliburton)	<ul style="list-style-type: none">• Silicatos de metal mezclados.• Reductor de dureza: carbonato de sodio.• Viscosificantes: bentonita Premium y goma xántica.• Controlador de pH: soda cáustica.• Controlador de filtrado: almidón.• Agente puenteante y densificante: carbonato de calcio de 5/25/50/150 micrones.	Perforación de secciones horizontales o de alto ángulo. Perforación de formaciones no consolidadas e inestables.
Soludril-N (marca registrada de Baroid, Halliburton) ⁷⁹	<ul style="list-style-type: none">• Controladores de filtrado: sal dimensionada y almidón.• Viscosificante: goma xántica.• Agente puenteante y densificante: carbonato de calcio de 6/20/40/50/300 micrones.• Controlador de pH: óxido de magnesio.	Perforación de pozos horizontales.

Fuente: Elaboración propia.

2.7 PRINCIPALES ADITIVOS DE LOS FLUIDOS BASE AGUA

Para garantizar el cumplimiento de las funciones del fluido de perforación, es necesario seleccionar los aditivos químicos más adecuados, para cada sección a perforar.

A continuación, se describen los principales aditivos empleados en la formulación de los fluidos de perforación base agua.

2.7.1 Densificantes. Son materiales no tóxicos ni peligrosos de manejar, que se caracterizan por lograr un incremento en la densidad del fluido de perforación, con el fin de contrarrestar las presiones de las formaciones que se vayan atravesando y evitar el flujo indeseado de fluidos hacia los pozos. Se consideran sólidos inertes, por lo que no reaccionan con la fase acuosa (permanecen en suspensión) ni con los

⁷⁹ BAROID. Op. Cit., p. 118.

químicos presentes en el fluido de perforación.⁸⁰ En el Anexo B (**Cuadro 6**), se describen los densificantes más empleados.

2.7.2 Viscosificantes. Estos productos son incorporados a los fluidos de perforación, con el fin de mejorar la capacidad de remover los sólidos perforados y lograr suspender el material densificante y los LCM, durante los procesos de perforación de un pozo.⁸¹ En el Anexo B (**Cuadro 7**), se describen los viscosificantes más empleados.

2.7.3 Controladores de Filtrado. Son aditivos cuya función es reducir el paso de la fase líquida presente en los fluidos de perforación hacia la formación permeable, este tipo de aditivos permite controlar el filtrado cuando el fluido se encuentra sometido a una presión diferencial, a partir de los siguientes mecanismos:⁸²

- Desarrollo de un revoque semi-impermeable y fino.
- Incrementando la viscosidad de la fase líquida.
- Disminuyendo el tamaño de los canales de flujo en la roca, mediante el puenteo de los mismos.

En el Anexo B (**Cuadro 8**), se describen los controladores de filtrado más usados en la industria.

2.7.4 Controladores de pH. Su principal función es lograr mantener en un rango óptimo el pH en el sistema, facilitando el correcto desempeño de los otros aditivos empleados durante el proceso de formulación de los fluidos de perforación. En el Anexo B (**Cuadro 9**), se describen los principales controladores de pH empleados.

2.7.5 Material para el Control de Pérdidas de Circulación (LCM). Este tipo de aditivos son implementados para el control, ya sea parcial o total, de las pérdidas de circulación que puedan presentarse durante la perforación de los pozos. Son sólidos inertes que no interactúan con el agua ni con los químicos adicionados al fluido de perforación.⁸³ En el Anexo B (**Cuadro 10**), se describen los LCM más empleados en la industria.

⁸⁰ SCHLUMBERGER. OilField Glossary. Agente Densificante. [en línea] [citado en 20 de octubre de 2018] Disponible en Internet: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/weighting_agent.aspx.

⁸¹ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). Op. Cit., p. 670.

⁸² LYONS, WILLIAM C. PLISGA, GARY J. LORENZ, MICHAEL D. (2016). Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering (3rd Edition) - 4.5.3.7 Clay Chemistry. p. 4-142.

⁸³ Ibid., p. 4-142.

2.7.6 Lubricantes. Su principal función es minimizar los problemas asociados al torque y arrastre que se presentan durante los procesos de perforación, afectando la rotación de la sarta y viajes de tubería. En el Anexo B (**Cuadro 11**), se presentan los principales lubricantes utilizados en la formulación de los WBM.

2.7.7 Bactericidas. Como la mayoría de los fluidos de perforación se encuentran conformados por aditivos orgánicos altamente susceptibles a la degradación bacteriana, la función de estos productos es retardar o eliminar la proliferación de microorganismos como bacterias u hongos durante los procesos de perforación. En el Anexo B (**Cuadro 12**), se describen los principales tipos de bactericidas empleados en la industria.

2.7.8 Inhibidores de Arcillas. Se utilizan para prevenir la reducción del tamaño de los canales permeables de las formaciones productoras, además, para evitar el ensanchamiento excesivo del pozo, derrumbes o formación de cavernas, mientras se perfora con fluidos base agua, en arcillas sensibles. Los aditivos inhibidores de arcillas, detienen o lentifican la hidratación, hinchamiento y desintegración este tipo de rocas.⁸⁴ En el Anexo B (**Cuadro 13**), se describen los principales inhibidores de arcillas utilizados en la industria.

2.8 DAÑO DE FORMACIÓN GENERADO POR LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación que no tienen una formulación adecuada, teniendo en cuenta todos los parámetros involucrados en las operaciones, tienen un alto potencial para generar daño de formación.

2.8.1 Definición de Daño de Formación. Según Civan⁸⁵, el daño de formación es un término genérico que hace referencia a la disminución en el valor de la permeabilidad, de la zona productora adyacente al pozo. Es un problema operacional indeseable, que puede ocurrir durante las diferentes etapas de un pozo.

El Daño de Formación se conoce como aquellas restricciones presentes en el medio poroso, que dificultan el paso de fluidos desde el yacimiento hacia el pozo, dando como resultado, una reducción en la permeabilidad de la zona productiva cercana a la cara del pozo; dicha restricción al flujo, se puede presentar durante los procesos de producción, inyección, perforación, cementación, cañoneo, entre otros.⁸⁶

⁸⁴ YUAN. BIN, WOOD, DAVID A. (2018). Formation Damage during Improved Oil Recovery - Fundamentals and Applications - 2.4 Clay Swelling, Detachment, and Pore Blocking Leading to Reductions in Permeability and Porosity. p. 30.

⁸⁵ CIVAN, FARUK. Reservoir Formation Damage - Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation. 3rd Edition. 2016. p. 1.

⁸⁶ INTEVEP. Daños a la Formación. 1997. p. 22.

Normalmente, el daño puede ser remediado a partir de tratamientos químicos, que consiste en la inyección de ácidos o surfactantes a la formación; de igual forma, se pueden realizar tratamientos mecánicos, como el fracturamiento de la roca, con el objetivo de generar fracturas en la zona de daño, facilitando la migración de los hidrocarburos hacia el pozo.⁸⁷

2.8.2 Importancia de tratar el Daño de Formación. Una de las principales causas de la disminución en la productividad de un pozo, es el daño de formación generado en la zona productora cercana a este. Aunque se empleen fluidos de perforación de yacimiento, donde se considera una correcta selección del tamaño de partícula, tipo de aditivos, concentraciones y demás, siempre se filtrará un porcentaje de este fluido y/o de los sólidos suspendidos en él, por ello, es importante determinar el tipo de daño y su alcance, para poder tratarlo eficientemente y, garantizar la productividad efectiva de los pozos.

Aunque el Daño de Formación es inevitable, una formulación adecuada de los fluidos de perforación, teniendo en cuenta todos los factores mencionados anteriormente, garantizaría la formación de un revoque delgado e impermeable, que reduzca y minimice la cantidad de filtrado que invade la formación. De esta manera, será más sencillo tratar el daño, ya que su alcance (radio de invasión) será mucho menor.

2.8.3 Mecanismos del Daño de Formación por los Fluidos de Perforación. El fluido de perforación empleado en la zona de interés, es uno de los principales causantes del daño de formación. A continuación, se presentan algunos de los mecanismos de daño por parte de estos fluidos:

2.8.3.1 Taponamiento por los sólidos. Muchos de los aditivos sólidos adicionados al fluido de perforación, no tienen el tamaño adecuado (1/3 mayor al tamaño de garganta de poro⁸⁸) para ser retenidos en la cara del pozo y ser parte del revoque y, por el contrario, invaden el medio poroso del reservorio, disminuyendo el flujo de hidrocarburos hacia el pozo. La gravedad de la obstrucción, depende del radio de invasión de los sólidos, a mayor profundidad lateral, mayor será la disminución en el flujo de hidrocarburos y más difícil será la remediación del daño.⁸⁹

2.8.3.2 Disminución de la saturación de hidrocarburos. El filtrado del fluido de perforación, tiene el potencial de desplazar los fluidos del yacimiento lejos de la cara del pozo, haciendo más difícil su producción. Entre mayor filtrado invada la

⁸⁷ VARGAS, J., LOPERA, H., Universidad Nacional de Colombia; RESTREPO, A., Equión Energía Ltda. Evaluación y Remediación de Daño Inducido por Perforación y Cementación en Areniscas Naturalmente Fracturadas. Artículo Técnico ACIPET. 2015. p. 2.

⁸⁸ VAN EVERDINGEN, A. "The skin effect and its influence on the productive capacity of a well," Journal of petroleum technology, vol. 5, 1953, pp. 171-176.

⁸⁹ GOZÁLEZ ESPINOSA, Juan Manuel. Daño a la Formación en Pozos Petroleros. Tesis de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México. 2014. p. 17.

formación, mayor será el desplazamiento de los hidrocarburos, lejos de la cara del pozo.

2.8.3.3 Bloqueo por formación de emulsiones. Ocurre cuando una emulsión viscosa ocupa el espacio poroso cercano al pozo, y bloquea el flujo de fluidos hacia el mismo. El petróleo y el agua de formación, por lo general, no forman emulsiones de forma espontánea en el yacimiento. Para que esto ocurra, se requieren factores externos, como, la activación de los surfactantes naturales del crudo, por la intrusión de fluidos que se han saturado de oxígeno en la superficie y, al entrar en contacto con el petróleo, ocasionan la oxidación del mismo. La adición de surfactantes en la formulación de los fluidos de perforación, es la causa más común de la formación de emulsiones en el yacimiento.⁹⁰

2.8.3.4 Inversión de la Mojabilidad. La invasión de fluidos de perforación formulados con surfactantes, no solo ocasiona la formación de emulsiones en el yacimiento, sino que también, puede reducir la presión capilar del medio, alterando la mojabilidad inicial de la roca. Otra causa de la inversión de la mojabilidad, es la precipitación de compuestos orgánicos, como los asfaltenos.⁹¹

2.8.3.5 Taponamiento por la formación de Precipitados Inorgánicos. Es una precipitación inducida que puede ocurrir en diversas operaciones, debido a la mezcla de fluidos incompatibles. La precipitación de inorgánicos durante la perforación, se genera por la interacción de los fluidos del yacimiento y el fluido de perforación que invade la formación. Los tipos de incrustaciones inorgánicas más comunes en el yacimiento, son: carbonato de calcio, sulfato de calcio, (yeso y anhidrita), sulfato de bario, carbonato de hierro, sulfuro de hierro, óxido férrico y sulfato de estroncio. De todas ellas, la precipitación de carbonato de calcio es la más frecuente.⁹²

2.8.3.6 Taponamiento por la formación de Precipitados Orgánicos. Formación y acumulación de compuestos orgánicos, que precipitan por la alteración del equilibrio existente entre el crudo del yacimiento y sus constituyentes parafínicos y asfálticos; puede ocurrir durante cualquier operación o intervención que se lleve a cabo en un pozo. Los compuestos orgánicos más comunes, que precipitan del crudo y causan daño a la formación son: las parafinas (precipitan de ciertos tipos de crudo cuando se reduce su temperatura o cambia la composición inicial del crudo por la liberación del gas en solución) y los asfaltenos (precipitan principalmente de crudos pesados, por la invasión de fluidos con alto pH).⁹³

⁹⁰ MASIKEWICH, J., & BENNION, B. (1997, January 1). Fluid Design to Meet Reservoir Issues - A Process. Petroleum Society of Canada. doi: 10.2118/97-114.

⁹¹ Ibid. p. 2.

⁹² MASIKEWICH, J., & BENNION, B. Op. Cit., p. 2.

⁹³ GOZÁLEZ ESPINOSA, Juan Manuel. Op. Cit., p. 19.

3. INTERACCIONES QUÍMICAS ENTRE EL FLUIDO DE PERFORACIÓN Y EL SISTEMA ROCA-FLUIDOS

Durante el proceso de interacción Fluido de Perforación – Roca y Fluidos del Yacimiento, se puede presentar una disminución de la productividad del pozo ⁹⁴, por causa de algún tipo de desequilibrio físico y/o químico de los fluidos que se encuentran alojados en el yacimiento, o por algún cambio en la matriz de la roca que, estando durante un largo tiempo geológico en equilibrio, se puede ver modificada por la intrusión de fluidos o partículas sólidas durante los procesos de perforación de un pozo; esto conlleva a la reducción de la permeabilidad en la periferia del pozo productor.

3.1 COMPATIBILIDAD DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN CON LA FORMACIÓN

Uno de los principales temas a tratar durante la selección del tipo de fluido de perforación a implementar, es determinar si durante los procesos de perforación e interacción roca-fluido, se pueden llegar a presentar procesos de hinchamiento, floculación o migración de arcillas provenientes de la roca reservorio, que puedan ocasionar daño a la formación o inestabilidad de pozo.

Durante el proceso de perforación, es común encontrarse formaciones productoras con presencia de arcillas en su estructura, compuestas, principalmente, por minerales de silicatos de aluminio hidratado, que desarrollan plasticidad cuando entran en contacto con el agua ⁹⁵, es decir, son potencialmente dañinos debido a su alta sensibilidad al contacto con fluidos acuosos, generando un hinchamiento o migración de las arcillas. Con base a estas características, las arcillas se pueden clasificar como: hinchables (Montmorillonita) y migratorias (Caolinita, Illita, y Clorita).

3.1.1 Arcillas Hinchables. Son arcillas que, debido a su naturaleza, aumentan su tamaño al presentarse un intercambio catiónico y absorción de agua. A continuación, se describe la principal arcilla hinchable que se encuentra presente en las zonas productoras:

- **Montmorillonita (Arcilla de tres capas):** se puede encontrar de tres tipos: Montmorillonita Sódica, Montmorillonita Cálcica o Montmorillonita Magnésica. Esta arcilla es un mineral hidratable y dispersable del grupo de la esmectita⁹⁶, conformado principalmente por tres capas (Sílice-Aluminio-Sílice); estas capas, se caracterizan por ser altamente flexibles, con un área superficial

⁹⁴ ISCAN, A. G., KOK, M. V., & STRAUSS, H. (2007, January 1). Evaluation of Formation Damage of Turkish Southeastern Reservoirs Caused by Drilling Fluids. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/107452-MS.

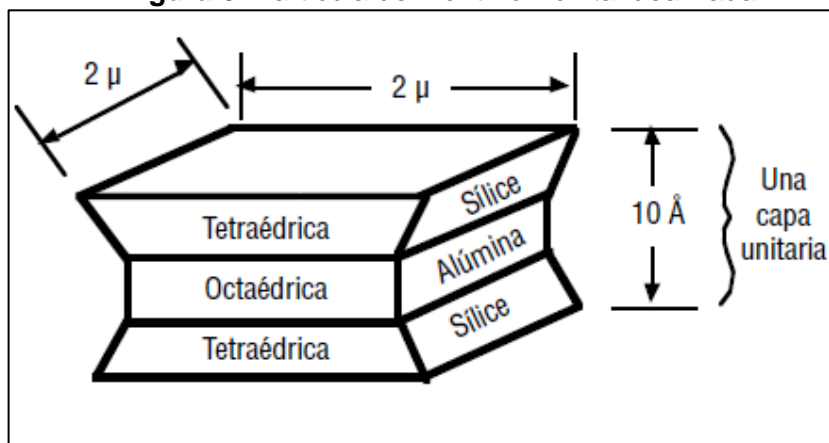
⁹⁵ PDVSA. Op. Cit., p. 81.

⁹⁶ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Montmorillonita. [en línea] [citado en 10 de septiembre de 2018]

<https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/m/montmorillonite.aspx>.

considerablemente grande, permitiéndole la separación individual entre láminas al entrar en contacto con el agua; ese fenómeno genera que las fuerzas predominantes sean de repulsión electrostática entre capas, lo que contribuye a que el proceso de hinchamiento pueda llegar a disociar por completo una lámina de otra⁹⁷. (Ver. **Figura 6.**)

Figura 6. Partícula de Montmorillonita idealizada.



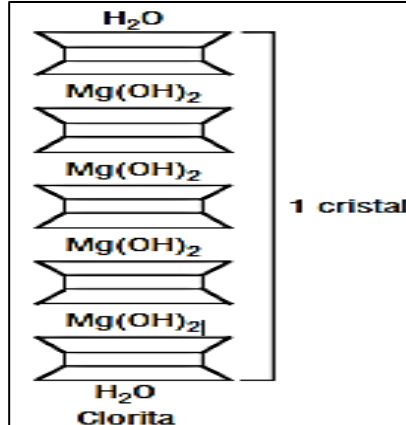
Fuente. Instituto Americano del Petróleo (API), Manual de fluidos de perforación, procedimiento estándar para las pruebas de Fluidos de Perforación. P. 129.

3.1.2 Arcillas Migratorias. Este tipo de arcillas se caracterizan por presentar un desmoronamiento al entrar en contacto con el agua, facilitando la migración de finos. A continuación, se describen las principales arcillas migratorias que se encuentran presentes en las zonas productoras.

- **Clorita (Arcilla de tres capas).** Las cloritas se encuentran relacionadas con las arcillas de tres capas. A pesar de que su estructura no genera un hinchamiento en su forma pura, se puede presentar una leve reacción al entrar en contacto con el agua. Este tipo de arcillas, son frecuentemente encontradas en ambientes de depositación marinos en los cuales, los sedimentos se encuentran enterrados a grandes profundidades y, normalmente no tienden a ocasionar algún problema importante durante el proceso de perforación, a menos que estén presentes en grandes cantidades. (Ver. **Figura 7.**)

⁹⁷ GARCIA ROMERO, Emilia, Universidad Complutense, SUÁREZ BARRIOS, Mercedes, Universidad de Salamanca. LAS ARCILLAS: Propiedades y usos. P. 10.

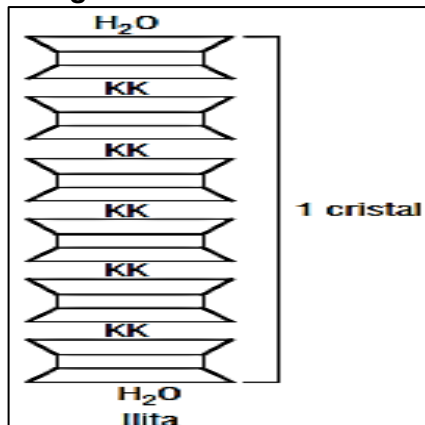
Figura 7. Partícula de Clorita.



Fuente. Instituto Americano del Petróleo (API), Manual de fluidos de perforación, procedimiento estándar para las pruebas de Fluidos de Perforación. P. 133.

- **Ilinita (Arcillas de tres capas).** Su estructura química es similar a la de las arcillas hinchables (montmorillonitas), con la gran diferencia que no poseen una alta capacidad de hinchamiento entre capas, este fenómeno se debe a la no sustitución de iones de aluminio (Al^{3+}) por iones de magnesio (Mg^{2+}) como se presenta con la montmorillonita; en cambio, la ilitita presenta sustituciones de Silice (Si^{4+}) por iones de aluminio (Al^{3+}), generando una carga negativa que disminuye los procesos de hinchamiento de las arcillas. El principal problema de este tipo de arcillas, es el taponamiento de las gargantas de poro. (Ver. **Figura 8.**)

Figura 8. Partícula de Illita.

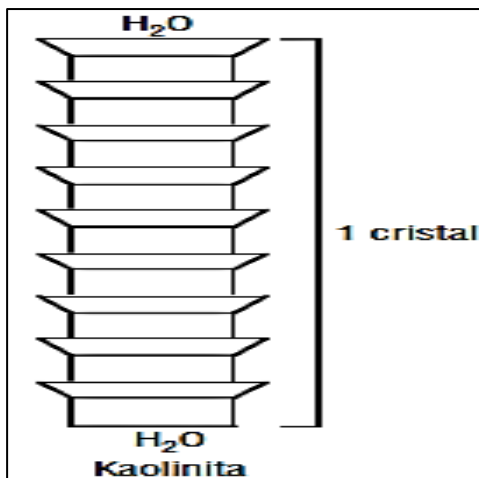


Fuente. Instituto Americano del Petróleo (API), Manual de fluidos de perforación, procedimiento estándar para las pruebas de Fluidos de Perforación. P. 133.

- **Kaolinita (Arcilla de dos capas).** Es un tipo de arcilla no hinchable, conformada por dos capas (Sílice-Aluminio), las cuales se encuentran unidas mediante enlaces fuertes de hidrógeno, impidiendo la expansión de la arcilla al entrar en contacto con el agua. En la estructura química de la kaolinita, no hay cationes presentes entre láminas ni cargas adheridas a las superficies. Sin embargo, se

puede presentar algún tipo de carga en las impurezas o enlaces rotos. En la **Figura 9** se muestra la estructura general de la arcilla Kaolinita.

Figura 9. Partícula de Kaolinita.



Fuente. Instituto Americano del Petróleo (API), Manual de fluidos de perforación, procedimiento estándar para las pruebas de Fluidos de Perforación. P. 133

3.1.3 Propiedades físico-químicas de las arcillas. Las propiedades y características de las arcillas radican, principalmente, en:

- Tienen un tamaño de partícula inferior a 2 μm .
- Presentan sustituciones isomórficas, facilitando la generación de cargas entre las láminas.
- Su morfología es laminar (Filosilicatos).

Con base a estos factores, se presentan cargas de valor elevado en el área superficial, en una gran cantidad de superficie activa, con enlaces no saturados. Esta característica le permite interactuar con una diversa variedad de sustancias, en especial compuestos polares, facilitando el comportamiento plástico al entrar en contacto con el agua y favoreciendo, en algunos casos, el hinchamiento de las arcillas con el desarrollo de propiedades reológicas en suspensiones acuosas.

3.1.3.1 Superficie Específica. Se define como el área de la superficie externa más el área de la superficie interna de las partículas constituyentes, por unidad de masa, se expresa en (m^2/g) ⁹⁸.

Debido a la alta superficie específica que poseen las arcillas (Ver, **Tabla 2**), la clasificación mineralógica de las mismas, es clave para analizar la interacción

⁹⁸ GARCIA ROMERO, Emilia, Universidad Complutense y Suárez Barrios, Mercedes, Universidad de Salamanca. LAS ARCILLAS: Propiedades y usos. P. 8.

sólido-fluido, que permita prevenir problemas de hinchamientos o desbordamiento de estos minerales, garantizando la integridad del pozo.

Tabla 2. Superficie específica de las principales arcillas que se encuentran en los yacimientos petrolíferos.

TIPO DE ARCILLA	SUPERFICIE ESPECÍFICA
Kaolinita	15 (m ² /g)
Halloisita	60 (m ² /g)
Illita	50 (m ² /g)
Montmorillonita	80-300 (m ² /g)
Sepiolita	100-240 (m ² /g)

Fuente. GARCIA ROMERO, Emilia, Universidad Complutense y SUÁREZ BARRIOS, Mercedes, Universidad de Salamanca. LAS ARCILLAS: Propiedades y usos. P. 8. Modificado por los autores.

De acuerdo con la estructura de las arcillas, se pueden presentar diversos tipos de mecanismos que faciliten la hidratación de los minerales; entre los principales mecanismos se encuentran, la hidratación de la superficie, que consiste en la absorción de agua localizada en la superficie basal de los cristales; otro mecanismo es el hinchamiento osmótico, este fenómeno se presenta cuando las concentraciones de los cationes alojados entre las capas del mineral, son más elevadas que las del agua, generando un equilibrio en el sistema al desplazar el agua hacia el interior de las arcillas, para compensar las concentraciones; finalmente, se tiene el mecanismo de hidratación iónica, que consiste en la hidratación de los cationes que se encuentran entre las láminas de arcilla, los cuales tienen capas de moléculas de agua que los rodean (cada ion tiene un diámetro de hidratación específico, (ver **Tabla 3**).

Tabla 3. Diámetros iónicos y diámetros de hidratación de los cationes más comunes.

CATIÓN	DIÁMETRO IÓNICO (A)	DIÁMETRO HIDRATADO (A)
Li ⁺¹	1,56	14,6
Na ⁺¹	1,90	11,2
K ⁺¹	2,66	7,6
NH ⁺⁴	2,86	5,0
Mg ⁺²	1,30	21,6
Ca ⁺²	1,98	19,2
Al ⁺³	1,00	18,0

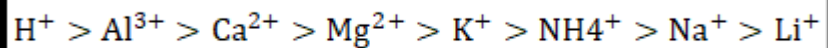
Fuente. Instituto Americano del Petróleo (API), Manual de fluidos de perforación, procedimiento estándar para las pruebas de Fluidos de Perforación. P. 137.

3.1.3.2 Capacidad de Intercambio Catiónico. Una de las principales propiedades que tienen las arcillas, es la capacidad de generar un intercambio de los iones fijados en la superficie exterior de sus láminas, en los espacios internos de las estructuras o en los espacios interlaminares, por otros que se encuentren en las soluciones acuosas envolventes. Esta característica se denomina capacidad de intercambio catiónico (CEC), y se logra explicar cómo la suma de aquellos cationes de cambio, de la cual, la arcilla tiene la capacidad de absorber a un determinado pH. Dichas cargas pueden ser originadas a partir de tres formas:

- Sustituciones isomórficas que se dan a nivel estructural.
- Enlaces no saturados en sus extremos y superficies descubiertas.
- Disociación de los grupos hidroxilos.

Este intercambio catiónico tiene una alta influencia sobre la hidratación de la arcilla y, depende de la capacidad de sustitución de un catión por otro; dicha preferencia se observa en la **Figura 10**.

Figura 10. Orden de preferencia del intercambio Catiónico.



Fuente. Instituto Americano del Petróleo (API), Manual de fluidos de perforación, procedimiento estándar para las pruebas de Fluidos de Perforación. P. 136

En orden de preferencia decreciente, cualquier catión que se encuentre localizado en la zona izquierda de la figura, tendrá la facilidad de poder reemplazar a los cationes localizados a su derecha; sin embargo, dicho fenómeno dependerá de la concentración del catión, es decir, si la concentración relativa del catión tiende a superar la concentración del catión de preferencia, se realizará el intercambio catiónico por el de mayor concentración.

3.2 COMPATIBILIDAD FLUIDO DE PERFORACIÓN - AGUA DE FORMACIÓN

Un agua de formación es compatible con cualquier otro fluido si, al mezclarse, no ocurren reacciones químicas que generen la precipitación de compuestos insolubles. Cuando se mezclan dos fluidos “incompatibles” se pierde la condición de equilibrio y se depositan escamas. Las escamas o incrustaciones, son precipitados inorgánicos formados principalmente por carbonato de calcio, y con menor frecuencia, por óxidos de hierro, sulfato de calcio y sulfato de bario.⁹⁹

La interacción entre el filtrado del fluido de perforación y el agua de formación, cuando ambos fluidos son incompatibles, puede generar daño a la formación por

⁹⁹ FARÍAS R., Leopoldo, MEROLA. R., Valentín. Propiedades de los Fluidos del Yacimiento. 2014. Editorial Reverté. Capítulo 4, P 198-201.

acumulación de incrustaciones en el medio poroso. Las incrustaciones pueden generarse, ya sea, por la ocurrencia de reacciones químicas de precipitación entre los componentes de ambos fluidos, o, debido a cambios en la solubilidad de los componentes por alteraciones en el equilibrio termodinámico del agua (por cambios de presión, de temperatura o de pH).

Las incrustaciones (scales) se forman, principalmente, por la precipitación de cationes multivalentes como el Calcio (Ca^{2+}), el Magnesio (Mg^{2+}) y el Hierro (Fe^{3+}); estos cationes, por lo general, reaccionan con los aniones de Sulfato (SO_4^{2-}) y Carbonato (CO_3^{2-}), para formar compuestos sólidos que obstruyen el medio poroso y reducen la permeabilidad.¹⁰⁰

3.2.1 Composición generalizada de un agua de formación. La composición del agua de formación depende de varios factores, entre ellos: el ambiente de depositación, la mineralogía de la formación, los cambios de presión y temperatura y, la intrusión o migración de los fluidos; por lo tanto, las propiedades y la composición del agua pueden cambiar a lo largo del tiempo con la interacción entre el agua y la roca y, con la producción e intrusión de fluidos en el yacimiento.¹⁰¹

La mayoría de las rocas almacenadoras, se forman en ambientes con presencia de agua, a partir de la migración y depositación de los granos de rocas o materiales orgánicos. El agua acumulada en los poros de los sedimentos que se van compactando, reacciona con la roca dependiendo de la temperatura, la presión y la mineralogía de la formación. Las reacciones entre el agua y los minerales, pueden llevarse a cabo una vez se comienzan a depositar los sedimentos y, se pueden prolongar y acelerarse conforme la presión y la temperatura de la formación aumentan.¹⁰²

Las concentraciones de los diferentes componentes disueltos o en suspensión en el agua de formación, pueden variar a medida que ésta migra y reacciona con los minerales de las formaciones. Algunos componentes reaccionan fácilmente con el agua, como es el caso del mineral de la arcilla glauconita (con una composición aproximada de: $K_{0,6}Na_{0,05}Fe_{1,3}^{3+}Mg_{0,4}Fe_{0,2}^{2+}Al_{0,3}Si_{3,8}O_{10}(OH)_2$); estas reacciones ocurren mediante el intercambio iónico, siempre y cuando, el agua de formación se encuentre subsaturada de dichos minerales. Otros minerales, como el cuarzo (SiO_2), tienen una mayor resistencia para diluirse en el agua, por lo que permanecen constituyendo la matriz de la roca.¹⁰³

¹⁰⁰ FARÍAS R., Leopoldo, MEROLA. R., Valentín. Op. Cit., p. 200.

¹⁰¹ SCHLUMBERGER. Valor del agua de formación. Oilfield Review Spring. 2011.

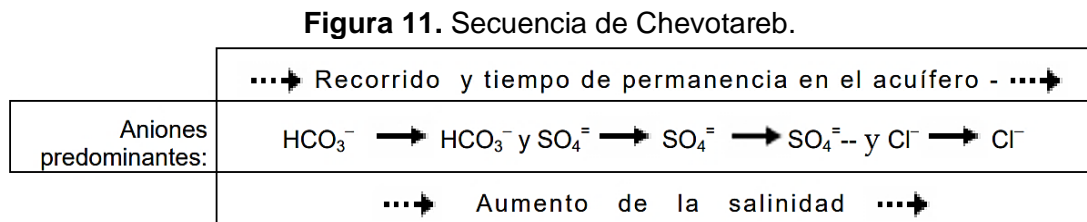
¹⁰² Ibid., p. 2.

¹⁰³ UNIVERSIDAD DE SALAMANCA. Hidrogeología: Evolución geoquímica de las aguas subterráneas. p. 3. [en línea] Julio de 2012 [extraído septiembre 15 de 2018]. Disponible en Internet: http://hidrologia.usal.es/temas/Evolucion_geoquimica.pdf. p 2.

En el caso que el agua se sature con los iones de la roca, los minerales se pueden precipitar y formar nuevos granos o acumularse en los granos existentes. Sin importar que el agua haya alcanzado un estado de equilibrio, las interacciones entre ésta y la roca continúan.

La evolución química del agua de formación, depende de los minerales con los que interactúa y del tiempo de dicha interacción. Como norma general, a mayor tiempo de permanencia del agua de formación en un terreno, mayor será su salinidad. Sin embargo, esta norma es relativa, ya que un agua que haya estado poco tiempo en contacto con formaciones salinas o evaporitas, tendrá mayor salinidad que otra que haya estado mucho tiempo en contacto con minerales inertes (como el cuarzo).¹⁰⁴

A pesar de que las reacciones y procesos químicos que se llevan a cabo entre el agua y las rocas, son muy variados, se observa que las aguas de formación con menor tiempo de permanencia en una zona específica del subsuelo, tienden a ser bicarbonatadas. Después predomina el sulfato, y luego los cloruros; esta evolución química se denomina la “Secuencia de Chevotareb”, y se esquematiza en la **Figura 11**.



Fuente: Universidad de Salamanca. Hidrogeología: Evolución geoquímica de las aguas subterráneas. p. 3. [en línea] Julio de 2012 [extraído septiembre 15 de 2018]. Disponible en Internet: http://hidrologia.usal.es/temas/Evolucion_geoquimica.pdf

El agua entrampada disuelve los minerales que encuentra hasta que alcanza el valor de la constante de equilibrio correspondiente, donde se satura de ese mineral y, pasa a disolver otros minerales con una constante de equilibrio más elevada, hasta que de nuevo se sature, y así sucesivamente.¹⁰⁵

La composición química del agua de formación se puede determinar a partir de análisis fisicoquímicos, los cuales permiten obtener valores cuantitativos de la concentración de cada componente en el agua. A pesar de la amplia variedad de elementos presentes en las aguas de formación, Freeze y Cherry, en el año de 1979, realizaron una clasificación general de los componentes, de acuerdo con su frecuencia de aparición y valores decrecientes de concentración; esta clasificación se muestra a continuación:

¹⁰⁴ UNIVERSIDAD DE SALAMANCA., Op., Cit., p. 2.

¹⁰⁵ Ibid., p. 3.

- Constituyentes mayoritarios o fundamentales
Aniones: $(HCO_3^- + CO_3^{2-})$, Cl^- , SO_4^{2-} , NO_3^- .
Cationes: Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , K^+ , NH_4^+ .
Otros: CO_2 , O_2 , H_4SiO_4 o SiO_2 .
- Constituyentes minoritarios o secundarios
Aniones: F^- , S^{2-} , SH^- , Br^- , I^- , NO_2^- , PO_4^{2-} , BO_3^- .
Cationes: Mn^{2+} , Fe^{2+} , Li^+ , Sr^{2+} , Zn^{2+} .
- Constituyentes en trazas: Al^{3+} , Ti^{4+} , Co^{2+} , Cu^{2+} , Pb^{2+} , Ni^{2+} , Cr^{3+} , etc.

Es necesario tener en cuenta que, en condiciones particulares, un constituyente clasificado como minoritario, puede alcanzar concentraciones dentro de rangos mayores, que permitan clasificarlo como un componente mayoritario.

En aguas naturales dulces, por lo general, los componentes mencionados aparecen en forma iónica (sales casi por completo disociadas) y, con menor frecuencia, aparecen en forma molecular.¹⁰⁶

A continuación, se describen los principales componentes mayoritarios presentes en el agua de formación.

3.2.1.1 Componentes Mayoritarios. Los componentes más abundantes en las aguas de formación, se describen en seguida:

➤ **Dióxido de Carbono (CO_2), Bicarbonatos (HCO_3^-) y Carbonatos (CO_3^{2-}).** El dióxido de carbono disuelto en el agua, permite la formación de otros compuestos; una parte permanece en solución en estado gaseoso, mientras el resto, reacciona con el agua para formar Ácido Carbónico (H_2CO_3), el cual se disocia parcialmente para formar iones de Carbonatos y Bicarbonatos. Por otro lado, la disolución de rocas calizas y dolomitas en el agua, permite, también, la formación de iones HCO_3^- y CO_3^{2-} en altas concentraciones.

La mayoría de aguas de formación existentes, son de naturaleza ácida (pH inferior a 8.3), por lo que predomina el ion Bicarbonato, por encima de las demás especies carbonatadas. En aguas dulces, la concentración de HCO_3^- suele estar entre 50 y 400 mg/L, aunque, bajo ciertas condiciones, puede llegar hasta los 800 mg/L, e incluso 1000 mg/L, especialmente en aguas pobres de cationes de Ca^{2+} y Mg^{2+} , o en las que se libera CO_2 .¹⁰⁷

¹⁰⁶ IGME (Instituto Geológico y Minero de España). Composición Química de las Aguas Subterráneas Naturales. Hidrogeología y Aguas Subterráneas. [en línea] [citado septiembre 12 de 2018]. Disponible en internet: http://aguas.igme.es/igme/publica/libro43/pdf/lib43/1_1.pdf. p 18.

¹⁰⁷ Ibid., p. 18.

➤ **Cloruros (Cl^-).** Por lo general, las rocas presentan bajas concentraciones de cloruros, sin embargo, debido a la elevada solubilidad de sus sales, los cloruros pueden pasar rápidamente a la fase acuosa, llegando a alcanzar concentraciones muy altas. La concentración de aniones de Cl^- en el agua de formación es muy variable, puede ir desde concentraciones inferiores a los 10 mg/L, hasta más de 2000 o 3000 mg/L. En salmueras naturales, en contacto con domos salinos, la concentración puede llegar a los 200.000 mg/L de Cl^- . El agua de mar tiene una concentración aproximada de cloruros de 20.000 mg/L.¹⁰⁸

➤ **Sulfatos (SO_4^{2-}).** Los iones de sulfato disueltos en las aguas subterráneas, tienen una fuerte tendencia a formar sales con Ca^{2+} y Na^+ . El principal aporte cuantitativo del ion sulfato, se da por la disolución de yeso ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$) y anhidrita ($CaSO_4$), y en menor medida, por la oxidación de los sulfuros que se presentan como contaminantes en rocas ígneas y sedimentarias, o por la descomposición de materiales orgánicos. En la mayoría de aguas subterráneas, el pH tiende a ser ácido (menor a 8), por lo que, la especie más estable y abundante es el H_2S ; en aguas alcalinas, predomina el ion HS^- . En aguas dulces, la concentración más común de SO_4^{2-} , se encuentra entre los 2 a los 15 mg/L. En aguas salinas, su concentración puede llegar a 50.000 mg/L, asociado con Ca^{2+} ; mientras que, asociado con Mg^{2+} y Na^+ , puede alcanzar hasta los 200.000 mg/L.¹⁰⁹

➤ **Iones Nitrato (NO_3^-) y Amonio (NH_4^+).** Los compuestos nitrogenados en forma oxidada, constituyen una fracción importante en los suelos y sustancias orgánicas; sin embargo, el nitrógeno es un elemento minoritario en las rocas. Este elemento se presenta comúnmente como NH_3 , NH_4^+ y, por oxidación, estos compuestos pueden transformarse en N_2 (gaseoso), y luego, en NO_3^- , que es la forma más estable y común en que el nitrógeno se presenta en las aguas de formación. Las reacciones de oxidación-reducción que sufren las especies nitrogenadas en el agua, se ven potenciadas por fenómenos biológicos.

Por lo general, el amonio (NH_4^+) o el amoniaco libre (NH_3), se presentan sólo como trazas en el agua de formación, pero su concentración aumenta cuando el medio acuoso es fuertemente reductor, debido a que ambos compuestos son el producto de la reducción de compuestos orgánicos e inorgánicos nitrogenados, incorporados de forma natural al agua.

Los nitratos pueden estar presentes en el agua de formación, ya sea, por la disolución de rocas que los contengan (rara vez ocurre), o, por reacciones de oxidación de la materia orgánica. La concentración de nitratos en aguas dulces varía ampliamente, aunque, por lo general, no sobrepasa los 10 mg/L.¹¹⁰

¹⁰⁸ IGME (Instituto Geológico y Minero de España). Op. Cit., p. 19.

¹⁰⁹ *Ibid.*, p. 19-20.

¹¹⁰ *Ibid.*, p. 20.

➤ **Ion Calcio (Ca^{2+}).** El calcio es, por lo general, el catión más abundante en la mayoría de las aguas de formación, debido a su presencia en rocas ígneas, sedimentarias y metamórficas. En rocas ígneas se presenta conformando los silicatos, en especial, el grupo de las plagioclasas. En rocas sedimentarias se encuentra en forma de carbonato o sulfato, conformando los minerales de calcita y aragonito ($CaCO_3$), dolomita ($CaMg(CO_3)_2$), yeso ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$) o anhidrita ($CaSO_4$). El intercambio iónico entre el calcio y otros cationes (principalmente el sodio) que se encuentran adsorbidos en la superficie de algunos minerales con los que el agua interactúa, se favorece en zonas arcillosas de baja permeabilidad. La concentración del ion calcio en agua dulces, se encuentra frecuentemente, entre 10 – 250 mg/L; mientras que, en aguas depositadas en terrenos yesíferos, puede llegar a los 600 mg/L. La mayor concentración de calcio, se puede encontrar en salmueras de $CaCl_2$ (hasta 50.000 mg/L).¹¹¹

➤ **Ion Magnesio (Mg^{2+}).** En las aguas de formación, por lo general, el ion magnesio se presenta en menor concentración que el calcio. El magnesio aparece, principalmente, por la disolución de rocas carbonatadas (calizas y dolomitas), evaporitas y, también, por la variación de silicatos ferromagnesianos. En los procesos de intercambio iónico entre los minerales arcillosos y el agua, el Mg^{2+} es retenido con preferencia al Ca^{2+} en las diferentes rocas. En aguas dulces, la concentración de Mg^{2+} suele estar por debajo de los 40 mg/L. En zonas calcáreas, el agua puede alcanzar los 100 mg/L de Mg^{2+} y, en terrenos evaporíticos, se puede llegar a los 1.000 mg/L.¹¹²

➤ **Ion Sodio (Na^+).** Una fuente importante de este ion, corresponde a la disolución de rocas sedimentarias de origen marino y rocas evaporíticas (se presenta principalmente en la forma de $NaCl$). Las sales de sodio son altamente solubles y tienden a permanecer en solución, ya que no se producen reacciones de precipitación entre las mismas, como ocurre en el caso de las sales de calcio. No obstante, el ion Na^+ puede ser adsorbido por arcillas con una capacidad de intercambio catiónico alta, especialmente, con el ion Ca^{++} , ocasionando una reducción en el valor de la dureza del agua. La concentración de sodio en el agua de formación, varía ampliamente, dependiendo del terreno donde esté depositada; en zonas evaporíticas, alcanza concentraciones de hasta 120.000 mg/L y, en aguas dulces, por lo general, no es mayor a los 150 mg/L.¹¹³

➤ **Ion Potasio (K^+).** Este ion suele presentarse en el agua por los procesos de generación de las arcillas o, también, al ser adsorbidos por superficies minerales con una capacidad de intercambio iónico alta, por fenómenos de meteorización de feldspatos y, en menor medida, por la dilución de depósitos evaporíticos (de sales como silvina, KCl , o carnalita, $KCl Mg Cl_2 \cdot 6H_2O$). Su concentración en el agua, por

¹¹¹ IGME (Instituto Geológico y Minero de España). Op. Cit., p. 21.

¹¹² Ibid., p. 22.

¹¹³ Ibid., p. 22.

lo general, es muy inferior a la del sodio, y no suele ser mayor a los 10 mg/L, sin embargo, en algunas salmueras, puede alcanzar los 100.000 mg/L.¹¹⁴

➤ **Sílice (H_4SiO_4 o SiO_2).** La principal fuente de sílice en las aguas de formación, proviene de los procesos de hidrólisis de feldespatos y silicatos. El cuarzo tiene una baja solubilidad (que depende de la temperatura), por lo que no constituye una fuente importante de SiO_2 . La especie de H_4SiO_4 monomérico en solución, es la forma más común en que la sílice aparece en las aguas de formación. Por lo general, la concentración de sílice en el agua, es superior a 8 mg/L y, en ocasiones, puede alcanzar los 100 mg/L.¹¹⁵

➤ **Oxígeno disuelto.** La importancia de determinar la concentración de oxígeno disuelto en agua, radica en la capacidad que tiene este, para oxidar los diferentes tipos de compuestos orgánicos e inorgánicos que se encuentran en forma reducida y, de modificar así, la solubilidad de los mismos. Los fluidos externos al yacimiento que invaden las formaciones, entre ellos los fluidos de perforación, pueden introducir oxígeno al agua de formación, cuando su preparación en superficie involucra una rápida agitación. La concentración más común de O_2 en las aguas subterráneas, puede llegar a valores de saturación y, se modifica al variar la presión y la temperatura: 13,3 mg/L a 10°C, 7,6 mg/L a 30°C. No obstante, aguas naturales sin contenido de oxígeno (anóxicas) son comunes.¹¹⁶

3.2.2 Principales propiedades del agua de formación. Las propiedades del agua de formación que influyen en la precipitación de compuestos (en su mayoría inorgánicos), incluyen, principalmente, el valor de pH, la salinidad total y la dureza:¹¹⁷

- El pH del agua de formación, está controlado por la concentración de bicarbonatos. Un alto pH, lleva a una fuerte tendencia a la precipitación; mientras que, un bajo pH, genera alta tendencia a la corrosión. El valor de pH de la mayoría de las aguas de formación, está entre 4 – 9, es decir que, la naturaleza del agua tiende a ser ácida. El pH, comúnmente, incrementa con la temperatura hasta en un 8%, por lo que su valor, debe estar referenciado a la temperatura de medida in situ.¹¹⁸
- La salinidad total puede ser calculada sumando la concentración aniónica y catiónica del agua de formación. El agua de alta salinidad, tiende a ser corrosiva, y a generar taponamientos en el medio poroso por precipitación de compuestos. Por lo general, la salinidad está determinada por la concentración de cloruros.¹¹⁹

¹¹⁴ IGME (Instituto Geológico y Minero de España). Op. Cit., p. 22.

¹¹⁵ Ibid. p. 23.

¹¹⁶ Ibid., 23

¹¹⁷ RENPU, Wan. (2011). Advanced Well Completion Engineering. 3ra edición. Elsevier. p 8.

¹¹⁸ Ibid., p. 8.

¹¹⁹ Ibid., p. 9.

- La dureza del agua, es una medida de su capacidad para generar incrustaciones de compuestos insolubles. La dureza se define en términos del contenido de Calcio y magnesio (dureza total), ya que representan los cationes más abundantes en el agua. Se suele expresar en unidades en mg/L de CaCO₃ (o en °F; 1°F = 10 mg/L de CaCO₃). La dureza del agua de formación varía, por lo general, entre 10 y 300 mg/L de CaCO₃, llegando hasta 2.000 mg/L de CaCO₃ o más. Las aguas de alta dureza son, comúnmente, incrustantes; mientras que, las blandas suelen ser agresivas.¹²⁰
- Alcalinidad: es una medida de la capacidad que tiene el agua para neutralizar ácidos fuertes. Indica el contenido de carbonato y bicarbonato presente y, se expresa en términos de ppm de Carbonato de Calcio. La alcalinidad contribuye a la formación de incrustaciones, debido a que induce la depositación de CaCO₃. En aguas naturales, por lo general, la alcalinidad se expresa en términos de bicarbonatos, debido al carácter ácido de la mayoría de estas aguas.¹²¹

En cuanto a factores externos que tienen una influencia en la formación de precipitados en el agua, se tiene:

- Temperatura: esta variable afecta la solubilidad de los iones y los gases en solución en el agua y, también, la velocidad de las reacciones de precipitación. Cuando se da un incremento de temperatura, disminuye la solubilidad de los gases ácidos en solución (CO₂ y H₂S).
- Presión: esta variable afecta la solubilidad de los gases en solución presentes en el agua. Al disminuir la presión, ocurre la liberación de los gases, como el CO₂, el cual reacciona con las moléculas de agua, favoreciendo la formación y precipitación de carbonatos (sobre todo carbonato de calcio).

3.2.3 Índices de Langelier y Ryznar. Estos índices permiten determinar la tendencia incrustante o corrosiva de un agua de formación. Mediante diferentes expresiones, se logra identificar si el agua va a presentar incrustaciones de Carbonato de Calcio en el yacimiento. Muchos índices de incrustación han sido desarrollados para describir la condición del agua; sin embargo, éstos sólo permiten predecir la formación de incrustaciones de carbonato de calcio, más no de otro tipo de sales. Matemáticamente, los índices se calculan conociendo los valores de: pH, alcalinidad, dureza cálcica, temperatura y los sólidos totales disueltos en el agua.

- **Índice de Saturación de Langelier (LSI):** Langelier, en 1936, desarrolló una expresión para calcular la tendencia de un agua potable (apta para el consumo

¹²⁰ RENPU, Wan. Op. Cit., p. 10.

¹²¹ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Op. Cit., p. 47.

humano) a formar incrustaciones o a disolver Carbonato de Calcio, a temperaturas cercanas a la ambiente. Se calcula con la **Ecuación 4**.

Ecuación 4. Cálculo del Índice de Saturación de Langelier.

$$LSI = pH - pHs$$

Fuente: SAIFELNASR, A., LILA, A. et al. Calcium Carbonate Scale Formation, Prediction and Treatment. (Case Study Gumry Oilfield-PDOC). 2013.

- **Índice de Estabilidad de Ryznar (RSI):** Ryznar, en 1944, modificó la ecuación del Índice de Langelier, midiendo el espesor de los precipitados en un sistema de agua, con el objetivo de lograr aportar un factor que sea más sensible a la formación de incrustaciones de Carbonato de Calcio. Ryznar a partir de su estudio, concluyó que el LSI puede presentar valores similares cuando el agua aguas formación presenta una baja dureza y alta dureza, por lo que formuló la siguiente expresión (**Ecuación 5**):

Ecuación 5. Cálculo del Índice de Estabilidad de Ryznar.

$$RSI = 2pHs - pH$$

Fuente: SAIFELNASR, A., LILA, A. et al. Calcium Carbonate Scale Formation, Prediction and Treatment. (Case Study Gumry Oilfield-PDOC). 2013.

Donde, para ambas ecuaciones:

pH: pH al que se encuentra el agua de formación.

pHs: pH de saturación o pH al cual se logra el equilibrio calcio-carbónico del agua.

El cálculo del pH de saturación, se hacer por medio de la siguiente expresión (**Ecuación 6**.)

Ecuación 6. Cálculo del pH de Saturación.

$$pHs = (9,3 + A + B) - (C + D)$$

Fuente: SAIFELNASR, A., LILA, A. et al. Calcium Carbonate Scale Formation, Prediction and Treatment. (Case Study Gumry Oilfield-PDOC). 2013.

En donde las variables A, B , C y D se determinan con las siguientes ecuaciones (**Ecuaciones 7, 8, 9 y 10**):

Ecuación 7. Cálculo la variable A

$$A = \frac{\log(STD) - 1}{10}$$

Fuente: SAIFELNASR, A., LILA, A. et al. Calcium Carbonate Scale Formation, Prediction and Treatment. (Case Study Gumry Oilfield-PDOC). 2013.

Ecuación 8. Cálculo la variable B

$$B = (-13,12 * \text{Log}(T + 273,15)) + 34,55$$

Fuente: SAIFELNASR, A., LILA, A. et al. Calcium Carbonate Scale Formation, Prediction and Treatment. (Case Study Gumry Oilfield-PDOC). 2013.

Ecuación 9. Cálculo la variable C

$$C = (\text{Log}(\text{Dureza Cálcica})) - 0,4$$

Fuente: SAIFELNASR, A., LILA, A. et al. Calcium Carbonate Scale Formation, Prediction and Treatment. (Case Study Gumry Oilfield-PDOC). 2013.

Ecuación 10. Cálculo la variable D

$$D = \text{Log}(\text{Alcalinidad})$$

Fuente: SAIFELNASR, A., LILA, A. et al. Calcium Carbonate Scale Formation, Prediction and Treatment. (Case Study Gumry Oilfield-PDOC). 2013.

Donde, la dureza cálcica y la alcalinidad se calculan con las siguientes expresiones (Ecuaciones: **11 y 12**)

Ecuación 11. Cálculo de la Dureza Cálcica

$$\text{Dureza Cálcica} = (\text{meq Ca/L} + \text{meq Mg/L}) * 50,05$$

Fuente: SAIFELNASR, A., LILA, A. et al. Calcium Carbonate Scale Formation, Prediction and Treatment. (Case Study Gumry Oilfield-PDOC). 2013.

Ecuación 12. Cálculo de la Alcalinidad

$$\text{Alcalinidad} = \left(\frac{\text{meqHCO}_3^-}{L} * \frac{50,05}{61,017} \right) + \left(2 * \frac{\text{meqCO}_3^{2-}}{L} * \frac{50,05}{60,008} \right)$$

Fuente: SAIFELNASR, A., LILA, A. et al. Calcium Carbonate Scale Formation, Prediction and Treatment. (Case Study Gumry Oilfield-PDOC). 2013.

Donde;

STD: Sólidos Totales Disueltos, ppm.

T: Temperatura, °C.

Dureza Cálcica: en ppm de CaCO₃.

Alcalinidad: en ppm de CaCO₃.

Las constantes numéricas resultan de:

50,05: en unidades de mg/meq de CaCO₃

$$\frac{\text{Peso Molecular de CaCO}_3 \left(\frac{\text{mg}}{\text{mmol}} \right)}{\frac{\text{meq}}{\text{mmol}} \text{ CaCO}_3} = \frac{100.0869 \left(\frac{\text{mg}}{\text{mmol}} \right)}{2 \frac{\text{meq}}{\text{mmol}}} = 50,05 \text{mg/meq}$$

61,017: Es el peso molecular del ion HCO_3^- .

60,008: Es el peso molecular del ion CO_3^{2-} .

Los valores obtenidos del índice de Langelier, se pueden interpretar a partir de la **Tabla 4:**

Tabla 4. Interpretación del Índice de Saturación de Langelier

LSI	≥ 2	0,5 a 1,99	0,02 a 0,49	-0,5 a 0,019	-2 a -0,49
Indicación del valor	Formación de scale fuerte pero no corrosivo	Ligera formación de scale y corrosiva	Balanceda pero con tendencia corrosiva	Ligeramente corrosiva pero sin formación de scale	Corrosión grave

Fuente: SAIFELNASR, A., LILA, A. et al. Calcium Carbonate Scale Formation, Prediction and Treatment. (Case Study Gumry Oilfield-PDOC). P. 4. 2013.

Los valores obtenidos del índice de Ryznar, se pueden interpretar a partir de la **Tabla 5:**

Tabla 5. Interpretación del Índice de Saturación de Rayznar

RSI	4.0-4.9	5.0-5.9	6.0-6.9	7.0-7.4	7.5-9.0	> 9.0
Indicación del valor	Scale Fuerte	Scale Ligera	Scale escasa o corrosivo	Corrosión significativa	Corrosión fuerte	Corrosión intolerable

Fuente: SAIFELNASR, A., LILA, A. et al. Calcium Carbonate Scale Formation, Prediction and Treatment. (Case Study Gumry Oilfield-PDOC). P. 4. 2013.

3.2.4 Composición del Agua de Formación del Campo Castilla

A continuación (**Tabla 6**), se presenta la composición del agua de formación de 21 pozos representativos del Campo Castilla, junto con la concentración correspondiente de cada componente, el pH de cada agua y, la profundidad de cada pozo:

Tabla 6. Composición del agua de formación del Campo Castilla

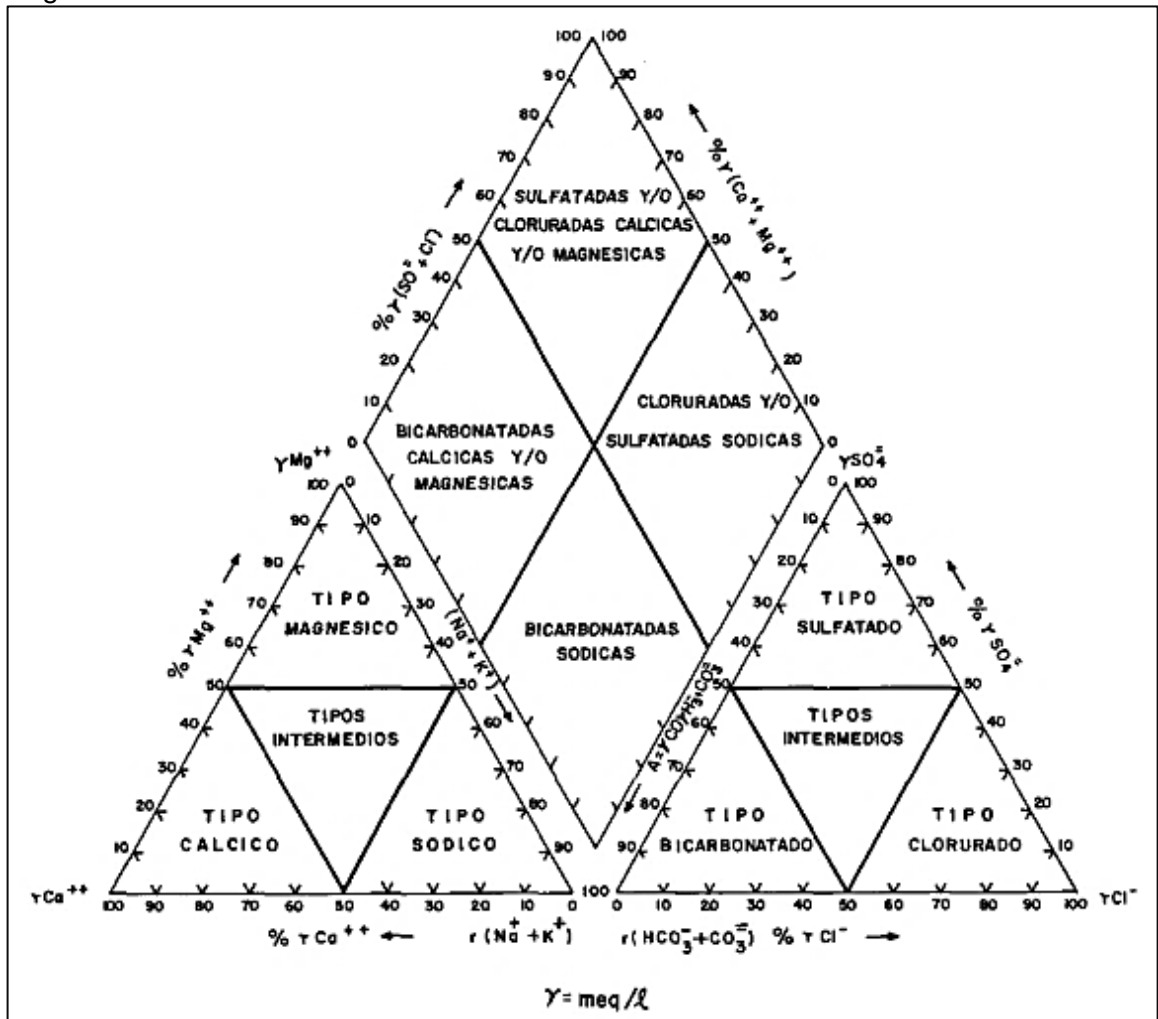
Pozo	Cationes (mg/l)				Aniones (mg/l)				Otros Datos (mg/l)			TDS (mg/l)	SiO ₂ (mg/l)	CO ₂ (mg/l)	Profundidad (ft)	pH
	Fe ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺	Na ⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁼	CO ₃ ⁻	K ⁺	Ba ⁺⁺	Sr ⁺⁺					
Castilla 02	1,0	3,9	34,0	336,0	430,0	316,0	21,1	0,1	13,8	0,4	0,9	1201,6	44,5	18,0	6617	8,9
Castilla 08	9,0	4,0	31,6	151,3	271,0	91,5	3,6	0,0	1,1	1,7	1,3	620,4	54,1	25,0	6638	6,43
Castilla 13	4,0	2,4	18,2	218,9	195,6	308,8	35,3	0,0	16,3	0,6	0,2	850,0	50,7	30,0	6442	7,24
Castilla 90	9,0	1,9	22,1	66,3	72,0	175,4	4,1	0,0	15,3	2,0	0,5	446,8	80,6	30,0	7204	6,74
Castilla Norte 44	0,2	1,1	14,0	51,0	49,6	99,1	1,0	0,0	5,3	0,4	0,1	280,6	59,2	10,0	7665	8,9
Castilla 53	0,6	1,8	15,2	70,1	85,5	95,3	1,0	0,0	5,8	1,0	0,7	329,8	52,7	10,0	6737	7,33
Castilla 56	5,0	0,5	7,5	21,8	13,3	61,0	2,7	0,0	2,7	0,2	0,1	171,8	57,2	10,0	6722	7,33
Castilla Norte 33	0,0	0,5	6,9	18,2	9,2	56,0	1,0	0,0	4,5	0,1	0,1	155,3	58,8	11,0	8007	7,06
Castilla Norte 53	3,0	0,7	8,0	15,6	10,6	54,0	1,0	0,0	4,1	0,4	0,1	153,8	56,4	12,0	7510	6,59
Castilla Norte 54	2,0	1,3	11,4	35,9	39,0	61,0	2,6	0,0	4,4	0,9	0,3	215,7	57,0	12,0	7434	6,69
Castilla Norte 55	2,0	1,9	16,9	64,0	90,5	61,0	1,0	0,0	5,6	1,3	0,6	304,1	59,4	15,0	8055	6,65
Castilla Norte 56	4,0	0,7	8,2	19,0	11,4	56,0	6,8	0,0	4,4	0,5	0,1	167,7	56,7	14,0	7724	6,44
Castilla 09	1,5	1,3	17,5	60,0	99,5	76,3	6,3	0,0	7,4	0,9	0,6	331,8	60,6	14,0	6242	6,86
Castilla 01	0,3	4,9	39,4	738,9	531,0	976,0	159,0	0,0	40,5	0,4	1,4	2550,0	58,0	10,0	6187	7,55
Castilla 21	0,4	5,9	60,5	163,9	389,0	106,8	8,2	0,0	12,1	1,5	2,4	807,0	56,3	10,0	6343,5	7,42
Castilla Norte 31	0,8	1,9	19,3	146,1	207,0	160,0	22,6	0,0	9,0	0,7	0,5	622,0	53,6	16,0	7474,5	7,16
Castilla 04	0,1	1,0	12,1	76,6	72,0	122,0	13,4	0,0	6,7	0,7	0,3	363,5	58,7	10,0	6440,5	7,22
Castilla 23	0,1	2,4	23,9	177,0	224,0	244,0	26,6	0,0	11,7	0,4	0,9	759,7	48,6	10,0	6460	7,57
Castilla Norte 01	3,0	2,3	18,7	70,0	101,0	69,0	6,0	0,0	8,9	1,0	1,1	334,0	54,1	15,0	6539	6,85
Castilla Norte 07	0,1	1,4	11,6	58,2	60,0	99,1	10,7	0,0	5,7	0,6	0,2	310,5	62,9	16,0	6885	6,97
Castilla Norte 08	0,2	2,4	21,6	288,8	269,0	495,6	48,7	0,0	17,3	0,5	0,7	1193,1	48,3	20,0	6919,5	7,3

Fuente: BOTIA CASTAÑEDA, Cindy, CAICEDO FERRER Cinthya. Modelamiento de la formación de Scale del agua de producción del Campo Castilla. Trabajo de Grado. Universidad de América. 2011. Ecopetrol S.A.

3.2.5 Clasificación del agua de formación de acuerdo a los iones dominantes.

Como una práctica común, el agua de formación suele llamarse de acuerdo al anión o catión que sobrepasa el 50% de la concentración total de los compuestos en el agua. En dado caso que ninguno de los iones supere el 50%, se nombran los dos más abundantes. Si es necesario, se puede añadir el nombre de algún ion considerado como componente minoritario, que esté en concentraciones anormalmente altas. Esta clasificación se representa en el diagrama triangular de Piper-Hill-Langelier (Figura 12).

Figura 12. Clasificación de los tipos de aguas de formación, en diagrama Piper-Hill-Langelier



Fuente: FERNÁNDEZ ESCALANTE, Enrique. Hidrología hoy. Serie Los Hidrogramas y otros sistemas de representación del quimismo de las aguas. Segunda Edición. Enero de 2009.

3.2.6 Precipitaciones inorgánicas. La precipitación de compuestos inorgánicos se genera por la incompatibilidad del fluido de perforación y el agua de formación, debido a la alteración del equilibrio fisicoquímico del agua en el yacimiento. En la **Tabla 7**, se muestran las principales reacciones que generan precipitados o incrustaciones en el medio poroso.

Tabla 7. Principales reacciones de precipitación, junto con sus constantes de solubilidad, en los yacimientos.

COMPUESTO	SOLUBILIDAD (mol/L) a 25°C	REACCIÓN
Sulfato de Calcio (CaSO ₄)	4.93x10 ⁻⁵	$Ca^{2+} + SO_4^{2-} \leftrightarrow CaSO_4 \downarrow$
Sulfato de Calcio Dihidratado	3.14 x10 ⁻⁵	$Ca^{2+} + SO_4^{2-} \leftrightarrow 2H_2O + CaSO_4 \downarrow$
Carbonato de Magnesio (MgCO ₃)	6.82 x10 ⁻⁶	$Mg^{2+} + CO_3^{2-} \leftrightarrow MgCO_3 \downarrow$
Hidróxido de Calcio (Ca(OH) ₂)	6.5 x10 ⁻⁶	$Ca^{2+} + OH^- \leftrightarrow Ca(OH)_2 \downarrow$
Sulfato de Estroncio (SrSO ₄)	3.44 x10 ⁻⁷	$Sr^{2+} + SO_4^{2-} \leftrightarrow SrSO_4 \downarrow$
Carbonato de Calcio (CaCO ₃ , aragonito)	6.0 x10 ⁻⁹	$Ca^{2+} + CO_3^{2-} \leftrightarrow CaCO_3 \downarrow$
Carbonato de Calcio (CaCO ₃ , calcita)	3.36 x10 ⁻⁹	$Ca^{2+} + CO_3^{2-} \leftrightarrow CaCO_3 \downarrow$
Sulfato de Bario (BaSO ₄)	1.08 x10 ⁻¹⁰	$Ba^{2+} + SO_4^{2-} \leftrightarrow BaSO_4 \downarrow$
Carbonato Ferroso (FeCO ₃)	3.13 x10 ⁻¹¹	$Fe^{2+} + CO_3^{2-} \leftrightarrow FeCO_3 \downarrow$
Hidróxido de Magnesio (Mg(OH) ₂)	5.61 x10 ⁻¹²	$Mg^{2+} + OH^- \leftrightarrow Mg(OH)_2 \downarrow$
Hidróxido de Hierro II (Fe(OH) ₂)	4.87 x10 ⁻¹⁷	$Fe^{2+} + OH^- \leftrightarrow Fe(OH)_2 \downarrow$
Hidróxido de Hierro III (Fe(OH) ₃)	1.1 x10 ⁻³⁶	$Fe^{3+} + OH^- \leftrightarrow Fe(OH)_3 \downarrow$
COMPUESTO	SOLUBILIDAD (mol/L) a 20°C	REACCIÓN
Cloruro de Calcio (CaCl ₂)	6.71	$Ca^{2+} + Cl^- \leftrightarrow CaCl_2$
Cloruro de Sodio (NaCl)	6.14	$Na^+ + Cl^- \leftrightarrow NaCl$
Cloruro de Potasio (KCl)	4.79	$K^+ + Cl^- \leftrightarrow KCl$
Cloruro de Magnesio (MgCl ₂)	12.18	$Mg^{2+} + Cl^- \leftrightarrow MgCl_2$
Carbonato de Sodio (Na ₂ CO ₃)	2.90	$Na^+ + CO_3^{2-} \leftrightarrow Na(CO_3)_2$
Carbonato de Potasio (K ₂ CO ₃)	8.10	$K^+ + CO_3^{2-} \leftrightarrow K(CO_3)_2$
Sulfato de Sodio (Na ₂ SO ₄)	3.69	$Na^+ + SO_4^{2-} \leftrightarrow Na(SO_4)_2$
Sulfato de Magnesio (MgSO ₄)	6.15	$Mg^{2+} + SO_4^{2-} \leftrightarrow MgSO_4$

Fuente: Generalic, Eni. "Constantes del producto de solubilidad." EniG. Tabla periódica de los elementos. KTF-Split.

3.3 COMPATIBILIDAD FLUIDOS DE PERFORACIÓN-CRUDO

Un proceso de interacción no controlado entre los fluidos de perforación con el crudo, tiende a ocasionar un daño a la formación, generado por la acumulación de compuestos orgánicos que reducen el tamaño de las gargantas porales del medio, generando una disminución de la permeabilidad en la zona invadida.

3.3.1 Depósitos orgánicos. Son precipitados de hidrocarburos que se pueden situar en las adyacencias del pozo; la cantidad y el tipo de depósitos generados dependen de la composición del crudo y de las condiciones termodinámicas existentes, sin embargo, estos depósitos comúnmente se dan por la precipitación de parafinas (causada por cambios en la temperatura o la composición del crudo al presentarse una liberación de gas, a medida que el yacimiento es depletado) y por la precipitación de asfaltenos (causada por la extracción de resinas que generan una floculación de los asfaltenos, formando partículas que debido a su gran tamaño, pueden quedar atrapadas en el medio poroso).

A partir del Análisis S.A.R.A, que es un método de caracterización de hidrocarburos pesados basado en el fraccionamiento de una muestra, por el cual se busca realizar una separación en cantidades pequeñas, de modo que cada fracción tenga una composición diferente. Dicho fraccionamiento, se rige por la solubilidad de cada componente de los hidrocarburos en diversos solventes utilizados para la prueba¹²². De esta manera se logra determinar que el crudo se encuentra constituido por cuatro fracciones orgánicas definidas, estas se describen a continuación:

- **Los Saturados (S)** Son un grupo de hidrocarburos no polares que consisten, básicamente, en cadenas lineales largas o cadenas cíclicas ramificadas. Las parafinas hacen parte de este grupo.
- **Los Aromáticos (A)** Son un grupo de hidrocarburos cíclicos, constituidos principalmente por benceno y sus derivados; se consideran como unos solventes universales y no generan problemas de precipitados.
- **Las Resinas (R)** Son compuestos similares en su estructura a los asfaltenos, debido a su alta dependencia entre sí. Esta dependencia se debe a la alta polaridad que presentan entre sus moléculas; son altamente solubles en n-heptano y solventes aromáticos a temperatura ambiente.
- **Los Asfaltenos (A)** Son materiales orgánicos conformados por anillos aromáticos y nafténicos que contienen moléculas de oxígeno, nitrógeno y azufre. No son solubles en el crudo, pero tienen la capacidad de permanecer en suspensión como

¹²² SCHLUMBERGER, análisis SARA [en línea] [citado en 14 de septiembre de 2018] Disponible en Internet: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sara_analysis.aspx.

coloides a condiciones de presión y temperatura de yacimiento. Los asfaltenos tienen propiedades activas superficiales que les permiten ser buenos emulsificantes, ya que algunos elementos tienen preferencias por el agua y por la fase de aceite.

3.3.2 Caracterización de los Hidrocarburos. Por lo general, un crudo se caracteriza por ser estable o inestable, dependiendo de su tendencia a formar precipitados de compuestos orgánicos (parafinas y asfaltenos). Una de las expresiones más utilizadas, para determinar esta tendencia, es el Índice de Estabilidad Coloidal. De igual forma, la acidez del crudo es una característica importante en el estudio de la tendencia a formar los precipitados inorgánicos.

3.3.2.1 Índice de inestabilidad coloidal (CCI). Según Boer, 1995, los asfaltenos demandan un cierto nivel de sobresaturación de su fase para que ocurra el proceso de precipitación, de lo contrario, muchas de las operaciones que se realizan durante la producción serían casi imposibles de ejecutar, debido a la obstrucción de los equipos en superficie. Estas reacciones se generan en función del tiempo, temperatura, turbulencia y el medio en que se dan.

El índice de estabilidad coloidal se define como la relación entre la suma de los componentes desfavorables a la estabilidad de los asfaltenos como lo son los saturados, y la suma de los componentes favorables a la estabilidad como lo son aromáticos y las resinas. El índice de estabilidad coloidal descrito por Yen en 2001¹²³, considera el crudo como un sistema compuesto de hidrocarburos que a partir de las fracciones calculadas por el estudio S.A.R.A. (saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos), permite pronosticar la estabilidad del crudo a partir de la **Ecuación 13**.

Ecuación 13. Índice de inestabilidad coloidal

$$CCI = \frac{\text{Constituyentes floculados}}{\text{Constituyentes dispersados}} = \frac{\%Saturados + \%Asfaltenos}{\%Resinas + \%Aromáticos}$$

Fuente. Alberto Reyes, Fredy, Enrique Daza, Carlos, Alexánder Rondón Hugo. Determinación de las fracciones SARA de asfaltos colombianos envejecidos al medio ambiente empleando cromatografía líquida en columna. P. 7.

A partir del índice de inestabilidad coloidal, se puede establecer la estabilidad para formar precipitados de asfaltenos de un hidrocarburo de la siguiente manera:

- CCI < 0.7 indica que los asfaltenos son estables en el medio, por lo que es improbable que se presenten problemas de precipitación.

¹²³ BUENROSTRO-GONZALES, E., GROENZIN, H., MULLINS, O. C., The overriving chemical principles that define asphaltene. 2001.

- $0.7 > CCI < 0.9$ indica que existe alguna incertidumbre sobre la estabilidad de los asfáltenos, por lo que es recomendable verificar otros factores que interfieran en la formación de emulsiones.
- $CCI > 0.9$ indica que los asfáltenos son inestables en el medio, por lo que es muy probable que se muestren problemas de precipitación.

3.3.2.2 Análisis del número de acidez total (TAN). Se define como la cantidad de miligramos requeridos de hidróxido de potasio (KOH) para lograr neutralizar la acidez de un gramo de crudo. Si un petróleo crudo contiene un TAN > 0.7 , se puede decir que el crudo es ácido, permitiendo favorecer la estabilidad de la emulsión, debido a que los ácidos tienen la característica de ser un surfactante natural. Si el crudo se encuentra conformado por la presencia de grupos ácidos como lo son los nafténicos, tioles y mercaptanos, estos incrementan la polaridad de las fracciones más pesadas del crudo, permitiendo la precipitación de partículas en el medio.

3.3.3 Análisis SARA del crudo Castilla. A continuación, en la **Tabla 8.**, se presenta la composición de una muestra de crudo del Campo Castilla, con la concentración correspondiente a cada componente. Los valores dados del análisis S.A.R.A (%Saturados, %Aromáticos, %Resinas y %Asfaltenos), son empleados para el cálculo del Índice de Inestabilidad Coloidal del crudo.

Tabla 8. Composición del crudo Castilla.

COMPUESTO	CONCENTRACIÓN (mg/L)
N ₂	0.0843
CO ₂	0.1304
C1	1.2282
C2	0.6532
C3	1.0418
iC4	0.5504
nC4	1.2246
iC5	1.0368
nC5	1.0802
C6	2.1569
C7+	90.81
Saturados (%peso)	18.2390
Aromáticos (%peso)	23.0440
Resinas (%peso)	43.4460
Asfáltenos (%peso)	15.2710
°API	13.4
Densidad (g/cc)	0.9822

Fuente: HERRERA PÉREZ, Cristian D. Modelo de estabilidad de asfáltenos como herramienta para predecir el daño de formación en pozos productores de petróleo con alto contenido de CH₄, CO₂ o N₂. Universidad Nacional de Colombia. 2015.

4. METODOLOGÍA TEÓRICA PARA LA FORMULACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

En el presente capítulo, se presenta la metodología teórica planteada para la selección adecuada de los aditivos del fluido de perforación, teniendo en cuenta diferentes parámetros, como: composición del agua de formación y del crudo, tipo de arcillas presentes en la formación productora, presión y temperatura actual del yacimiento, entre otros (Ver **Figura 13**).

Para evaluar la viabilidad de emplear cada tipo de aditivo, se proponen diferentes matrices de selección, para determinar la compatibilidad entre los componentes del agua de formación, del crudo y de los minerales de la roca, con los diferentes aditivos propuestos. Estas matrices serán de la forma que se observa a continuación (ver **Figura 14**):

Figura 13. Plantilla Matriz de Selección

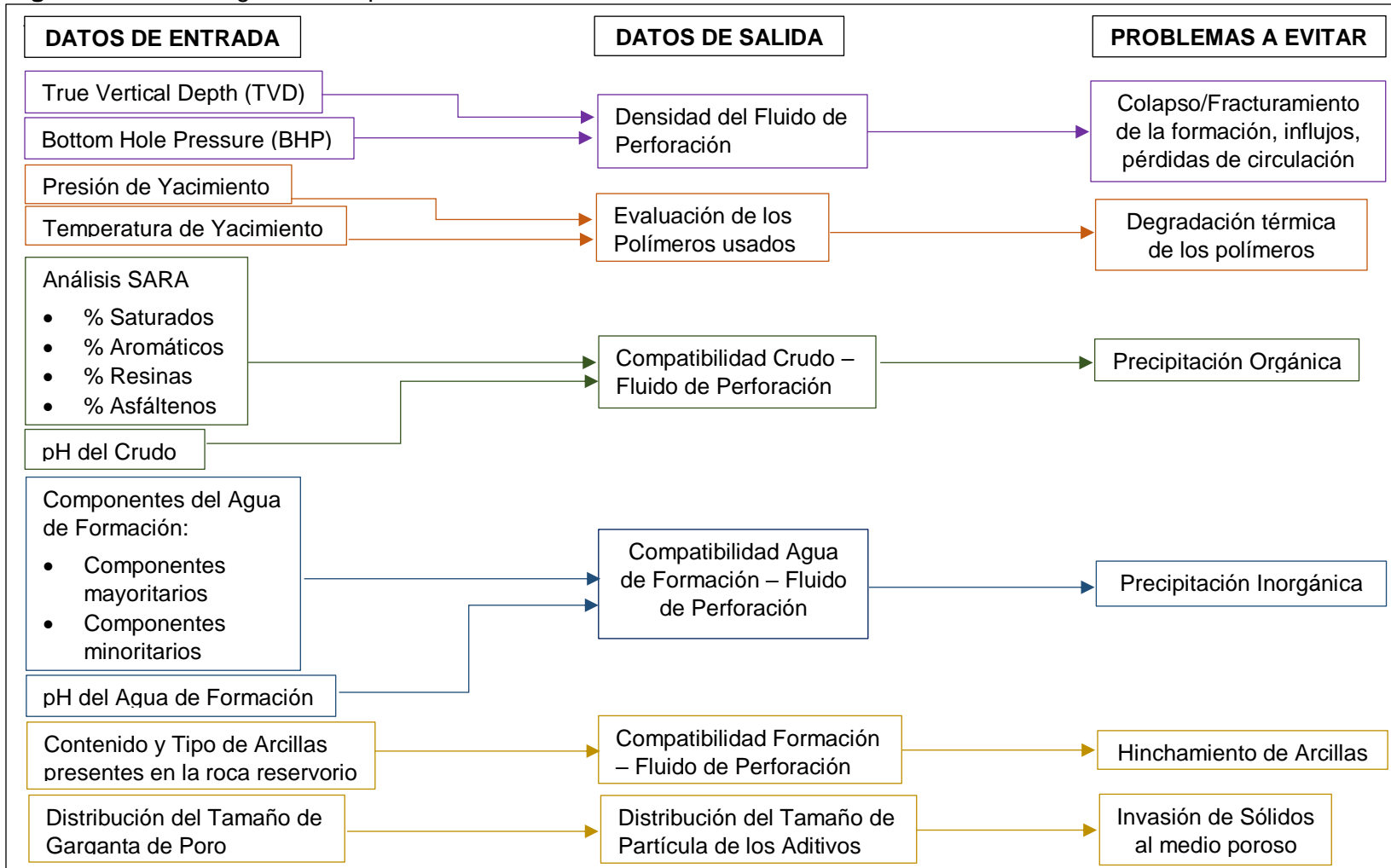
Matriz de selección			
Criterio	Alternativas		
	Solución propuesta A	Solución propuesta B	Solución propuesta C
A.			
B.			
C.			
D.			
E.			

Fuente: QUALITY PROGRESS, [en línea] [citado el 21 de agosto de 2018] Disponible en Internet: <http://asq.org/quality-progress/2011/06/back-tobasics/volviendo-a-los-fundamentos-una-herramienta-de-mucha-ayuda.html>. Modificado por los autores.

Una matriz de selección se define como una técnica de evaluación de alternativas o soluciones propuestas, a partir de la clasificación de diferentes criterios específicos que permiten la toma de decisiones en un caso de estudio.

Con base en lo anterior, la matriz planteada estará conformada por dos ejes (x , y), los cuales se relacionan entre sí, teniendo en cuenta la viabilidad entre cruce de ejes, es decir, el eje y estará conformado por los componentes del agua de formación, del crudo o de los minerales de la roca, mientras que, el eje x estará conformado por los posibles aditivos requeridos en la formulación del fluido de perforación (densificantes, inhibidores, viscosificantes, controladores de pH, LCM, etc), si la interacción entre los componentes y los aditivos, genera precipitados, se observará en la matriz un “**NO**”, que indica que no es recomendable la selección de dicho aditivo. A su vez, si en la matriz se observa un “**SI**”, indicará que el aditivo es compatible con el fluido de yacimiento, por lo que no generará precipitados.

Figura 14. Metodología Teórica para la formulación del Fluido de Perforación



Fuente: Elaboración propia.

4.1 DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD Y LA PRESIÓN HIDROSTÁTICA DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

La densidad del lodo es una propiedad que adquiere gran importancia durante la perforación, ya que, permite obtener el valor de la Presión Hidrostática, la cual, debe estar siempre dentro del rango correspondiente a la “Ventana Operativa” de la perforación, con el fin de que no se presenten problemas durante las operaciones, como influjos indeseados (si $P_{Hidrostatica} < P_{Poros}$) o fracturamiento de la formación y pérdidas de fluido (si $P_{Hidrostatica} > P_{Fractura}$).

La Presión Hidrostática puede ser calculada matemáticamente, multiplicando la densidad del fluido de perforación (Mud Weight, MW) por la profundidad vertical verdadera del pozo (True Vertical Depth, TVD):

$$P_{Hidrostatica} (psi) = 0,052 * TVD * MW$$

Si se cuenta con los valores mínimos y máximos de los rangos requeridos para la ventana operativa del fluido de perforación (Presión de Poro – Presión de Fractura), se puede determinar la Presión Hidrostática más adecuada que debe ejercer el fluido de perforación en el pozo, para controlar la presión de las formaciones que se vayan atravesando y evitar pérdidas de fluido, influjos, colapso o fracturamiento de las formaciones. Teniendo el valor de la Presión Hidrostática, se puede despejar la densidad del lodo de la ecuación anteriormente presentada:

$$MW (ppg) = \frac{P_{Hidrostatica}}{0,052 * TVD}$$

4.2 DETERMINACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE GARGANTA DE PORO

El método más aplicado que permite representar adecuadamente la distribución del diámetro de garganta de poro que predomina en todo el sistema poroso de una roca, está basando en el análisis de curvas de presión capilar, obtenidas a partir de la saturación del medio con una fase no mojante (Mercurio), permitiendo realizar una clasificación precisa de las pretrofacies a las cuales pertenece el medio a analizar.

La implementación de este método, permite generar una clasificación del diámetro de tamaño de garganta de poro teniendo en cuenta los percentiles (“Valores de la variable que dividen a un conjunto ordenado de los datos en 100 pares porcentualmente iguales”¹²⁴)

¹²⁴ Santillana. Los caminos del saber, Matemáticas 8.

De igual manera, existe una regla empírica frecuentemente implementada en la industria para calcular de manera rápida un diámetro de garganta de poro desconocido, consiste en tomar la raíz cuadrada de la permeabilidad en milidarcys (Ver **Ecuación 14**).

Ecuación 14. Cálculo del tamaño de garganta de poro

$$\text{Tamaño de garganta (Micrones)} = \sqrt{\text{Permeabilidad (mD)}}$$

Fuente. Baroid, Halliburton Company. Manual de fluidos. Año 2000. P.100

4.2.1 Determinación del tamaño de partícula de los aditivos sólidos. El tamaño de partícula de los aditivos que tienden a formar el revoque, se estipula según los resultados de la distribución del tamaño de garganta de poro obtenidos de las pruebas PPT (Plug Permeability Test) realizadas a la muestra de roca a analizar, y teniendo en cuenta algunos criterios (**Tabla 9**) como lo es el método de Vickers, o la Regla de Abram:

Tabla 9. Criterios para la selección del tamaño de partícula de los aditivos sólidos.

Percentiles del Tamaño de Partícula	Método de Vickers	Método de Abram
D10	>garganta más pequeña	1/3 mayor al d10
D25	1/7 mayor a la garganta mediana	-
D50	~1/3 mayor a la garganta media	≥1/3 mayor al d50
D75	<2/3 mayor de la garganta más grande	-
D90	= garganta más grande	1/3 mayor al d90

Fuente: VICKERS, Stephen, COWIE, Martin. A new methodology that surpasses current bridging theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in a natural reservoir formations. 2006. Modificado por los autores.

Regla del tercio¹²⁵:

- Si el diámetro promedio de las partículas es mayor a 1/3 del diámetro promedio de los poros, se formará un revoque externo sobre la cara de la formación.
- Si el tamaño de la partícula está entre 1/3 Y 1/7 del diámetro promedio de poro, se formará un revoque interno, este sería el peor escenario dado que se encuentra dentro del radio crítico.
- Si las partículas son menores a 1/7 del diámetro, entran en la red de poros sin generar obstrucción, todo depende de la concentración de las partículas.

¹²⁵ VAN EVERDINGEN, A. "The skin effect and its influence on the productive capacity of a well," Journal of petroleum technology, vol. 5, 1953, pp. 171-176.

4.3 TIPOS DE ADITIVOS QUE SE DEBEN ADICIONAR A LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación base agua, consisten en una mezcla homogénea de sólidos, líquidos y químicos, siendo el agua la fase continua. Los sólidos, pueden ser activos o inactivos. Los sólidos activos (hidrofílicos), como las arcillas hidratables, reaccionan con el agua y con los químicos disueltos en ella, haciendo al fluido más viscoso. Los sólidos inertes o inactivos (hidrofóbicos), como los densificantes o los LCM, no reaccionan con el agua ni con los químicos disueltos, en ningún grado significativo.¹²⁶

Una gran variedad de aditivos para los WBM son usados hoy en día. Arcillas u otros viscosificantes, polímeros, densificantes, controladores de pérdida de filtrado, dispersantes o adelgazantes, materiales para el control de pérdidas de circulación (LCM), surfactantes, controladores de pH, inhibidores de arcillas y bactericidas, son los tipos más comunes de aditivos empleados. A continuación (**Cuadro 4**), se nombran los principales aditivos que se adicionan a los fluidos de perforación de yacimiento. Estos aditivos, serán ingresados en la matriz de selección, para evaluar la viabilidad de las formulaciones que realice el usuario.

Cuadro 4. Aditivos ingresados en la matriz de selección.

TIPO DE ADITIVOS	NOMBRES
Densificantes	Barita, Carbonato de Calcio, Hematita.
Viscosificantes	Bentonita, Goma Xántica, Goma Welan.
Controladores de Filtrado	Almidón de papa, almidón de maíz, Carboximetilcelulosa, Poliacrilato de Sodio, Celulosa Polianiónica, Hidroxietilcelulosa.
Controlador de pH	Hidróxido de Calcio, Bicarbonato de Sodio, Soda Cáustica, Óxido de Magnesio, Hidróxido de Potasio.
Inhibidores de Arcilla	Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada, Cloruro de Potasio, Poliacrilato de Sodio, Copolímero de Ácido Acrílico, Silicato de Sodio, Poliaminas.
LCM	Cascarilla de Arroz, Cascarilla de Nuez, Fibra Celulosa, Mica, Carbonato de Calcio.
Bactericida	Glutaraldehido

Fuente. Elaboración propia.

¹²⁶ CONSPETROL LTDA. Manual Básico de Control de Pozos Petroleros. 2011. p. 99.

4.4 ADITIVOS EMPLEADOS EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN DEL CAMPO CASTILLA

A continuación (**Cuadro 5**), se muestran los principales aditivos adicionados en la formulación de los fluidos de perforación del Campo Castilla:

Cuadro 5. Aditivos empleados en los fluidos de perforación del Campo Castilla.

TIPO DE ADITIVOS	NOMBRE
Agente Controlador de Filtrado	Celulosa Polianiónica (PAC), Almidones
Agente Puenteante y densificante	Fibra Celulosa (LCM) /Carbonato de Calcio
Viscosificante	Goma Xántica
Controlador de pH	Soda Cáustica
Lubricante	De origen vegetal
Bactericida	Glutaraldehido
Inhibidores	Poliamina

Fuente: Ecopetrol S.A. 2018.

5. MATRIZ PARA LA SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

En el siguiente capítulo se describirá el procedimiento para la ejecución de la matriz de selección realizada en formato Excel, así como, la explicación de los diferentes módulos o secciones que la componen. Adicionalmente, se presenta un análisis para los fluidos del campo Castilla.

5.1 PROCEDIMIENTOS PARA LA EJECUCIÓN DE LA MATRIZ

Al iniciar el formato en Excel de la matriz, aparece la ventana de la portada (**Figura 15**), donde se selecciona el pozo a evaluar, o se cargan nuevos pozos, ya sea al campo Castilla, o a otros campos que se deseen agregar.

Figura 15. Portada de la Matriz de Selección.

Matriz para la selección de un fluido de perforación base agua, para prevenir el daño a la formación.

CAMPO CASTILLA
(Seleccione el pozo)
Castilla 02

OTROS CAMPOS
(Seleccione el pozo)

AGREGAR POZOS AL CAMPO CASTILLA MODIFICAR VALORES DEL CAMPO CASTILLA AGREGAR NUEVOS POZOS DE OTROS CAMPOS MODIFICAR VALORES DE OTROS CAMPOS

INICIAR PARA CASTILLA INICIAR PARA OTROS CAMPOS

ecopETROL Fundación Universidad de América

Fuente: Elaboración propia.

En la portada se tienen tres opciones diferentes de ejecución, tanto para el campo Castilla como para otros Campos:

- A.** Si la matriz ya posee la información del pozo a ser analizado (caso de los pozos cargados para el campo Castilla), se debe seleccionar en el menú desplegable, el pozo de interés y, dar click en el botón “Iniciar para Castilla” ó “Iniciar para Otros Campos”.

Aparece, entonces, otra sección, donde se pueden observar los diferentes parámetros iniciales cargados para el pozo seleccionado (ver **Figura 16**).

Como se mencionó anteriormente, la matriz se encuentra cargada con 21 pozos del campo Castilla, cada uno con información que incluye: datos referentes a la composición química del agua de formación, pH del agua de formación y profundidad en TVD al tope de las formaciones. Adicionalmente, se cuenta con los resultados del análisis S.A.R.A de una muestra de crudo de este campo; estos datos se emplearon para evaluar la estabilidad de los asfaltenos en el crudo, para todos los pozos previamente mencionados.

En esta sección, también se encuentra la opción para hallar el valor promedio del tamaño de garganta de poro, a partir de la permeabilidad del reservorio, en el caso que no se cuente con los datos de la distribución de tamaños (D10, D50 y D90) obtenidos de pruebas de laboratorio en núcleos.

- B.** Si la matriz no posee los datos de los pozos a ser analizados para el campo Castilla o para otros campos, dar click en el botón “Agregar pozos al campo Castilla” o “Agregar nuevos pozos de otros Campos”.

Aparecerá, una ventana (ver **Figura 17**) que permite ingresar los valores de:

- Nombre del pozo
- Profundidad en TDV
- Composición del agua de formación
- Datos del análisis S.A.R.A
- Información de la roca yacimiento

Los campos que aparecen con un asterisco, son de carácter obligatorio, por lo que, si no se ingresan, no es posible continuar con la operación de agregar un nuevo pozo.

Para almacenar la nueva información en la matriz, se da click en el botón “Guardar”.

Figura 16. Parámetros Iniciales para los pozos del Campo Castilla.

POZO		Castilla 08	
Propiedades petrofísicas y datos de pozo		Análisis SARA del crudo	
Permeabilidad (mD)	0	Saturados (fracción)	0.18239
Porosidad (fracción)	0.00%	Aromáticos (fracción)	0.23044
TVD (ft)	6638	Resinas (fracción)	0.43446
Presión (psi)	2800	Asfaltenos (fracción)	0.15271
Arcillas Presentes			
Tamaño de garganta de poro			
Tamaño de garganta promedio (Micrones)		Distribución Tamaño de Garganta de Poro (µm)	
INGRESAR VALOR DE PERMEABILIDAD		Tamaño menor de garganta de poro	25
		Tamaño medio de garganta de poro	40
		Tamaño mayor de garganta de poro	105
Características del agua de formación			
VARIABLE	UNIDADES	VALOR	
pH	Adimensional	6.43	
Temperatura de Análisis	°C	80	
TDS	mg/L	620.38	
COMPUESTOS OBLIGATORIOS			
Calcio	mg/L Ca ⁺²	31.63	
Bicarbonatos	mg/L HCO ₃ ⁻	91.50	
Carbonatos	mg/L mg CO ₃ ²⁻	0.00	
Magnesio	mg/L Mg ⁺²	4.04	
COMPUESTOS OPCIONALES			
Cloruros	mg/L Cl ⁻	271.00	
Sulfatos	mg/L SO ₄ ²⁻	3.64	
Sodio	mg/L Na ⁺	151.30	
Potasio	mg/L K ⁺	1.09	
Dioxido de carbono	mg/L CO ₂	25.00	
Hierro (+2)	mg/L Fe ⁺²	9.00	
Bario	mg/L Ba ⁺²	1.69	
Estroncio	mg/L Sr ⁺²	1.34	
Óxido de Silicio	mg/L SiO ₂	54.10	

Fuente: Elaboración propia.

Figura 17. Ventana para agregar nuevos pozos de otros Campos.

The screenshot shows a software window titled "Agregar Nuevo Pozo a Otros Campos" with a close button (X) in the top right corner. The window has a teal background and contains several input fields and sections:

- Nombre del Pozo:** A text input field.
- * Campos Obligatorios:** A label indicating required fields.
- * Profundidad TVD (ft):** A text input field.
- DATOS SOBRE EL AGUA DE FORMACIÓN:** A section containing a list of chemical and physical parameters, each with a corresponding input field:
 - Fe++ (mg/L)
 - * Mg++ (mg/L)
 - * Ca++ (mg/L)
 - Na+ (mg/L)
 - Cl- (mg/L)
 - * HCO3- (mg/L)
 - SO4= (mg/L)
 - * CO3- (mg/L)
 - K+ (mg/L)
 - Ba++ (mg/L)
 - Sr++ (mg/L)
 - SiO2 (mg/L)
 - CO2 (mg/L)
 - * pH
- DATOS SOBRE EL CRUDO:** A section containing four input fields:
 - Gravedad API (°)
 - * Saturados (fracción)
 - * Aromáticos (fracción)
 - * Resinas (fracción)
 - * Asfáltenos (fracción)
- DATOS DE LA ROCA YACIMIENTO:** A section containing seven input fields and a radio button group:
 - * Permeabilidad (mD)
 - Porosidad (%)
 - * Presión (psi)
 - * Temperatura (°C)
 - Tamaño garganta de poro (D10)
 - Tamaño garganta de poro (D50)
 - Tamaño garganta de poro (D90)
 - Arcillas presentes: SI NO
- Buttons:** "Guardar" and "Cancelar" buttons at the bottom.

Fuente: Elaboración propia.

- C. Si se desea modificar o actualizar los valores previamente ingresados a la matriz, se da click en el botón “Modificar valores del campo Castilla” o “Modificar valores de otros Campos”.

Aparece, entonces, una sección que permite realizar modificaciones a los datos existentes de los pozos, cargados anteriormente en la matriz, como lo muestra la **Figura 18**.

Figura 18. Sección para observar y modificar los datos de los pozos existentes en la matriz.

POZO		AGUA DE FORMACIÓN CAMPO CASTILLA														
Nombre pozo	Profundidad TYD(ft)	Cationes Comunes(mg/l)				Aniones Comunes (mg/l)				Otros componentes (mg/l)			SiO2 (mg/l)	CO2 (mg/l)	pH	TDS (mg/l)
		Fe++	Mg++	Ca++	Na+	Cl-	HCO3-	SO4=	CO3-	K+	Ba++	Sr++				
Castilla 02	6617.00	1.00	3.90	34.00	336.00	430.00	316.00	21.10	0.10	13.80	0.40	0.90	44.50	18.00	8.90	1201.60
Castilla 08	6638.00	3.00	4.04	31.63	151.30	271.00	31.50	3.64	0.00	1.09	1.69	1.34	54.10	25.00	6.43	620.38
Castilla 13	6442.00	4.00	2.40	18.20	218.90	195.60	308.80	35.30	0.00	16.30	0.60	0.21	50.70	30.00	7.24	850.00
Castilla 30	7204.00	3.00	1.89	22.11	66.34	72.00	175.40	4.06	0.00	15.34	2.03	0.50	80.60	30.00	6.74	446.78
Castilla Norte 44	7665.00	0.20	1.13	14.01	51.00	49.60	39.10	1.00	0.00	5.31	0.35	0.14	59.20	10.00	8.90	280.59
Castilla 53	6737.00	0.60	1.79	15.21	70.11	85.50	95.30	1.00	0.00	5.84	1.03	0.71	52.70	10.00	7.33	329.79
Castilla 56	6722.00	5.00	0.47	7.49	21.75	13.30	61.00	2.69	0.00	2.72	0.19	0.06	57.20	10.00	7.33	171.84
Castilla Norte 33	8007.00	0.00	0.52	6.85	18.20	3.22	56.00	1.00	0.00	4.47	0.13	0.05	58.80	11.00	7.06	155.26
Castilla Norte 53	7510.00	3.00	0.69	7.99	15.60	10.60	54.00	1.00	0.00	4.07	0.37	0.09	56.40	12.00	6.59	153.83
Castilla Norte 54	7434.00	2.00	1.25	11.39	35.86	39.00	61.00	2.62	0.00	4.36	0.85	0.33	57.00	12.00	6.69	215.65
Castilla Norte 55	8055.00	2.00	1.88	16.90	63.99	30.50	61.00	1.00	0.00	5.63	1.25	0.56	59.40	15.00	6.65	304.09
Castilla Norte 56	7724.00	4.00	0.68	8.18	19.00	11.40	56.00	6.78	0.00	4.44	0.48	0.08	56.70	14.00	6.44	167.70
Castilla 09	6242.00	1.50	1.30	17.54	59.95	39.50	76.30	6.28	0.00	7.37	0.86	0.59	60.60	14.00	6.86	331.80
Castilla 01	6187.00	0.30	4.90	39.40	738.90	531.00	376.00	159.00	0.00	40.50	0.40	1.40	58.00	10.00	7.55	2550.00
Castilla 21	6343.50	0.40	5.89	60.48	163.90	389.00	106.80	8.20	0.00	12.05	1.51	2.38	56.30	10.00	7.42	806.95
Castilla Norte 31	7474.50	0.80	1.90	19.30	146.10	207.00	160.00	22.60	0.00	3.00	0.70	0.50	53.60	16.00	7.16	622.00
Castilla 04	6440.50	0.10	1.00	12.08	76.56	72.00	122.00	13.40	0.00	6.72	0.66	0.29	58.70	10.00	7.22	363.50
Castilla 23	6460.00	0.10	2.44	23.87	177.00	224.00	244.00	26.60	0.00	11.67	0.44	0.94	48.60	10.00	7.57	759.67
Castilla Norte 01	6539.00	3.00	2.30	18.70	70.00	101.00	69.00	6.00	0.00	8.90	1.00	1.10	54.10	15.00	6.85	334.00
Castilla Norte 07	6885.00	0.10	1.37	11.56	58.19	60.00	39.10	10.70	0.00	5.72	0.64	0.23	62.90	16.00	6.97	310.46
Castilla Norte 08	6919.50	0.20	2.41	21.56	288.80	263.00	495.60	48.70	0.00	17.28	0.45	0.73	48.30	20.00	7.27	1193.06

Fuente: Elaboración propia.

NOTA. Una vez que todos los datos de entrada se encuentren cargados en la matriz, se podrán realizar los respectivos análisis al agua de formación y al crudo, con el fin de lograr determinar las tendencias que presentan estos fluidos a precipitar compuestos inorgánicos u orgánicos. De igual forma, se podrá realizar el cálculo de la distribución del tamaño de partícula de los aditivos sólidos, que se adicionen al fluido de perforación.

5.2 CÁLCULOS REALIZADOS POR LA MATRIZ

La Matriz, está programada para realizar diferentes cálculos. A continuación, se explican los módulos correspondientes:

5.2.1 Cálculos para el Agua de Formación. A partir de los índices de Langelier y Ryznar es posible determinar la tendencia incrustante o corrosiva del agua de formación, los cálculos de estos índices se presentan en la siguiente sección (**Figuras 19 y 20**).

Figura 19. Cálculo de los valores de dureza y alcalinidad del agua de formación.

DUREZA		
Parámetros de los que depende: Ca, Mg		
Calcio	meq Ca ²⁺ /L	1.70
Magnesio	meq Mg ²⁺ /L	0.32
Dureza	mg CaCO ₃ /L	100.87

ALCALINIDAD		
Parámetros de los que depende: HCO ₃ , CO ₃		
Bicarbonatos	mg HCO ₃ ⁻ /L	316.00
Carbonatos	mg CO ₃ ²⁻ /L	0.10
ALCALINIDAD	mg CaCO ₃ /l	259.38

Fuente: Elaboración propia.

Figura 20. Cálculo de los Índices de Langelier y Ryznar.

ÍNDICE DE LANGELIER (LSI)		
Parámetros de los que depende: pH, CE, Ca, HCO ₃ , CO ₃ , factor		
$LSI = pH_{inicial} - pH_{@satdeCaCO3}$		
$pH_{@satdeCaCO3} = (9.3 + A + B) - (C - D)$		
$A = \frac{\log(TDS) - 1}{10}$		
$B = -13.12 * \log(^{\circ}C + 273,2) + 34.55$		
$C = \log[Dureza\ C\acute{a}lcica] - 0.4$		
$D = \log[Alcalinidad]$		
TDS	mg/l	1201.60
Ca	mg CaCO ₃ /l	34.00
Alk	mg CaCO ₃ /l	259.38
A	f(TDS)	0.21
B	f(T)	2.58
C	f(Ca)	1.6
D	f(Alk)	2.41
pHs	f(A,B,C,D)	12.90
LSI		-4.00

ÍNDICE DE RYZNAR (RSI)		
Parámetros de los que depende: pH, CE, Ca, HCO ₃ , CO ₃ , factor TDS, T		
$RSI = 2pHs - pH$		
RSI		16.90

Fuente: Elaboración propia.

5.2.2 Cálculo para el Crudo. El cálculo del Índice de Inestabilidad Coloidal, se muestra en la sección de Análisis del Crudo (**Figura 21**):

Figura 21. Análisis S.A.R.A del crudo (IIC).

Saturados (fracción)	0.18239	
Aromáticos (fracción)	0.23044	
Resinas (fracción)	0.43446	
Asfaltenos (fracción)	0.15271	
Índice de Inestabilidad Coloidal (IIC)	0.50398556	Crudo Estable

Fuente: Elaboración propia.

5.2.3 Cálculos para el Fluido de Perforación. En la sección de “Parámetros del Fluido de Perforación” (ver **Figura 22**), se pueden observar los valores calculados para la densidad recomendada del fluido de perforación en la zona de interés (teniendo en cuenta la presión del yacimiento) y la distribución del tamaño de partícula de los aditivos. Adicionalmente, se permite la selección de los diferentes tipos de aditivos (se muestran los más conocidos) y se muestra el tipo de agua de formación presente (de acuerdo a los iones más abundantes).

Figura 22. Sección del Diseño del Fluido de Perforación.

DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN			
CASTILLA	Pozo	TVD (ft)	Presión (Psi)
		Castilla 08	6638
DENSIDAD DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN			
Densidad Requerida del lodo (ppg)	9.415486592		
Distribución del Tamaño de partícula de los aditivos (µm)			
33.33333333	---	105.3333333	
Tipo de agua de formación			
Cloruradas y/o sulfatadas Sódicas			
SELECCIÓN DE TIPOS DE ADITIVOS			
Tipo de aditivo	Compuesto		
Densificante	Hematita		
Viscosificante	Goma Xantica		
Controlador de pH	Soda Caustica		
Controlador de Bacterias	Glutaraldehido		
Controlador de Filtrado	Carboximetilcelulosa (CMC)		
LCM	Casarilla de Arroz		
Inhibidor de Arcilla			

Fuente: Elaboración propia.

Cabe aclarar, que para el cálculo de la densidad recomendable para el fluido de perforación, se tiene en cuenta un factor de seguridad de sobrebalance de 250 psi, con el fin de asegurar el control del pozo; lo anterior, aparece como un cuadro de información en la celda que indica la densidad recomendada del fluido de perforación (ver **Figura 23**).

Figura 23. Cuadro de información para indicar el valor del factor de seguridad de la presión.

DENSIDAD DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	
Densidad Requerida del lodo (ppg)	Autor: Para lograr determinar la densidad del lodo requerido para perforar la zona de interés, se tiene en cuenta la presión del yacimiento más un factor de seguridad de 250 psi (Valor promedio generado durante las operaciones de suaveo)
Distribución del	
33.33333333	
SELECCIÓN DE TIPOS DE ADITIVOS	

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, luego de haber seleccionado los diferentes aditivos deseados, se procede a generar el análisis de compatibilidad entre los fluidos alojados en el yacimiento y los componentes del fluido de perforación. Este análisis se realiza, mediante la evaluación de los índices de Langelier y Ryznar y del índice de Inestabilidad Coloidal; estos valores permiten identificar si existe la posibilidad de que se formen precipitados inorgánicos y orgánicos en el yacimiento.

5.3 SECCIÓN DE ANÁLISIS

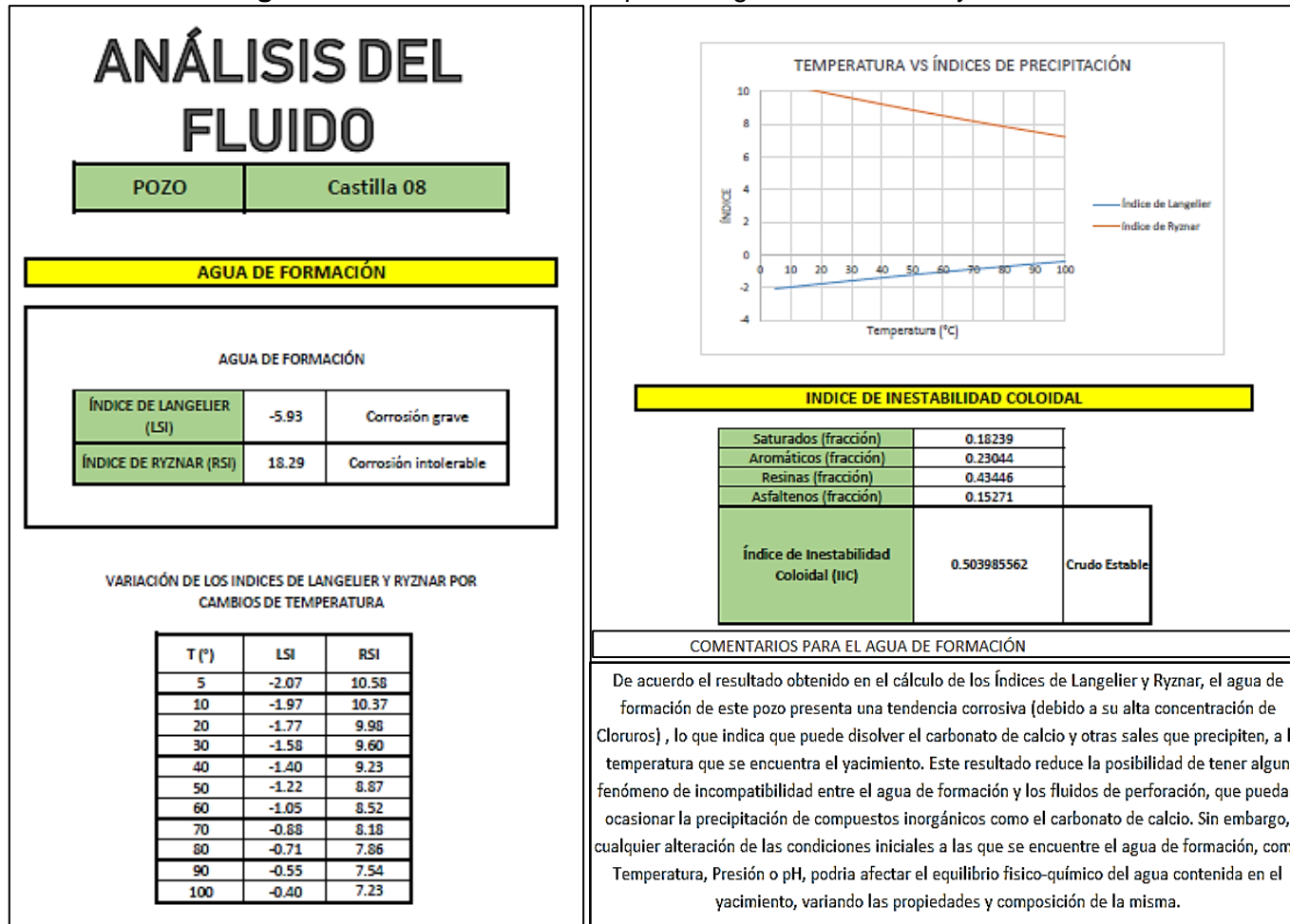
En esta sección (ver **Figuras 24 y 25**), se puede observar una recopilación de los diferentes resultados obtenidos para el crudo y el agua de formación; se realizan diferentes comentarios y recomendaciones con respecto al tipo de agua y crudo presentes. Para el agua de formación, se observa una gráfica de variación de los índices de Langelier y Ryznar en función de la temperatura.

Adicionalmente, se tiene una gráfica de distribución del tamaño de partícula de los aditivos sólidos del fluido de perforación, para identificar el rango de diámetros recomendables.

Finalmente, se presenta un análisis de los aditivos del fluido de perforación, indicando si los compuestos seleccionados por el usuario son o no, recomendables, de acuerdo a su compatibilidad con los fluidos y la roca yacimiento.

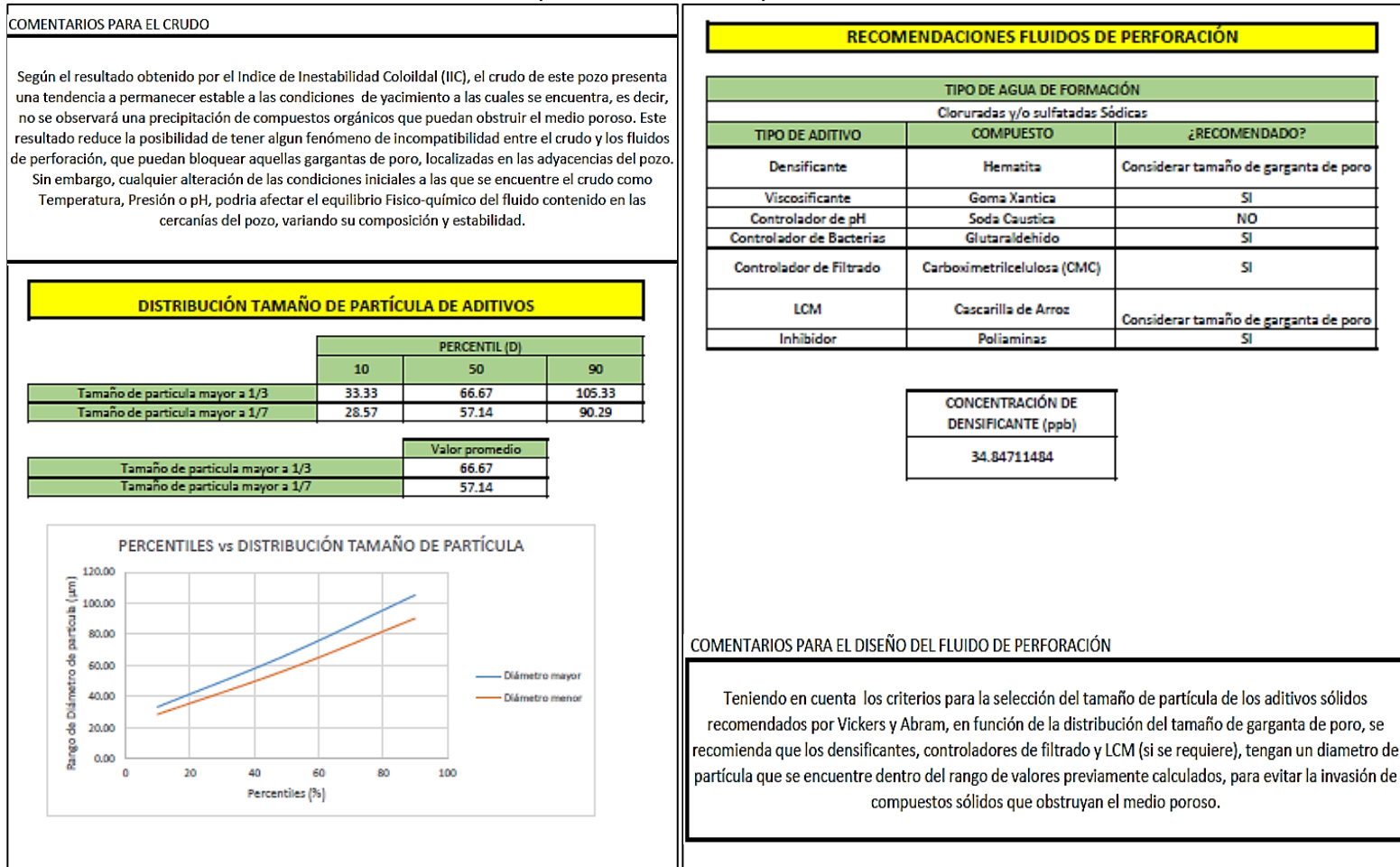
En la matriz, se tiene la opción de generar el análisis en formato PDF, para una mejor lectura del mismo, como se muestra en las **Figuras 24 y 25**.

Figura 24. Sección de análisis para el agua de formación y el crudo.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 25. Sección de análisis para la distribución del tamaño de partícula de los aditivos sólidos y recomendaciones para los fluidos de perforación.



Fuente: Elaboración propia.

5.4 ANÁLISIS PARA EL CAMPO CASTILLA

A partir de la información encontrada para el campo Castilla, se pudo emplear la matriz para realizar los diferentes cálculos que indican la tendencia del agua y del crudo a formar, o no, precipitados orgánicos o inorgánicos en el yacimiento. De igual forma, se pudo determinar la compatibilidad de los diferentes tipos de aditivos del fluido de perforación, con el agua de formación, para, finalmente, realizar una recomendación de los aditivos que se pueden utilizar en la formulación del fluido.

5.4.1 Análisis del Agua de Formación del Campo Castilla. Con la información de las propiedades y la composición del agua de formación de los 21 pozos del campo Castilla, se logró calcular la dureza y alcalinidad de las diferentes muestras de agua y, con estos valores, se obtuvieron los Índices de Langelier y Ryznar, como se muestra en la **Tabla 10**.

A partir del índice de Langelier (LSI), previamente calculado para el agua de cada pozo, se puede predecir la tendencia que presenta la misma, a precipitar carbonato de calcio a cierta temperatura; en este orden de ideas, es importante aclarar que, si el pH medido en el agua es mayor que su pH de saturación de carbonato de calcio (pH_s), resulta en un valor positivo para el índice de Langelier, indicando que el agua de formación presenta una tendencia a formar incrustaciones de $CaCO_3$; sin embargo, si el pH medido en el agua es menor que su pH de saturación (pH_s), se tiene como resultado un valor negativo para este índice, y el agua formación tendrá una tendencia corrosiva.

Adicionalmente, el índice de Ryznar (RSI), permite corroborar el dato obtenido por el índice de Langelier al ser más sensible a predecir la formación de precipitados de carbonato de calcio.

Con base a lo anterior, el agua de formación del Campo Castilla, presenta una tendencia fuertemente corrosiva (debido a sus altas concentraciones de Cloruros) permitiendo disolver el carbonato de calcio a la temperatura que se encuentra el yacimiento, por lo que no se tendrá una alta probabilidad de formación de precipitados inorgánicos en el medio poroso, a las condiciones actuales ($T=198^\circ F$). Sin embargo, al presentarse una disminución de la temperatura del yacimiento, como consecuencia de la producción, es posible que el agua de formación pase a tener una tendencia incrustante, lo que facilitaría la formación de precipitados inorgánicos con alto potencial de bloquear las gargantas de poro localizadas en las adyacencias del pozo. Por lo anterior, no es recomendable emplear aditivos a base de cloruros o bicarbonatos, ya que, al aumentar la concentración de estos iones en el agua de formación y, al presentarse decrementos en la temperatura del yacimiento, se pueden formar precipitados de sales insolubles.

Tabla 10. Resultados de LSI y RSI para el agua de formación del campo Castilla.

Nombre pozo	Dureza	Alcalinidad	LANGELIER	RYZNAR	CLASIFICACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN
			LSI	RSI	
Castilla 02	100.867	259.377	-2.538	13.658	Clorurada sódica
Castilla 08	95.529	75.056	-4.305	15.041	Clorurada sódica
Castilla 13	55.278	253.304	-4.275	15.790	Bicarbonatada sódica
Castilla 90	62.936	143.878	-4.445	15.630	Tipo bicarbonato
Castilla Norte 44	39.601	81.290	-2.218	13.336	Bicarbonatada sódica
Castilla 53	45.309	78.173	-3.720	14.769	Tipo bicarbonato
Castilla 56	20.620	50.037	-3.839	15.009	Bicarbonatada sódica
Castilla Norte 33	19.229	45.936	-4.098	15.256	Bicarbonatada sódica
Castilla Norte 53	22.772	44.295	-4.479	15.547	Bicarbonatada sódica
Castilla Norte 54	33.558	50.037	-4.278	15.246	Tipo bicarbonato
Castilla Norte 55	49.896	50.037	-4.160	14.971	Clorurada sódica
Castilla Norte 56	23.205	45.936	-4.640	15.720	Bicarbonatada sódica
Castilla 09	49.108	62.588	-4.058	14.977	Tipo clorurado
Castilla 01	118.451	800.599	-4.181	15.913	Bicarbonatada sódica
Castilla 21	175.117	87.607	-3.131	13.682	Clorurada sódica
Castilla Norte 31	55.966	131.246	-4.050	15.261	Tipo clorurado
Castilla 04	34.252	100.075	-4.063	15.345	Bicarbonatada sódica
Castilla 23	69.589	200.150	-3.738	15.046	Tipo bicarbonato
Castilla Norte 01	56.114	56.600	-3.967	14.784	Clorurada sódica
Castilla Norte 07	34.476	81.290	-4.213	15.395	Tipo bicarbonato
Castilla Norte 08	63.702	406.534	-4.403	16.077	Bicarbonatada sódica

Fuente: Elaboración propia.

Cabe agregar que, según las concentraciones de aniones y cationes presentes en el agua de formación, se puede realizar una clasificación de la misma, según el (los) compuesto(s) con mayor cantidad de materia por litro de solución. Este análisis permitió clasificar el agua de formación proveniente de los 21 pozos cargados en la matriz, arrojando los siguientes resultados:

- Los compuestos con mayor concentración, presentes en el agua de formación, son: Aniones de Cloruro (Cl^-) y Bicarbonato (HCO_3^-) junto a los Cationes de Sodio (Na^+).
- Existen cinco pozos con un agua de formación tipo Clorurada Sódica (Castilla 02, Castilla 08, Castilla Norte 55, Castilla 21 y Castilla Norte 01).

- Existen nueve pozos con un agua de formación tipo Bicarbonatada Sódica (Castilla 13, Castilla Norte 44, Castilla 56, Castilla Norte 33, Castilla Norte 53, Castilla Norte 56, Castilla 01, Castilla 04 y Castilla Norte 08,).
- Existen cinco pozos con agua de formación tipo Bicarbonato (Castilla 90, Castilla 53, Castilla Norte 54, Castilla 23 y Castilla Norte 07).
- Existen 2 pozos con un agua de formación tipo Clorurado (Castilla 09 y Castilla Norte 31).
- Según los valores calculados de dureza, once (11) tipos de agua pueden clasificarse como blandas (Dureza menor a 50 mg/L): (Castilla Norte 44, Castilla 53, Castilla 56, Castilla Norte 33, Castilla Norte 53, Castilla Norte 54, Castilla Norte 55, Castilla Norte 56, Castilla 09, Castilla 04 y Castilla Norte 07).
- Según los valores calculados de dureza, nueve (9) tipos de agua pueden clasificarse como intermedias (Dureza entre 50 mg/L y 150 mg/L): (Castilla 02, Castilla 08, Castilla 13, Castilla 90, Castilla 01, Castilla Norte 31, Castilla 23, Castilla Norte 01 y Castilla Norte 08).
- Según los valores calculados de dureza, un (1) tipo de agua puede clasificarse como dura (Dureza mayor a 150 mg/L): (Castilla 21).
- Como todas las aguas de formación evaluadas, presentan valores de pH entre 6 y 9, la principal especie carbonatada que predomina en este intervalo es el HCO_3^- , por lo que la alcalinidad se equipara a la concentración de este anión, y no a la concentración de $\text{CO}_3^{=}$.

5.4.2 Análisis de la muestra de crudo del campo Castilla. A partir del análisis S.A.R.A encontrado para una muestra de crudo del campo Castilla, se logró calcular el Índice de Inestabilidad Coloidal de este fluido, como se muestra en la **Tabla 11**.

Tabla 11. Análisis SARA y resultado del IIC de la muestra de crudo Castilla.

ASFALTENOS	SATURADOS	AROMÁTICOS	RESINAS
15.271%	18.235%	23.044%	43.446%
Asfaltenos + saturados		Aromáticos + Resinas	
33.506%		66.490%	
INDICE DE INESTABILIDAD COLOIDAL (IIC)		COMPOSICIÓN	
33.506 / 66.490 = 0.5		Crudo estable	

Fuente: Elaboración propia.

La estabilidad del crudo está en función de las fuerzas electrostáticas que tienden a generar cierto grado de repulsión entre las partículas coloidales presentes en el

fluido; sin embargo, si las fuerzas de atracción que dan lugar al agrupamiento de dichas partículas, son considerablemente mayores a las de repulsión (por fuerzas de Van der Waals o fuerzas de gravedad), se presentará una inestabilidad en los asfaltenos que conforman el crudo, facilitando la precipitación de partículas orgánicas.

Dicho lo anterior, a partir de los resultados obtenidos por el índice de Inestabilidad Coloidal, cuya función es determinar la tendencia que tienen las partículas coloidales a formar precipitados, se puede lograr interpretar que las fuerzas de repulsión son las que gobiernan el fluido, permitiendo generar una mayor estabilidad de los asfaltenos presentes en el crudo; este resultado reduce la posibilidad de tener algún fenómeno de incompatibilidad entre el crudo y los fluidos de perforación, disminuyendo considerablemente los casos de daño a la formación por precipitación de partículas orgánicas, que pueden bloquear las gargantas de poro localizadas en las adyacencias del pozo; no obstante, es importante tener en cuenta que, cualquier alteración de las condiciones iniciales a las que se encuentre el crudo, como Temperatura, Presión o pH, podría afectar el equilibrio Físico-químico del fluido contenido en las cercanías del pozo, variando su composición y estabilidad.

5.4.3 Recomendaciones para la selección de los Fluidos de Perforación. La selección de los fluidos de perforación, depende en gran medida, de la composición y propiedades de los fluidos del yacimiento (agua y aceite) con los que entrará en contacto el fluido al invadir la formación. Por lo anterior, es de suma importancia garantizar que:

- El pH del fluido de perforación sea similar al del crudo y el agua de formación (por lo general, ácido), para evitar una alteración del equilibrio fisicoquímico de los fluidos del yacimiento y, así, minimizar el potencial de formación de precipitados orgánicos e inorgánicos en el medio poroso cercano al pozo (los asfaltenos del crudo precipitan al incrementar el pH).
- El fluido de perforación debe tener una temperatura cercana a la del yacimiento, ya que este parámetro afecta la solubilidad de los componentes del agua y del crudo presentes. Al aumentar la temperatura, disminuye la solubilidad de los gases disueltos en los fluidos (como CO₂, N₂, H₂S, O₂), ocasionando un cambio en la composición inicial del crudo y del agua y, generando que parte del gas liberado, reaccione con los fluidos líquidos para formar nuevas especies químicas (es el caso del CO₂ que al contacto con agua, forma iones carbonato y bicarbonato). Por otro lado, al disminuir la temperatura de los fluidos del yacimiento, la solubilidad de algunas sales, óxidos y compuestos complejos, disminuye, pudiendo ocasionar una precipitación de especies inorgánicas u orgánicas en el medio poroso.

- La selección de la distribución del tamaño de partícula de los aditivos sólidos, debe incluir todo el rango de la distribución del tamaño de las gargantas de poro, para asegurar un sello adecuado en la cara del pozo, minimizando así, la cantidad de filtrado y partículas sólidas que invaden la formación.
- Los aditivos a emplear en la formulación del fluido de perforación, no deben reaccionar con los componentes del crudo y del agua de formación. Un criterio básico que permite determinar los aditivos más adecuados a emplear, es la no selección de compuestos que tengan los mismos cationes o aniones que el agua o el crudo.

A continuación (**Tabla 12, 13 y 14**), se presentan las matrices de selección, que correlacionan los diferentes tipos de aditivos reactivos más utilizados en la formulación de los fluidos de perforación, con los tipos de aguas de formación más comunes, encontradas en los yacimientos.

Tabla 12. Compatibilidad de los controladores de filtrados con los diferentes tipos de agua de formación.

Criterio	CONTROLADORES DE FILTRADO					
	Alternativas					
	Almidón de papa	Almidón de maíz	Poliacrilato de Sodio (SPA)	Carboximetilcelulosa (CMC)	Celulosa Polianiónica (PAC)	Hidroxielilcelulosa (HEC)
Bicarbonatadas cálcicas y/o magnésicas	SI	SI	NO	NO	NO	SI
Sulfatadas y/o cloruradas cálcicas y/o magnésicas	SI	SI	NO	NO	NO	SI
Bicarbonatadas Sódicas	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Cloruradas y/o sulfatadas Sódicas	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Tipo Magnésica	SI	SI	NO	SI	SI	SI
Tipo Cálcico	SI	SI	NO	NO	NO	SI
Tipo Sódico	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Tipo Intermedio I (Ca, Na, K, Mg)	SI	SI	NO	NO	NO	SI
Tipo bicarbonatado	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Tipo Clorurado	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Tipo Intermedio II (HCO ₃ , CO ₃ , SO ₄ , Cl)	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Tipo sulfatado	SI	SI	SI	SI	SI	SI

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 13. Compatibilidad de los controladores de pH con los diferentes tipos de agua de formación.

Criterio	CONTROLADORES DE pH				
	Alternativas				
	Hidróxido de Calcio	Bicarbonato de Sodio	Soda Caustica	Óxido de Magnesio	Hidróxido de potasio
Bicarbonatadas cálcicas y/o magnésicas	NO	NO	NO	SI	NO
Sulfatadas y/o cloruradas cálcicas y/o magnésicas	NO	NO	NO	SI	NO
Bicarbonatadas Sódicas	NO	NO	NO	NO	NO
Cloruradas y/o sulfatadas Sódicas	NO	NO	NO	SI	NO
Tipo magnésico	NO	SI	NO	NO	NO
Tipo Sódico	NO	NO	NO	SI	NO
Tipo Intermedio I (Ca, Na, K, Mg)	NO	NO	NO	NO	NO
Tipo bicarbonatado	SI	NO	SI	SI	SI
Tipo Clorurado	SI	SI	SI	SI	SI
Tipo Intermedio II (HCO ₃ , CO ₃ , SO ₄ , Cl)	NO	NO	SI	SI	SI
Tipo sulfatado	SI	NO	SI	SI	SI

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 14. Compatibilidad de los Inhibidores de Arcilla con los diferentes tipos de agua de formación.

Criterio	INHIBIDORES DE ARCILLAS					
	Alternativas					
	Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA)	Cloruro de Potasio	Poliacrilato de Sodio (SPA)	Copolímero de Ácido Acrílico	Silicato de sodio	Poliaminas
Bicarbonatadas cálcicas y/o magnésicas	NO	SI	NO	NO	NO	NO
Sulfatadas y/o cloruradas cálcicas y/o magnésicas	NO	NO	NO	NO	SI	NO
Bicarbonatadas Sódicas	SI	NO	NO	NO	NO	NO
Cloruradas y/o sulfatadas Sódicas	SI	NO	SI	SI	NO	SI
Tipo magnésico	SI	SI	NO	NO	SI	NO
Tipo Cálxico	NO	SI	NO	NO	SI	SI
Tipo Sódico	SI	NO	SI	SI	NO	SI
Tipo Intermedio I (Ca, Na, K, Mg)	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Tipo bicarbonatado	SI	SI	SI	SI	NO	SI
Tipo Clorurado	SI	NO	SI	SI	SI	SI
Tipo Intermedio II (HCO ₃ , CO ₃ , SO ₄ , Cl)	SI	SI	SI	SI	NO	SI
Tipo sulfatado	SI	SI	SI	SI	SI	SI

Fuente: Elaboración propia.

6. CONCLUSIONES

- La Matriz de Selección realizada en este proyecto, es útil durante el proceso de diseño del fluido de perforación, ya que permite identificar los aditivos más adecuados en la formulación, así como la distribución del tamaño de partícula recomendable (28.57-140 μm , en el caso de los aditivos sólidos para el campo Castilla), para minimizar el daño a las formaciones productoras.
- El agua de formación del campo Castilla, para los pozos evaluados, tiene una tendencia fuertemente corrosiva, de acuerdo a los valores calculados de LSI (-2.54 a -4.64) y RSI (13.33 a 16.08), reduciendo la posibilidad de formación de precipitados inorgánicos a las condiciones del yacimiento ($T_{prom}=198^{\circ}\text{F}$).
- De acuerdo a las gráficas de temperatura vs LSI/RSI, se puede observar que el agua de formación para los pozos evaluados, es susceptible a cambiar de tendencia corrosiva a tendencia incrustante en las cercanías al pozo, si la temperatura en esta zona varía.
- El agua de formación del campo Castilla, es predominantemente Bicarbonatada (concentración de 54-976 mg/L), Clorurada (concentración de 9.22-531 mg/L) y/o Sódica (concentración de 15.6-738.9 mg/L), por lo que la formulación de los fluidos de perforación, no debería incluir compuestos a base de cationes divalentes (como lo son calcio y magnesio), bicarbonatos, cloruros ni sodio, para evitar la precipitación de incrustaciones inorgánicas de estos compuestos.
- El Índice de Inestabilidad Coloidal, para la muestra de crudo del campo Castilla (IIC=0.50399), permitió identificar que este fluido tiende a ser estable a la formación de asfáltenos a las condiciones del yacimiento ($T_{prom}=198^{\circ}\text{F}$).
- Al alterar el pH del crudo Castilla (de naturaleza ácida), en las adyacencias del pozo, por causa de la invasión de un fluido de perforación de pH diferente (alcalino), se podría generar un cambio en la tendencia estable del crudo, ocasionando la precipitación de asfáltenos en el medio poroso.
- Las formaciones productoras del campo Castilla, presentan un alto contenido de arcillas hinchables y migratorias, por lo que se encuentra favorable el uso de inhibidores de arcillas a base de aminas, en la formulación de los fluidos de perforación.

7. RECOMENDACIONES

- Cargar en la Matriz información disponible de otros pozos del campo Castilla, para poder evaluar, de manera más precisa, la distribución de las características del agua de formación y del crudo a lo largo de todo el campo. Esto permitirá una mejor selección de los fluidos de perforación, al correlacionar información con pozos vecinos.
- Emplear la Matriz de Selección, para generar bases de datos con la información de los fluidos de yacimiento, propiedades petrofísicas y demás datos relevantes de otros campos, para facilitar el diseño adecuado de los fluidos de perforación.
- Realizar pruebas de laboratorio de PPT (Plug Permeability Test), para verificar que la aplicación de la distribución del tamaño de partícula de los aditivos sólidos, calculado en la matriz, reduce efectivamente el porcentaje de filtrado y de sólidos que invaden la formación.
- Actualizar, de forma periódica, los datos de presión de fondo, para generar cálculos más precisos de la densidad del lodo, teniendo en cuenta la presión ejercida por los fluidos de perforación cuando se encuentran circulando (ECD).

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Diciembre 2007.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Estudio Integrado de Crudos Pesados, Cuenca de los Llanos Orientales. 2005.

ARANGO GÓMEZ, Camilo José. Evaluación técnico-financiera para la viabilidad de las mallas piramidales en las zarandas para el control de sólidos de los Campos Castilla y Chichimene, perforados con fluido de perforación base agua. Trabajo de Grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C. Universidad de América. Programa de Ingeniería de Petróleos. 2017.

BAROID. Manual de Fluidos. Houston, USA. 1999.

BEICIP. Evaluación regional de la Cuenca de los Llanos orientales, Ecopetrol informe interno. 1995.

BOTIA CASTAÑEDA, Cindy, CAICEDO FERRER Cinthya. Modelamiento de la formación de Scale del agua de producción del Campo Castilla. Trabajo de Grado. Universidad de América. 2011. Ecopetrol S.A.

BUENROSTRO-GONZALES, E., GROENZIN, H., MULLINS, O. C., The overrriing chemical principles that define asphaltene. 2001.

CHIRIAC, Alexandru. Reservoir Drill-in Fluids, Completion and Workover Fluids. Universidad Aalborg. Esbjerg, Dinamarca, junio 6 de 2014.

CLAVIJO VARGAS, Johanna. Variables que afectan la magnitud del radio de invasión y la pérdida de permeabilidad por efecto de la variación de esfuerzos durante la perforación. Tesis de Maestría, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, 2015.

DE PORTA J. Unión Internacional de Ciencias Geológicas. Amérique Latine, Tertiaire et Quaternaire, Vol 5, Fascículo 4b, Décima parte, Paris, 1974.

ECOPETROL S.A. Campo de Producción Castilla alcanzó nuevo récord de producción. Diciembre 01 de 2015.

ECOPETROL S.A. Carta Petrolera Noviembre 2003-Enero 2004. Available: http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm.

ECOPETROL S.A, GERENCIA DE DESARROLLO DE YACIMIENTOS, Justificación de la perforación del cluster 04 de inyección, pozos, CRA 18, CRA 19, CRA 20, CRA 21, CRA 22, CRA 23, CRA 24, CRA 25, CRA 26 y CRA 17. 2014.

ENI Company, Drilling fluid course. Chapter 01, Drilling Fluids Functions.

FARÍAS R., Leopoldo, MEROLA. R., Valentín. Propiedades de los Fluidos del Yacimiento. 2014. Editorial Reverté. Capítulo 4.

FERNÁNDEZ ESCALANTE, Enrique. Hidrología hoy. Serie Los Hidrogramas y otros sistemas de representación del quimismo de las aguas. Segunda Edición. Enero de 2009.

GARCIA ROMERO, Emilia, Universidad Complutense, SUÁREZ BARRIOS, Mercedes, Universidad de Salamanca. LAS ARCILLAS: Propiedades y usos. 2002.

GONZÁLES IREGUI, Humberto. Elaboración de la cartografía geológica de un conjunto de planchas a escala 1:100 000 ubicadas en cuatro bloques del territorio nacional, identificados por el servicio geológico colombiano, Consorcio GSG (Geominas - Serviminas - Gemi). Junio de 2015.

HERRERA PÉREZ, Cristian D. Modelo de estabilidad de asfaltenos como herramienta para predecir el daño de formación en pozos productores de petróleo con alto contenido de CH₄, CO₂ o N₂. Universidad Nacional de Colombia. 2015.

IGME (Instituto Geológico y Minero de España). Composición Química de las Aguas Subterráneas Naturales. Hidrogeología y Aguas Subterráneas.

INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO (API), Manual de fluidos de perforación, procedimiento estándar para las pruebas de Fluidos de Perforación.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

INTEVEP, Daños a la formación. Venezuela. 1997.

JULIVERT, M. Léxico estratigráfico. América Latina. Volumen 5, fascículo 4a, Paris, 1974.

MANCILLA ESTUPIÑAN, Robinson. Reseña del Campo Catilla. Unidades Tecnológicas de Santander. 2014. Disponible en la Web: <https://es.slideshare.net/robinsonmancilla/campo-castilla>.

M. F. Hawkins. Una nota en el Efecto Skin. Tran. AIME, Vol. 207, 1956.

MI SWACO, M-I Manual de fluidos de perforación, Houston, TX 2001. 21A

MOJICA, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar – Rancheria, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. ANH. 2009.

MORALES, Carlos Julio. Integración de la Cartografía Geológica de los Llanos Orientales: departamentos del Meta y sector suroccidental del departamento del Casanare – Planchas 248, 249, 250, 251, 252, 267, 268, 269, 270 y 271, Instituto Colombiano de Geología y Minería Ingeominas. Septiembre 2010.

MUNAR y otros. Determinación de ambientes sedimentarios en la subcuenca Apiay-Ariari, Llanos Orientales, Colombia: Ecopetrol-ICP. 1991.

PDVSA, Fluidos de perforación. Venezuela: Centro internacional de Educación y Desarrollo .2002.

RENPU, Wan. (2011). Advanced Well Completion Engineering. 3ra edición. Elsevier.

RODRÍGUEZ REINOSO, Guillermo. Se revierte primer contrato de asociación de petróleo. El Tiempo. 2000. Disponible en la Web <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1211777>.

SAIFELNASR, A., LILA, A. et al. Calcium Carbonate Scale Formation, Prediction and Treatment. (Case Study Gumry Oilfield-PDOC). 2013.

SCHLUMBERGER. Valor del agua de formación. Oilfield Review Spring. 2011.

SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. Compilación de la Cuenca de los Llanos Orientales, Anexo I. Bogotá. Diciembre de 2014.

UNIVERSIDAD DE SALAMANCA. Hidrogeología: Evolución geoquímica de las aguas subterráneas. 2012. Disponible en Internet: http://hidrologia.usal.es/temas/Evolucion_geoquimica.pdf.

VAN EVERDINGEN, A. "The skin effect and its influence on the productive capacity of a well," Journal of petroleum technology, vol. 5, 1953.

VARGAS JIMENEZ, Carlos Alberto. Nuevos aportes a la estimulación del potencial de hidrocarburos en Colombia. Rev. Acad. Colomb. Cienc. 33(126): 17-43, 2009. ISSN 0370-3908.

VAYSSAIRE, André; ABDALLAH, Hussein. Estudio Regional y modelamiento del Sistema Petrolífero de la Cuenca de los Llanos Orientales. 2014.

ANEXOS

ANEXO A

PROCEDIMIENTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL REÓMETRO

DETERMINAR VISCOSIDAD Y FUERZA EN GELES	
PROCEDIMIENTO	<ol style="list-style-type: none">1. Coloque la muestra en un recipiente y sumerja la camisa del rotor hasta la línea trazada.2. Coloque a girar la muestra a 600 rpm y espere hasta que la temperatura sea de 120 F y tenga una lectura constante.3. Inicie la medición a 600 rpm y registre el valor obtenido de la lectura.4. Realice el mismo proceso anterior para las mediciones de 300, 200, 100, 6 y 3 rpm y registre los valores obtenidos de la lectura.5. Agite la muestra durante 10 segundos a 600 rpm y detenga el rotor.6. Dejar la muestra en reposo por 10 segundos, luego agite la muestra a 3 rpm y registre la máxima lectura alcanzada por el instrumento.7. Agite la muestra durante 10 segundos a 600 rpm y detenga el rotor.8. Dejar la muestra en reposo por 10 segundos, luego agite la muestra a 3 rpm y registre la máxima lectura alcanzada por el instrumento.

ANEXO B

TIPOS DE ADITIVOS QUE CONFORMAN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Cuadro 6. Tipos de Densificantes

DENSIFICANTES	
Barita (BaSO ₄)	Se encuentra conformado generalmente por el 65.7% de BaO y 34.3% de SO ₃ . Este aditivo es usado en zonas productoras ya que permite alcanzar un rango de densidades de 12-22 lb/gal.
Carbonato de Calcio (CaCO ₃)	Es un material inerte, cuya gravedad específica oscila los 2.7, facilitando su uso como material densificante en las zonas productoras del campo. Su principal ventaja con respecto a la Barita, es el grado de dispersión que tiene en fluidos Base Aceite. Permite alcanzar densidades de hasta 14 lb/gal.
Hematita ¹²⁷ (Fe ₂ O ₃)	<p>Tiene una gravedad específica mínima de 5.05. Presenta una estructura cristalina similar a la de la mica y puede triturarse a un tamaño de partícula adecuado para utilizar en los fluidos de perforación.</p> <p>La hematita es muy abrasiva y corrosiva. Su uso como densificante, genera un incremento significativo en la tasa de penetración, como consecuencia del menor aporte de sólidos, lo que la hace ser una buena opción. Permite alcanzar densidades de hasta 25 lb/gal.</p>
Otros	Siderita (FeCO ₃), Galena (PbS), Magnetita (Fe ₃ O ₄), Celestita (SrSO ₄), Dolomita (CaMg(CO ₃) ₂).

Fuente. PDVSA, Fluidos de perforación. 2002. p 104. Modificado por los autores.

¹²⁷ SCHLUMBERGER. OilField Glossary. Hematita. [en línea] [citado en 20 de octubre de 2018] Disponible en Internet: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/hematite.aspx>.

Cuadro 7. Tipos de Viscosificantes

VISCOSIFICANTES	
Arcillas (Bentonita)	<p>Se encuentra conformada por Silicatos de Aluminio y Sodio/Calcio; este aditivo se caracteriza por presentar una dilatación considerable al interactuar con el agua, aportando viscosidad a la mezcla y permitiendo proteger las formaciones de la invasión de los fluidos de perforación base agua.</p> <p>Si cualquiera de los cationes: $H^+ > Al^{3+} > Ca^{2+} > Mg^{2+} > K^+ > NH_4^+$, supera la concentración del catión sodio, será preferentemente adsorbido y reemplazará a este último en la estructura de la Bentonita, afectando su rendimiento como viscosificante. Se recomienda hidratar primero, adicionándola al agua en concentraciones de 5-25 lb/bbl.</p>
Poliméricos (Goma Xántica, HEC, Goma Guar)	<p>Son moléculas de gran tamaño conformadas por unidades que se repiten. Estos polímeros pueden ser de origen natural como la Goma Xántica y la Goma Guar o polímeros naturalmente modificados como lo es la carboximetilcelulosa (HEC); debido a su gran tamaño, tienen la capacidad de formar flóculos en los fluidos de perforación permitiendo ser usados como viscosificantes y algunos casos como controladores de filtrado.</p> <ul style="list-style-type: none">• Goma Xántica: es el polímero viscosificante más usado en los fluidos Reservoir Drill-in, ya que es el único que le proporciona al fluido Altas Viscosidades a Bajas Velocidades de Corte (LSRV), lo que facilita la suspensión y remoción de los sólidos perforados. Es estable a altas temperaturas (hasta 250°F), pero sensible a muy alto pH.• Hidroxietilcelulosa (HEC): es utilizada como viscosificante en fluidos de perforación de yacimiento. Tiene una reológica pseudoplástica y una solubilidad superior en agua y diversas salmueras. Por ser no iónica, no se precipita por iones de Ca^{++} y se dispersa bien en alta salinidad. Presenta una temperatura límite de 121°C (250°F).

Fuente. PDVSA, Fluidos de perforación. 2002. p 108. Modificado por los autores.

Cuadro 8. Tipos de Controladores de Filtrado

CONTROLADORES DE FILTRADO	
Poliacrilato de Sodio (SPA)	Los poliacrilatos se emplean en aguas blandas con una baja concentración de sales, para facilitar su dispersión y elongación de la cadena completa en el agua. Los poliacrilatos de alto peso molecular permiten el control de las pérdidas de fluido en operaciones de perforación. Es muy estable a temperaturas altas (>400°F). Este aditivo tiende a precipitar en presencia de cationes divalentes. Concentración recomendada de 0,5-1 ppb.
Celulosa Polianiónica (PAC)	Es un tipo de éter de celulosa no iónico destacado por sus propiedades de alta dureza; se clasifica en tres grupos: <ul style="list-style-type: none">• PAC-HV: es para fluidos de perforación base agua, logrando reducir la tasa de filtrado líquido y facilitando la limpieza del pozo al aumentar la viscosidad.• PAC-LV: es para uso de fluidos de perforación cargados de sólidos, permitiendo controlar el filtrado líquido sin generar aumentos significativos en la viscosidad.• PAC R: permite reducir la tasa de filtrado API de diversos tipos de fluidos, al aumentar y estabilizar la viscosidad de los fluidos a tratar.
Carboximetil-celulosa (CMC)	Es uno de los aditivos más utilizados para control de pérdidas de fluido, fabricado a partir de la reacción generada por la celulosa natural con ácido monocloroacético e hidróxido de Sodio.
Almidón de papa y Almidón de maíz	Estos polímeros tienen una estabilidad térmica de alrededor de 250 °F; generan un mínimo aumento de viscosidad, su principal desventaja es que están sujetos a una degradación bacteriana sino son protegidos por una alta salinidad o un bactericida. Es compatible con todo tipo de sales. Cuando el almidón entra en contacto con el agua, libera una sustancia denominada amilosa, la cual le permite absorber el agua y facilitar su hinchamiento. La amilosa causa una disminución del volumen de filtrado que invade, mediante la reducción del contenido de agua libre en el sistema y el taponamiento de los poros del revoque.

Carbonato de Calcio	Este aditivo es muy efectivo como agente puenteante cuando el tamaño promedio de partícula se encuentra en un rango de 30-35 micrones, correspondiente al D50. Las partículas dimensionadas de carbonato de calcio, junto con los polímeros, controlan la pérdida de fluido en las salmueras o en los fluidos de perforación de yacimiento, terminación y reacondicionamiento ¹²⁸ .
---------------------	--

Fuente. PDVSA, Fluidos de perforación. 2002. p 109. Modificado por los autores.

Cuadro 9. Tipos de Controladores de pH

CONTROLADORES DE pH	
Soda Cáustica (NaOH)	Es el aditivo por excelencia que se tiende a implementar para dar y mantener el pH de los fluidos base agua. Al adicionar la soda cáustica al lodo, el pH incrementa, esto se debe a que el aditivo es una sal, por naturaleza básica, que permite un buen control del pH, mediante la neutralización de los contaminantes ácidos que contiene el lodo. Esto es muy importante, ya que muchos de los contaminantes del lodo tienden a disminuir el valor del pH, ocasionando problemas graves como la corrosión de los equipos.
Óxido de Magnesio	Se utiliza para proporcionar alcalinidad a los fluidos base agua. Es compatible con agua dulce, salmueras y sistemas de polímeros. Se disuelve en el agua y aumenta el pH hasta 10,3, donde, al llegar a ese valor de pH, ya no se disolverá más. El producto no disuelto restante, se disolverá si el pH comienza caer y, por lo tanto, actúa como una barrera. Es más seguro de manipular que la Soda Cáustica ¹²⁹ .
Pirofosfato Ácido de Sodio (SAPP)	Es un aditivo empleado para disminuir el pH del fluido de perforación, cuando este lo requiera. También, es utilizado para tratar la contaminación de cemento y, como desfloculante para fluidos base agua de baja temperatura. Su rendimiento se ve afectado por altas temperaturas.
Otros	Hidróxido de Potasio, Bicarbonato de Sodio, Óxido de Magnesio, Hidróxido de Calcio.

Fuente. PDVSA, Fluidos de perforación. 2002. p 114. Modificado por los autores.

¹²⁸ SCHLUMBERGER. OilField Glossary. Carbonato de Calcio. [en línea] [citado el 20 de Octubre de 2018] Disponible en Internet: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/calcium_carbonate.aspx.

¹²⁹ TECMECO. Barabuf. [en línea] [citado el 20 de octubre de 2018] Disponible en Internet: <http://www.tecmeco.com/products/barabuf/>.

Cuadro 10. Tipos de LCM

LCM	
Fibra Celulosa	Es altamente efectiva para controlar las pérdidas de circulación en zonas no prospectivas cuando se realizan operaciones con fluidos base agua o aceite.
Carbonato de Calcio	Es un material inerte fabricado en diferentes granulometrías, lo que le permite servir de agente puenteante para varios tamaños de garganta de poro. Una de sus principales desventajas es la formación de incrustaciones sobre la superficie de las tuberías y, debido al tamaño diminuto de las partículas, su eliminación por parte de los equipos de control de sólidos, se vuelve más compleja.
Cascarilla de Nuez	Material orgánico que se emplea como agente puenteante en fluidos base agua y fluidos no acuosos. Se encuentra disponible en tres grados: fino, medio y grueso. Es compatible con otros LCM, y ayuda a remover las arcillas lodosas que se pegan al BHA ¹³⁰ .
Otros	Cascarilla de arroz, mica.

Fuente. PDVSA, Fluidos de perforación. 2002. p 115. Modificado por los autores.

Cuadro 11. Tipos de Lubricantes

LUBRICANTES	
Aceites minerales, surfactantes, grafito, gilsonita, etc	Estos productos tienen la propiedad de adherirse a las estructuras metálicas que conforman la tubería y el BHA, estableciendo una capa protectora que disminuye los efectos causados por la fricción mecánica entre los componentes de la tubería y la pared del pozo.
De origen vegetal	Es una alternativa eficaz a los lubricantes a base de aceite, cuando las limitaciones ambientales impiden el uso de los aditivos a base de hidrocarburos. Proporcionan lubricidad óptima de presión extrema (metal a metal) y de perforación (metal a formación). Es soluble en agua y es biodegradable.

Fuente. PDVSA, Fluidos de perforación. 2002. p 117. Modificado por los autores.

¹³⁰ HALLIBURTON/BAROID. Wall-Nut, Lost Circulation Material. [en línea] 26 de Marzo de 2010 [citado en 20 de Octubre de 2018], Disponible en Internet: https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/bar/contents/Data_Sheets/web/WALL-NUT.pdf.

Cuadro 12. Tipos de Bactericidas

BACTERICIDAS	
Aditivos no oxidantes	<ul style="list-style-type: none"> • Sulfuros orgánicos • Aminas cuaternarias • Clorofenoles • Glutaraldehido: aditivo que elimina las bacterias en sistemas de fluidos que contienen almidones y gomas naturales, que son especialmente vulnerables a los ataques bacterianos.

Fuente. PDVSA, Fluidos de perforación. 2002. p 122. Modificado por los autores.

Cuadro 13. Tipos de Inhibidores de Arcillas

INHIBIDORES DE ARCILLAS	
Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA)	<p>Se utiliza como encapsulante e inhibidor de arcillas. Es adicionada en agua dulce o salada, aunque, precipita en presencia de Calcio. Dependiendo de su concentración en el fluido, puede incrementar la viscosidad del mismo. La PHPA es más eficaz cuando el pH es bajo y, se hidroliza y se vuelve menos eficaz a un pH alto (>10,5). Concentración recomendada de 0.25-1 ppb.</p> <p>Este aditivo permite la estabilización de arcillas migratorias como la lutita, al aumentar la viscosidad del agua y disminuir el volumen de la misma que entra en contacto con la roca.</p>
Copolímero de Ácido Acrílico	<p>Se adiciona en fluidos base agua dulce o salada. Precipita en presencia de cationes divalentes (como Ca⁺⁺ o Mg⁺⁺). Se desempeña, también, como controlador de filtrado. Concentración recomendada de 2-4 ppb.</p>
Cloruro de Potasio (KCl)	<p>Los iones de potasio son considerados como el mejor catión intercambiable, debido a su pequeño radio iónico; de esta manera, al ser adsorbido por la superficie de la arcilla, las capas de esta última quedan fuertemente unidas y, se produce una estructura no-expandible. Sin embargo, el KCl no es ambientalmente aceptado, lo que reduce su uso como aditivo.</p>
Poliamina	<p>Es un líquido utilizado en fluidos base agua, para impedir que las arcillas se hinchen y derrumben, lo cual, permite evitar que la broca y el BHA se taponen y, que la zona productora, no</p>

	<p>presente daño por obstrucción de arcillas hinchables. Este aditivo, actúa a nivel iónico dentro de la estructura de las arcillas.</p> <p>La poliamina puede presentar intercambios catiónicos con Aluminio, Hierro, Magnesio o con grupos Hidroxilo, pudiendo generar precipitados cuando estos elementos aumentan su concentración.</p>
Silicato de Sodio	<p>Es estable en soluciones neutras y alcalinas; sin embargo, en ambientes ácidos, el ion silicato reacciona con los iones de hidrógeno para formar ácido silícico, el cual, al calentarlo forma gel de sílice, que es una sustancia dura y vidriosa, por lo que puede generar obstrucción del medio poroso.</p>
Otros	<p>Poliglicoles, Acetato de Potasio, Silicato de Sodio (también actúa como agente anticorrosivo).</p>

Fuente. QMAX. Aditivos para los fluidos de perforación. Modificado por los autores.