

Metodología para la Evaluación y Caracterización de Yacimientos en Función de las
Propiedades Roca-Fluido

Paula Andrea Álvarez Corredor, Julieth Laritza Hernández Collante

Trabajo de Grado para Optar el título de ingeniero de petróleos

Director

Helena Margarita Ribón Barrios

Ingeniera de petróleos, MSc.

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico Químicas

Escuela de Ingeniería de petróleos

Bucaramanga

2020

Agradecimientos

Agradecemos profundamente a nuestra directora de tesis, la ingeniería Helena Margarita Ribón quien supervisó y nos colaboró constantemente durante la elaboración de este proyecto.

A nuestra familia por su constante apoyo y dedicación para con nosotras a lo largo de nuestro recorrido en la Universidad Industrial de Santander.

A nuestros amigos y compañeros por todos los momentos compartidos y conocimientos intercambiados.

Contenido

	Pág.
Introducción.....	18
1. Objetivos.....	19
1.1 Objetivo General.....	19
1.2 Objetivos Específicos	19
2. Marco referencial.....	20
2.1. Caracterización de los fluidos del yacimiento.....	20
2.1.1 Caracterización del petróleo crudo	20
2.1.1.1 Composición química del crudo.	20
2.1.1.2 Clasificación según la composición química del petróleo crudo.	21
2.1.1.3 Técnicas de Caracterización de crudos.....	22
2.1.1.4 Daño a la formación.	26
2.1.1.4.1 Características del crudo pertinentes al daño.	26
2.1.1.4.2 Asfaltenos.	27
2.1.1.4.3 Parafinas.	36
2.1.2 Caracterización del gas.....	41
2.1.2.1 Composición del gas.....	41
2.1.2.2 Problemas asociados a la explotación de yacimientos de gas y condensado.	42
2.1.2.3 Reinyección de gas seco.	45

2.1.3 Caracterización del agua de formación.	46
2.1.3.1 Composición del agua de formación.	46
2.1.3.2 Problemas asociados al agua de formación:.....	47
2.1.3.3 Control y remoción de incrustaciones inorgánicas.....	48
2.1.3.4 Índices de saturación.	49
2.2 Caracterización de la roca de yacimiento.....	50
2.2.1 Unidades de flujo.....	50
2.2.2 Heterogeneidad del yacimiento.	54
2.2.3 Composición química y mineralogía de los yacimientos.	57
2.3. Hábitat.....	60
2.3.1. Presión.....	60
2.3.1.1. Presión de poro.	60
2.3.1.2. Presión hidrostática.....	62
2.3.1.3 Presión diferencial.	63
2.3.1.4 Presión overburden.	64
2.3.1.5 Gradiente overburden.	64
2.3.2 Temperatura de formación.....	65
3. Metodología para la caracterización del sistema roca-fluido de yacimientos petroleros.....	66
3.1 Análisis de los fluidos del yacimiento.....	66
3.1.1 Análisis del crudo de yacimiento.....	66
3.1.2 Análisis del gas de yacimiento.	68
3.1.3 Análisis del agua de formación.	69
3.2 Análisis de la roca de yacimiento.....	69

4. Caracterización y evaluación del sistema roca- fluido mediante herramienta software en Excel	78
4.1 Hoja de cálculo para caracterización del petróleo	78
4.2 Hoja de cálculo para la caracterización del gas	82
4.3 Hoja de cálculo para la caracterización del agua de producción	83
4.4 Hoja de cálculo para la caracterización de la roca de yacimiento	84
4.4.1 Información requerida para la aplicación de la metodología.	84
4.4.2 Identificación de las unidades hidráulicas	85
4.4.2.1 Datos para la identificación de unidades hidráulicas.....	85
4.4.2.2 Gráfica k vs. ϕ	85
4.4.2.3 Gráfica de RQI vs ϕ_z	86
4.4.2.4 Histogramas de frecuencia.....	87
4.4.2.5 Evaluación de las unidades de flujo.	89
4.4.2.5.1 Caracterización para 3 unidades de flujo.....	89
4.4.2.5.2 Caracterización para 4 unidades de flujo.....	90
4.4.3 Determinación de la heterogeneidad del yacimiento.....	92
4.4.3.1 Método de Dykstra-Parsons.....	92
4.4.3.2. Método del coeficiente de Lorenz.	93
4.4.4. Prueba del software en Excel caso #2.	94
4.5 Hoja de cálculo para la caracterización del hábitat de yacimiento.....	98
5. Conclusiones.....	101
6. Recomendaciones	104
Referencias Bibliográficas.....	105

Apéndices 109

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Composición de hidrocarburos en porcentaje en peso	21
Tabla 2. Clasificación de hidrocarburos por factor Kw.....	25
Tabla 3. Umbrales para índice de estabilidad coloidal.	31
Tabla 4. Rango de valores A/R para la estabilidad de los asfáltenos	32
Tabla 5. Composición del gas natural	41
Tabla 6. Minerales típicos que conforman la roca.....	58
Tabla 7. Propiedades del crudo del caso de estudio	79
Tabla 8. Composición molar del gas del caso de estudio.....	82
Tabla 9. Concentraciones agua de producción del caso de estudio.....	84
Tabla 10. Densidades de fluido y matrices de roca más comunes	99

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Procedimiento de separación de fracciones pesadas.	24
<i>Figura 2.</i> Estructura de los asfáltenos. (a) Química (b) Micelar.	27
<i>Figura 3.</i> Representación de la precipitación y depositación de los asfáltenos..	28
<i>Figura 4.</i> Estabilidad de los asfáltenos en función de la relación asfálteno/resina.	32
<i>Figura 5.</i> Gráficas Stability Cross-Plot. (a) [(R/A)/(S/Ar)] vs [Ar/A] (b) [(R/A)/(S/Ar)] vs [R/A] (c) [S/Ar] vs [R/A] (d) [(R/A)/(S/Ar)] vs [Ar/(S/A)].	33
<i>Figura 6.</i> Esquema de Boer.	34
<i>Figura 7.</i> Gráfica representativa método Stankieicz..	35
<i>Figura 8.</i> Comportamiento de los campos de gas condensado. Las tres regiones del yacimiento.	44
<i>Figura 9.</i> Proceso de reinyección de gas seco producido en yacimientos de gas y condensado. Adaptado de Salinas O. Recuperación adicional para yacimientos de gas y condensado. Modelo predictivo para yacimientos y heterogéneos. Universidad Nacional Autónoma de México. 2013.	45
<i>Figura 10.</i> Gráfico log-log de RQI vs porosidad normalizada, donde se distinguen la separación de datos de acuerdo a las distintas unidades de flujo..	52
<i>Figura 11.</i> Gráfica de Winland semilog de permeabilidad vs porosidad donde se distinguen diferentes unidades de flujo de acuerdo al R35.	54

<i>Figura 12.</i> Gráfico de los puntos de permeabilidad vs. El porcentaje acumulado y la recta de ajuste; adaptado de Matinez C., Maneꝯuel O. elaboración de un algoritmo para generar mapas de heterogeneidad a partir de datos petrofísicos de un yacimiento . universidad central de Venezuela. 2013.	55
<i>Figura 13.</i> Distribución de capacidad de flujo. Coeficiente de Lorenz. adaptado de Matinez C., Maneuel O. elaboración de un algoritmo para generar mapas de heterogeneidad a partir de datos petrofísicos de un yacimiento. universidad central de Venezuela. 2013.....	57
<i>Figura 14.</i> Gráfica de presión versus profundidad donde se muestran las zonas de presión subnormal, cuando la presión es menor a la hidrostática, y las zonas de presión anormal, cuando la presión es mayor a la hidrostática. (Swarbrick and Osborne 1998; Swarbrick et al. 2002).....	62
<i>Figura 15.</i> Diagrama de flujo para la caracterización y análisis del petróleo crudo	70
<i>Figura 16.</i> Diagrama del procedimiento para la determinación del factor KUOP.....	71
<i>Figura 17.</i> Diagrama del procedimiento para la aplicación del análisis SARA.....	72
<i>Figura 18.</i> Diagrama de análisis de resultados y recomendaciones.....	73
<i>Figura 19.</i> Diagrama de flujo para la caracterización y análisis del gas de yacimiento	74
<i>Figura 20.</i> Diagrama de flujo para la caracterización y análisis del agua de formación	75
<i>Figura 21.</i> Diagrama de flujo para la caracterización y análisis de la roca de yacimiento	76
<i>Figura 22.</i> Diagrama de flujo para la caracterización y análisis del hábitat	77
<i>Figura 23.</i> Gráficas obtenidas por el método de Stability cross plot para analizar la tendencia asfáltica del crudo de caso de estudio. Obtenida de la herramienta software en Excel desarrollada por los autores.	80
<i>Figura 24.</i> Gráfica obtenida por el método de Stankiewicz plot para analizar la tendencia asfáltica del crudo de caso de estudio. Obtenida de la herramienta software en Excel.....	81

<i>Figura 25.</i> Tabla promedio de los métodos para clasificación de estabilidad asfáltica del crudo del caso de estudio. Obtenida de la herramienta software en Excel desarrollada por los autores.	81
<i>Figura 26.</i> Gráfica k vs. ϕ . Realizada en la herramienta EXCEL, donde se aprecia la tendencia de los puntos y la regresión lineal con su factor de correlación.	86
<i>Figura 27.</i> Gráfica RQI vs. ϕ_z . Representación de la dispersión de los datos con la división de la formación en 5 unidades hidráulicas.	87
<i>Figura 28.</i> Histograma de FZI. Gráfica obtenida en la metodología EXCEL con los datos del yacimiento.	88
<i>Figura 29.</i> Histograma de r_{35} . Gráfica obtenida en la metodología EXCEL con los datos del yacimiento.	88
<i>Figura 30.</i> Determinación de los valores de FZI para 3 unidades de flujo.	90
<i>Figura 31.</i> Determinación de los valores de r_{35} para 3 unidades de flujo.	90
<i>Figura 32.</i> Datos de ϕ promedio, k promedio y desviación estándar para 3 unidades de flujo. ..	90
<i>Figura 33.</i> Determinación de los valores de FZI para 4 unidades de flujo.	91
<i>Figura 34.</i> Determinación de los valores de r_{35} para 4 unidades de flujo.	92
<i>Figura 35.</i> Datos de ϕ promedio, k promedio y desviación estándar para 4 unidades de flujo. ..	92
<i>Figura 36.</i> Gráfica semi-log k vs. [%].....	93
<i>Figura 37.</i> Gráfico de Σkh vs. Σh , obtenido en la herramienta Excel para la determinación del coeficiente de Lorenz.....	94
<i>Figura 38.</i> Valores de FZI para 3 unidades de flujo (Caso #2).....	95
<i>Figura 39.</i> Valores de r_{35} para 3 unidades de flujo (Caso#2)	95
<i>Figura 40.</i> ϕ promedio, k promedio y desviación estándar para 3 unidades de flujo (Caso#2)...	95

<i>Figura 41.</i> Valores de FZI para 4 unidades de flujo (Caso #2).....	96
<i>Figura 42.</i> Valores de r35 para 4 unidades de flujo (Caso#2)	96
<i>Figura 43.</i> ϕ promedio, k promedio y desviación estándar para 4 unidades de flujo (Caso#2)...	97
<i>Figura 44.</i> Gráfica semi-log k vs. [%] (Caso #2).....	97
<i>Figura 45.</i> Gráfico de Σkh vs. Σh , obtenido en la herramienta Excel para la determinación del coeficiente de Lorenz (Caso #2).....	98
<i>Figura 46.</i> Gráfico de profundidad vs. Presión, donde se identifican la P de yacimiento, P. de sobrecarga y P. hidrostática.	100

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Hoja de cálculo para la caracterización del crudo	109
Apéndice B. Hoja de cálculo para la caracterización del gas	112
Apéndice C. Hoja de cálculo para la caracterización del agua de producción	114
Apéndice D. Hoja de cálculo de caracterización de la roca de yacimiento	115
Apéndice E. Hoja de cálculo para la caracterización del hábitat.....	119

Resumen

TITULO: METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS EN FUNCIÓN DE LAS PROPIEDADES ROCA-FLUIDO*.

AUTORES: PAULA ANDREA ALVAREZ CORREDOR, JULIETH LARITZA HERNANDEZ COLLANTE**.

PALABRAS CLAVES: EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS, PROPIEDADES ROCA-FLUIDO, HETEROGENEIDAD, DAÑO A LA FORMACIÓN.

DESCRIPCION:

La caracterización de yacimientos puede resultar algo compleja a causa de las variadas y heterogéneas propiedades de la formación, lo que dificulta la selección del esquema adecuado de explotación y, por lo tanto, la baja producción y factor de recobro.

Se presenta de manera concisa y descriptiva las propiedades, características y procedimientos más relevantes para lograr una buena evaluación de yacimientos, los posibles efectos de estas características, que combinados con variaciones de las condiciones termodinámicas y agentes externos pueden generar daños a la formación. Para esto se exponen diferentes tratamientos de remediación y mitigación, según sea el caso, con el fin de disminuir los efectos negativos en los campos de hidrocarburos.

Este proyecto consiste en la construcción de una metodología que facilite la evaluación de yacimientos y que le permita a los estudiantes e ingenieros encontrar una guía de buenas prácticas y recomendaciones con el fin de obtener un plan de explotación adecuado basado en el análisis de las propiedades roca-fluido, permitiendo así una mejor comprensión del yacimiento. Además, se generará una herramienta software en Excel y diagramas de flujo que permitan integrar la información y llevar a cabo de manera rápida la caracterización de yacimientos.

Con el fin de examinar la metodología y la herramienta desarrollada, se correlacionan diferentes métodos de evaluación, integrando información previamente encontrada de un campo colombiano, para lograr un análisis más completo del yacimiento y obtener una idea del comportamiento de la sinergia del sistema. Los resultados obtenidos van a contribuir en la toma de decisiones del paso a seguir con el fin de evitar posibles problemas operacionales que afecten negativamente la producción del campo.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Helena Margarita Ribon Barrios, ingeniería de petróleo, MSc

Abstract

TITLE: METHODOLOGY FOR THE EVALUATION AND CHARACTERIZATION OF DEPOSITS ACCORDING TO THE ROCK-FLUID PROPERTIES*.

AUTHORS: PAULA ANDREA ALVAREZ CORREDOR, JULIETH LARITZA HERNANDEZ COLLANTE**.

KEYWORDS: EVALUATION OF DEPOSITS, ROCK-FLUID PROPERTIES, HETEROGENEITY, FORMATION DAMAGE, SOFTWARE TOOL.

DESCRIPTION:

The characterization of deposits can be somewhat complex because of the varied and heterogeneous properties of the formation, which makes it difficult to select the appropriate exploitation scheme and, therefore, low production and recovery factor.

The most relevant properties, characteristics and process are presented in a concise and descriptive way to achieve a good evaluation of the deposits, the possible effects of these characteristics and damage to the formation with their respective remediation and mitigation processes in order to diminish the negative effects on the hydrocarbon fields.

This project consists in the construction of a methodology that facilitates the evaluation of deposits and that allows students and engineers to find a guide of good practices and recommendations in order to obtain an adequate exploitation plan based on the analysis of rock properties -fluid, thus allowing a better understanding of the site. In addition, a software tool will be generated in Excel and flowcharts that allow the integration of information and quickly carry out reservoir characterization.

In order to examine the methodology developed, different evaluation methods are correlated integrating information from a Colombian field, to achieve a more complete analysis of the reservoir and get an idea of the synergy behavior of the system. The results obtained will contribute to avoid possible operational problems that negatively affect the production of the field.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Helena Margarita Ribon Barrios, ingeniería de petróleo, MSc

Introducción

En la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos se requieren diversas etapas de trabajo las cuales involucran una gran variedad de estudios, uno de ellos es la caracterización de yacimientos. Este estudio es de suma importancia, ya que permite obtener información necesaria para elaborar el plan de desarrollo óptimo del campo.

Una de las actividades más desafiantes y complejas en este proceso es lograr la combinación e integración de toda la información geológica e ingenieril obtenida para lograr escoger el mejor esquema de producción y no encontrar problemas en las posteriores etapas de producción.

Actualmente, muchos de los yacimientos no son explotados al máximo, quedando grandes cantidades de hidrocarburos atrapados, una de las razones de esto es debido a la falta de caracterización o integración de la información recopilada que da como resultados incorrectos cálculos de reservas, bajos factores de recobro y baja productividad.

Este trabajo contempla una revisión teórica de las propiedades de la roca, los fluidos y el sistema roca-fluido contenidos en el yacimiento, además, los mecanismos de daño a la formación y los tratamientos de remediación o mitigación recomendados. Posteriormente, se realiza la elaboración de un software en Excel que servirá de herramienta técnica de gran ayuda para la caracterización de yacimientos de hidrocarburos, donde se podrá integrar gran parte de la información encontrada y así obtener una guía para la selección del mejor esquema de explotación.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Diseñar una metodología para la evaluación y caracterización de yacimientos en función de las propiedades roca-fluido.

1.2 Objetivos Específicos

Realizar una revisión bibliográfica sobre la caracterización de la roca y los fluidos en el yacimiento.

Definir las propiedades de las rocas, fluidos y del sistema roca-fluido claves para la caracterización y evaluación de yacimientos.

Identificar los potenciales problemas operacionales que se pudiesen presentar debido a las propiedades roca fluido del yacimiento.

Proponer una metodología que permita seleccionar los potenciales esquemas de explotación bajo los cuales deba producirse el yacimiento con base en las propiedades roca-fluido.

Diseñar una herramienta software en Excel con base en la metodología desarrollada para la caracterización y evaluación de yacimientos en función de las propiedades roca-fluido.

2. Marco referencial

2.1. Caracterización de los fluidos del yacimiento

Esta etapa es fundamental para identificar los tipos de procesamientos y tratamientos que se deben aplicar para optimizar la producción, encontrar las causas y consecuencias de problemas operacionales, reducir los posibles riesgos, y además encontrar información para definir la calidad y el precio de venta del crudo y del gas.

2.1.1 Caracterización del petróleo crudo

2.1.1.1 Composición química del crudo. El petróleo es una mezcla natural y compleja de hidrocarburos en distintas proporciones, con pequeñas cantidades de otras sustancias orgánicas e inorgánicas que comúnmente se denominan contaminantes del petróleo.

Los hidrocarburos constituyen entre el 90% y 99% en los diferentes tipos de crudos, el resto lo constituyen los contaminantes, especialmente compuestos de Azufre, Oxígeno, Nitrógeno y trazas de algunos metales principalmente Vanadio, Hierro, Níquel y Radio; estas pueden aparecer en cualquier intervalo de ebullición del aceite, pero tienden a concentrarse en las fracciones más pesadas (Cristancho y Hoyos, 2008).

En el petróleo crudo se encuentran presentes cuatro tipos principales de hidrocarburos, los cuales se muestran en la Tabla 1. El porcentaje relativo varía dependiendo de las características y propiedades del aceite.

Tabla 1.

Composición de hidrocarburos en porcentaje en peso

HIDROCARBURO	PROMEDIO	RANGO
Parafinas	30 %	15 a 60%
Naftenos	49%	30 a 60%
Aromáticos	15%	3 a 30%
Asfáltenos	6%	resto

Nota: Adaptado de “Petroleum Refining and Petrochemical Processes”. Faculty of Chemical Engineering and Technology University of Zagreb, s.f.

2.1.1.2 Clasificación según la composición química del petróleo crudo. Existen diferentes métodos para clasificar los crudos que proporcionan información valiosa para su producción, comercialización, transporte y refinación. Se recomienda correlacionar los diferentes métodos existentes para sacar el mayor provecho y conocimiento.

Carrillo y Sierra (1991) refieren que los crudos se pueden clasificar según su composición química en bases principales o mixtas, las cuales se describen a continuación:

Bases principales:

Base parafínica: Cuando los hidrocarburos parafínicos están en cantidades mayores al 75%. Son crudos livianos, inodoros y de colores claros, generalmente están libres de contaminantes orgánicos e inorgánicos y dan un alto rendimiento de productos livianos y aceites lubricantes de buena calidad.

Base nafténica: Cuando los hidrocarburos ciclo-parafínicos están en cantidades mayores del 75%. Son crudos pesados, viscosos, mal olientes y de color negro, generalmente se encuentran contaminados por compuestos orgánicos e inorgánicos, en cantidades relativamente altas.

Base aromática: Cuando el contenido de hidrocarburos bencénicos es mayor del 50 %.

Son crudos pesados, viscosos, de color oscuro y presentan fluorescencia muy marcada cuando se exponen a la luz ultravioleta. Por lo general están contaminados en cantidades apreciables por compuestos orgánicos e inorgánicos.

Bases mixtas:

Base parafínica-nafténica: cuando el contenido de estas dos series está en la proporción de 60 y 30% respectivamente.

Base nafténica-aromática: cuando el contenido de las dos series es aproximadamente de 45% cada una.

Base parafínica-nafténica-aromática: cuando el contenido de las tres series es de 33% de cada una de ellas aproximadamente.

2.1.1.3 Técnicas de Caracterización de crudos

Análisis PIANO: Este análisis se utiliza para cuantificar las Parafinas, Isoparafinas, Aromáticos, Naftenos y Olefinas presentes en la fracción liviana del crudo (naftas). Cuantifica los hidrocarburos del crudo con números de carbonos desde el C1 hasta el C12 (metano, etano, etileno, propano, propileno, isobutano, n-butano, isobutileno, butilenos, isopentano, n-pentano, pentilenos, isohehexano, n-hexano, etc.) Los resultados son reportados en % molar, % peso y % volumen (Rojas y Russi, 2002).

Análisis elemental: Se utiliza para determinar la composición química de un crudo o sus fracciones pesadas, expresada como %p de H, C, N y S. La muestra es quemada a una temperatura de 975 °C en atmosfera de oxígeno para convertir los elementos en gases simples (CO₂, H₂O), los cuales son homogeneizados bajo condiciones controladas de presión, temperatura y volumen para ser posteriormente separados a través de una columna y detectados en función de sus conductividades térmicas. Este análisis permite determinar la relación H/C o C/H, que da una idea del grado de instauración (Rojas y Russi, 2002).

Análisis SARA: Es un análisis composicional que proporciona la caracterización de las fracciones más pesadas del crudo, basándose en la diferencia de solubilidad, polaridad y peso molecular de los constituyentes presentes en el petróleo y donde se puede conocer el contenido de las fracciones saturados, aromática, resinas y asfáltenos de una muestra de crudo (Layrisse y Rivas, 1984). Para llevar a cabo este procedimiento y obtener del crudo las cuatro fracciones principales, en primer lugar, se deben precipitar los asfáltenos y separar esta fracción de los máltenos; para la separación de las fracciones que conforman los máltenos, se usa la cromatografía líquida por elución en columna abierta, como se ilustra en la figura número 1. Su funcionamiento radica en la separación de los componentes de la muestra en una columna empacada con gel de sílice que hace las veces de adsorbente y fase estacionaria; la elución es hecha por un solvente, que actúa como fase móvil.

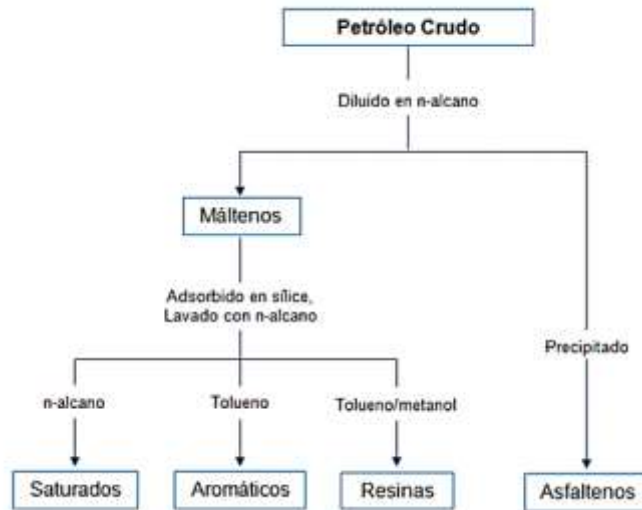


Figura 1. Procedimiento de separación de fracciones pesadas. Adaptado de Wauquier, J. El Refino del petróleo, petróleo crudo, productos petrolíferos y esquemas de fabricación. Francia, 2004.

Factor de caracterización Kuop o factor de Watson Kw: Al realizar dos ejes de coordenadas rectangulares y ubicar en la abscisa los valores crecientes de temperatura de ebullición y en la ordenada los valores decrecientes de la densidad para diferentes tipos de hidrocarburos se obtiene una serie de puntos los cuales arrojan una curva característica. De esta manera es posible realizar una doble caracterización de hidrocarburos, de izquierda a derecha según la temperatura de ebullición o la masa molar y de abajo hacia arriba según la composición química o la relación en hidrógeno y carbono en la molécula (Landeta, 2014).

De acuerdo a lo anterior se ha introducido el factor de caracterización Kuop, por medio del cual se expresa la afinidad del producto que puede estar comprendido entre dos límites extremos: hidrocarburo parafinico con un contenido máximo de hidrógeno e hidrocarburos aromáticos con un contenido mínimo de hidrógeno.

$$\text{Kuop} = \frac{TB(50)^{1/3}}{\rho_{oSC}} \quad (\text{Ec.1})$$

De acuerdo con (Vela, 1975):

Kuop: Factor de caracterización de Watson en $[R/(gr/cm^3)]$.

TB: Temperatura media de ebullición en R (temperatura a la cual destila el 50% en la curva ASTM).

ρ : Densidad relativa a 15,6 C en (gr/ cm³).

Los siguientes son los valores del factor de caracterización de Watson determinados para hidrocarburos y productos petroleros identificados en la tabla 2:

Tabla 2.

Clasificación de hidrocarburos por factor Kw

Valor Kuop	Clasificación
13	Hidrocarburos parafinicos normales e isoparafinas.
12,5-13	Productos parafinosos
12	Hidrocarburos en los que el peso relativo de las cadenas y de los anillos son equivalentes.
11	Hidrocarburos nafténicos o aromáticos poco sustituidos.
10-11	Hidrocarburos nafténicos y aromáticos
10	Hidrocarburos aromáticos puros

Nota: Adaptado de Vela, A, Evaluación de Petr6leos del Oriente Ecuatoriano. Trabajo de Grado. Ingeniera Qu6mica. Universidad Central del Ecuador. Facultad de Ingenier6a Qu6mica. Quito,1975.

Índice de correlación: El índice de correlación es una función desarrollada por U.S Bureau of Mines, el cual está en función de la densidad relativa y la temperatura de ebullición.

$$IC = \frac{48640}{T} + 473,7 \rho - 456,8 \quad (\text{Ec.2})$$

Donde:

T: Temperatura en K

ρ : Densidad relativa a 15,6 C

Los hidrocarburos parafinicos normales tienen índices de correlación de 0 y los aromáticos tienen índice de correlación de 100. Los destilados con índice de correlación entre 0 y 15 tienen casi seguro el carácter parafinico, sobre 50 predominan los cíclicos aromáticos y valores entre 15 y 50 indican preponderancia de los hidrocarburos nafténicos o mezcla de parafinas, nafténicos y aromáticos (Landeta, 2014).

2.1.1.4 Daño a la formación. Se define daño a la formación como cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causado por la reducción de la permeabilidad y/o movilidad en la vecindad del pozo, por la producción de fluidos o por la introducción de fluidos durante las operaciones de perforación, terminación y/o rehabilitación del pozo, y que puede ser eliminada mediante tratamiento químico, permitiendo al pozo recuperar la mayor parte de su capacidad original de producción (Espinosa, 2014).

2.1.1.4.1 Características del crudo pertinentes al daño. El petróleo crudo toma un papel importante en algunos de los mecanismos de daño tales como obstrucción de canales porosos por la precipitación de moléculas pesadas: asfáltenos, ceras, emulsiones, entre otros. Un yacimiento estará susceptible al daño por petróleo crudo contenido si tiene las siguientes características:

- 1.Valores de densidad iguales o menores a 22 API
- 2.Viscosidad por encima de 100 Cp a 38 C
- 3.Contenido de nitrógeno y sulfuro por debajo de 0,4% y 0,6%%
- 4.Relacion parafina/aromático por debajo de 2

5. Proporción de asfaltenos mayores a 1%
6. Índice de acidez mayor a 1%
7. Concentraciones de Vanadio y Níquel por encima de 15 mg/l
8. Polaridad relativa mayor a 450
9. Perfil cromatográfico que muestra alto contenido de nafteno, aromáticos y compuestos cíclicos, como también contenidos considerables de parafina e hidrocarburos ligeros y cualquier grado de degradación de aceite.

2.1.1.4.2 Asfaltenos. Son compuestos sólidos amorfos de color oscuro que se encuentran en las fracciones más pesadas del crudo en forma de suspensión coloidal. Por si solos no son solubles en el crudo, pero tienen la propiedad de formar agregados moleculares con las resinas (ilustrado en la figura número 2), las cuales les permiten solubilizarse en el volumen del crudo. Los asfaltenos son una de las fracciones no volátiles del petróleo, con un punto de fusión no definido, cuya compleja naturaleza no permite de manera precisa definirlos químicamente (Brito y Valle, 2012). Dado que los problemas operativos causados por los asfaltenos están relacionados con la solubilidad de estos, ha resultado conveniente definirlos a partir de criterios de solubilidad.

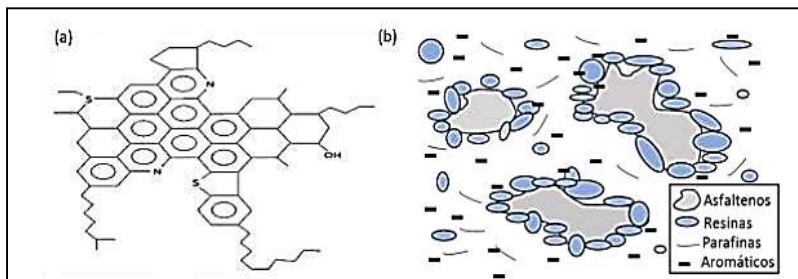


Figura 2. Estructura de los asfaltenos. (a) Química (b) Micelar. Adaptado de Rojano C, González D. y Galeana C, «Aseguramiento de flujo en los pozos Trion-1 y supremus-1, cinturón plegado perdido, Golfo de México Norte,» 2013.

Resinas: Se encuentran formando parte de las fracciones más pesadas de los crudos y son conocidas también como aromáticos polares. Son compuestos sólidos, semisólidos, y en algunos casos aceites viscosos, de color oscuro, conformadas por estructuras aromáticas, nafténicas y heteroátomos (principalmente N, S y O) que le dan su carácter polar.

Precipitación de los asfáltenos:

La precipitación de asfáltenos es el proceso mediante el cual estos aparecen en fase insoluble, como resultado de las alteraciones ocurridas en las condiciones termodinámicas y operacionales del sistema, generando de esta forma la desestabilización del material asfáltico, que se manifiesta cuando las partículas de manera similar caen, rompen la emulsión, chocan y se agregan unas a otras. En esta etapa los flóculos se conservan suspendidos en el crudo sin generar inconvenientes. El aumento de los flóculos forma agregados (etapa de agregación) que pueden permanecer suspendidos y ser arrastrados por la corriente de fluido si su velocidad es alta. Finalmente, la depositación ocurre cuando los asfáltenos se adhieren al medio poroso o a la tubería, como se muestra en la figura número 3. (Rincón, Cabrales, Restrepo Y Calderón, 2011).

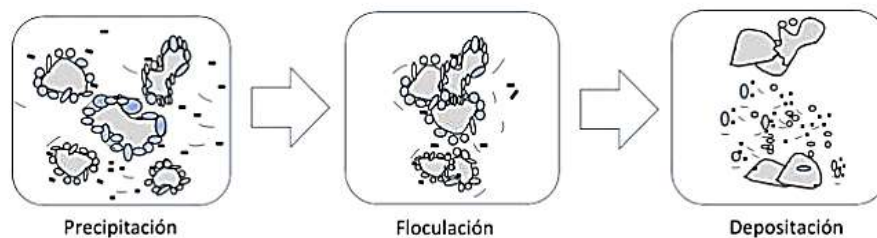


Figura 3. Representación de la precipitación y depositación de los asfáltenos. Adaptado de Rincón A., Cabrales L. Restrepo A. y Calderón Z, «Asfáltenos, un daño severo en yacimientos altamente subsaturados de aceite volátil,» El Reventón energético, vol.9, 2011.

Factores que influyen en la precipitación de asfáltenos:

La precipitación de los asfáltenos no depende estrictamente de la cantidad presente en el crudo, sino más bien de la estabilidad de estos. Esa estabilidad se encuentra asociada a las alteraciones en el balance termodinámico que mantiene a los coloides en solución (León, Ramírez, Romero, Jiamez, 2014). Dichas alteraciones se manifiestan por los cambios ocurridos en la presión, temperatura y la composición del petróleo generados por los patrones de circulación de crudo. Entre las alteraciones más importantes se pueden destacar las siguientes:

Temperatura: La temperatura comparte una relación directa con la capacidad de solubilización de los componentes del petróleo, como son las resinas y máltenos. Ospino (2009) plantea que cuando la temperatura de la formación aumenta, la solubilidad de las resinas en los n-alcános se aumenta proporcionalmente y como resultado, los asfáltenos disminuyen su solubilidad en el crudo.

Presión: Se encuentra directamente relacionada con la densidad del crudo bajo condiciones isotérmicas. Existe una separación promedio entre moléculas de la fase líquida y las micelas de resinas-asfáltenos que es mayor en densidades bajas, resultando de esta forma interacciones menos atractivas, lo que posibilita la precipitación de los asfáltenos.

Composición del crudo: Se conoce que la problemática de depositación por alteraciones en la composición de un fluido de un yacimiento, se originan como resultado de un agotamiento normal durante la producción primaria del mismo (Hugo, 2014). Rodríguez y Gaspar (2012) destacan la importancia de conocer la composición del crudo; ya que un cambio en la composición del fluido, puede promover la pérdida de los componentes livianos del petróleo, causando un aumento en la densidad de los fluidos y, en consecuencia, se reduciría la tendencia de precipitación.

Otros factores: Otro factor a considerarse es la viscosidad del petróleo, esta cuando es alta, impide la depositación por ser menos probable la formación de flóculos, siendo más probable la depositación de asfáltenos en crudos medianos y livianos que en crudos pesados (León et al., 2009). La presencia de solidos suspendidos en el crudo (como finos de arcillas o minerales, limaduras de metales, sedimentos y grava), es otro factor a tener en cuenta, puesto que pueden actuar como núcleos donde se adhieren los coloides.

Métodos de predicción de precipitación de asfáltenos:

Debido a los costos asociados a la remediación de la precipitación de asfáltenos en los proyectos de extracción, producción y refinación del petróleo, se han desarrollado algunas técnicas que permiten calcular la ocurrencia de la precipitación en los fluidos petroleros y así modificar las variables operacionales para prevenir la inestabilidad de los asfáltenos. A continuación, se mencionarán las técnicas más utilizadas en la industria.

Índice de inestabilidad coloidal: Es un índice propuesto por Yen, Yin y Asomaning (2001), que incluye las composiciones másicas obtenidas a partir del análisis SARA de las fracciones que favorecen y desfavorecen la estabilidad del sistema resina-asfáltenos, de acuerdo con el modelo coloidal del crudo propuesto hace décadas por Preiffer & Saal (1939). Este método ha demostrado un grado de confiabilidad del 72%. La ecuación de CII esta expresada en los términos de los componentes de hidrocarburos SARA y se define como la relación de la suma de los asfáltenos y sus floculantes (ácidos grasos saturados) y la suma de sus peptizantes (resinas y compuestos aromáticos) en un crudo. El rango de valores que determina la estabilidad del aceite se presenta a continuación en la tabla número 3.

$$CII = \frac{\% \text{ SATURADOS} + \% \text{ ASFALTENOS}}{\% \text{ AROMATICOS} + \% \text{ RESINAS}} \quad (\text{Ec. 3})$$

A medida que disminuye el valor del CII, el sistema se hace más estable debido a la preponderancia de las fracciones peptizantes en la mezcla.

Tabla 3.

Umbrales para índice de estabilidad coloidal.

Valor CII	Descripción
CII < 0,7	Crudo estable: improbable que el crudo muestre problemas de producción relacionados con asfáltenos.
CII > 0,9	Crudo inestable: el crudo probablemente mostrará problemas relacionados con precipitación de asfáltenos.
0,7 < CII < 0,9	Intervalo de inestabilidad no definido, no se puede determinar si el problema está relacionado con asfáltenos.

Nota: adaptado de Hammami A. & Ratulowski J. Precipitation and deposition of asphaltenes in production systems: a flow assurance overview. Springer New York, 2007.

Relación asfáltenos/resinas: Las resinas constituyen la fracción del petróleo que mantiene a los asfaltos dispersos en el crudo en forma de nano-agregados. La figura 4 ilustra el porcentaje en peso de asfáltenos versus el porcentaje en peso de resinas en donde se permite diferenciar las regiones de estabilidad e inestabilidad de los asfáltenos. Esta relación es ampliamente utilizada ya que los asfáltenos y las resinas forman la parte no volátil del crudo y por lo tanto pueden medirse con precisión. La tabla numero 4 identifica el rango de valores para determinar la estabilidad del sistema.

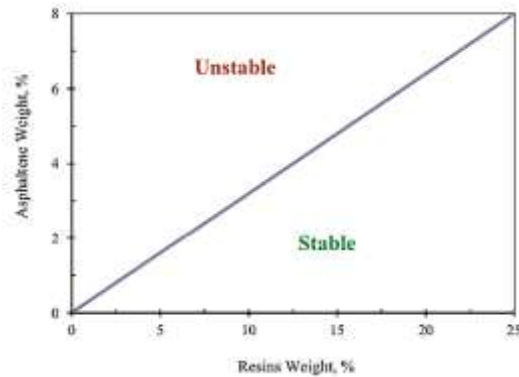


Figura 4. Estabilidad de los asfáltenos en función de la relación asfálteno/resina. Adaptado de Zendehboudi S., Shafiei A., Bhandari A., James L., Elkamel A., Lohi A. Asphaltene precipitation and deposition in oil reservoirs –technical aspects, experimental and hybrid neural network predictive tools. 2014.

Tabla 4.

Rango de valores A/R para la estabilidad de los asfáltenos

RELACION AS/RE	DESCRIPCION
A/R < 0,35	Crudo estable
A/R > 0,35	Crudo inestable

Nota: adaptado de Delgado J. Asfáltenos composición, agregación, precipitación. Laboratorio de formulación, interfaces, reología y procesos. 2006.

Método Stability Cross-Plot: Se emplea a partir de 4 gráficas que en conjunto estiman la estabilidad de cualquier muestra de crudo. Para ello se realiza una observación cualitativa y cuantitativa de las relaciones entre las fracciones de saturados (S), aromáticos (Ar), resinas (R) y asfáltenos (A) y la estabilidad se define a partir de las siguientes tendencias: entre más grande sea la proporción de saturados, la muestra presenta inestabilidad, de mismo modo ocurre con la fracción de asfáltenos y la relación ($Ar/(S*A)$); por consiguiente, los parámetros restantes se comportan de modo inverso (Figura 5). Este método ha demostrado ser apropiado para cualquier

crudo cuyo análisis SARA se haya determinado, mostrando un grado de confiabilidad del 92% en la determinación de la estabilidad de los asfáltenos en los crudos, así lo plantean Sepúlveda, Bonilla & Medina (2010).

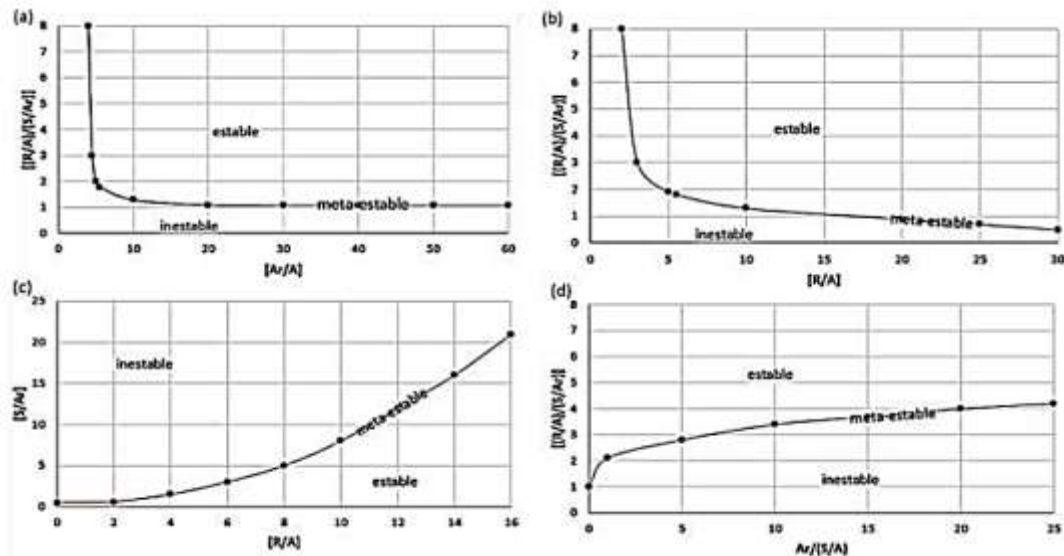


Figura 5. Gráficas Stability Cross-Plot. (a) $[(R/A)/(S/Ar)]$ vs $[Ar/A]$ (b) $[(R/A)/(S/Ar)]$ vs $[R/A]$ (c) $[S/Ar]$ vs $[R/A]$ (d) $[(R/A)/(S/Ar)]$ vs $[Ar/(S/A)]$. Adaptado de Sepúlveda J., Bonilla J. & Medina Y. Stability prediction for asphaltenes using SARA analysis for pure petroleum. 2010.

Diagrama de Boer: Este diagrama ilustra el grado de precipitación de asfáltenos de acuerdo con la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión de saturación (figura 6). Según Boer, para las presiones por debajo del punto de burbuja, la disminución de la presión del crudo causa un aumento en la solubilidad debido a las alteraciones de la composición en el líquido (Cundar, 2013). La evaluación es sencilla y se desarrolla con tres parámetros que determinan la precipitación: diferencia entre las presiones del yacimiento y el punto de burbuja, densidad del fluido del yacimiento y la saturación de asfáltenos a condiciones del yacimiento. Aunque el

diagrama de Boer diferencia los crudos estables de los inestables, se ha confirmado en los últimos años que las predicciones tienden a ser pesimistas; ya que suponen que todo el yacimiento está saturado de asfáltenos (Herrera, 2014). De acuerdo a la figura 6, existen tres zonas diferentes, a saber: (1) Región A con alta posibilidad de problemas graves de flujo, (2) Región B con preocupaciones modestas, y (3) Región C con flujo leve o insignificantes problemas.

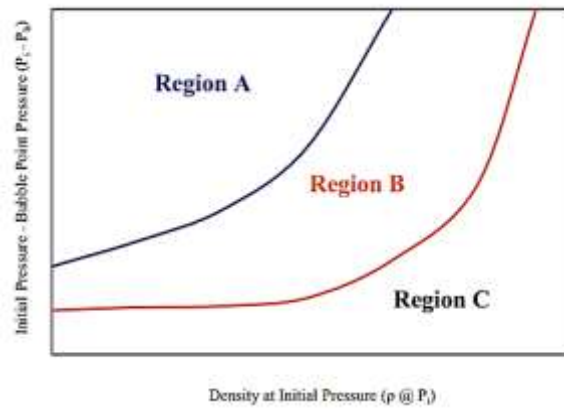


Figura 6. Esquema de Boer. Adaptado de Zendehboudi S., Shafiei A., Bhandari A., James L., Elkamel A., Lohi A. Asphaltene precipitation and deposition in oil reservoirs –technical aspects, experimental and hybrid neural network tools. 2014.

Stankiewicz plot: Este método se emplea teniendo en cuenta una gráfica que relaciona las fracciones de saturados (S), aromáticos (Ar), resinas (R) y asfáltenos (A). En el eje Y se ubica la relación de saturación (Saturados/Aromáticos) y en el eje X (Asfáltenos/Resinas), ilustrado en la figura número 7. Este método tiene confiabilidad del 86% en la determinación de la estabilidad de los asfáltenos en los crudos (Stankiewicz, 2002).

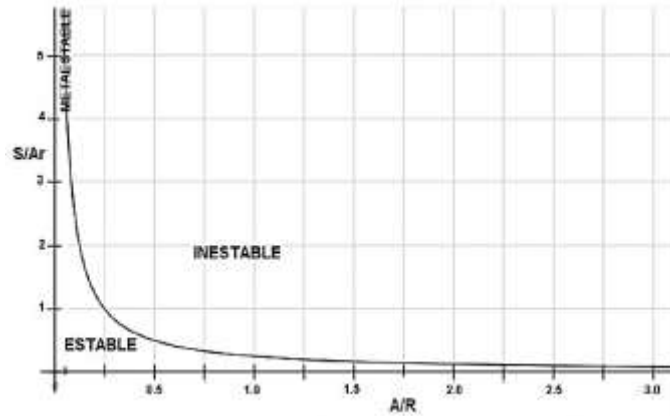


Figura 7. Gráfica representativa método Stankiewicz. Adaptado de Stankiewicz A. & Flannery M. Prediction off asphaltene deposition risk in E&P operations- 2002.

Estrategias de control de la precipitación de asfáltenos:

Cambios en el esquema de producción: En esta categoría se sugiere modificar la presión de operación, la temperatura y/o la tasa de producción para evitar las condiciones en las que tiene lugar la precipitación de asfáltenos. Otras alternativas involucradas en el esquema de producción son la reducción de la cizalladura, la eliminación de las sustancias incompatibles presentes en las corrientes de crudos asfálticos, la reducción de la caída de presión en la planta de producción y la neutralización de las fuerzas electroestáticas (Mansoori, 2010).

Tratamientos químicos: Este método consiste en la inyección de algún producto químico que al reaccionar con el sólido ayude a la disolución de los componentes orgánicos que se encuentran presentes o a inhibir la depositación de estos.

Los tratamientos convencionales con inhibidores de floculación de asfaltenos, implican procesos de intervención periódicos con remojos en solventes o la inyección continua de químicos en el pozo. Los solventes alifáticos y aromáticos son utilizados de manera frecuente debido a que poseen gran miscibilidad y alto poder para disolver compuestos orgánicos. Estos métodos son

efectivos para prevenir la aglomeración y depositación de asfaltenos en los tubulares y líneas de flujo, pero no protegen la formación productora, porque los químicos interactúan con el petróleo después de que este abandona la formación, con la posibilidad de dejar atrás asfaltenos.

Técnicas de tratamiento térmico: En esta categoría de tratamientos se derivan la inyección de aceite caliente, la combustión in situ, calentamiento por microondas y el uso de reacciones químicas exotérmicas. La lubricación caliente consiste en inyectar crudo, vapor, agua o gas caliente para remover los depósitos de asfaltenos de un pozo. Esta técnica se lleva a cabo mediante la circulación en el pozo, conductos, o mediante la inyección en la formación; funciona por fusión de los depósitos orgánicos. (Hugo, 2014).

Métodos de tratamiento biológico: Estos consisten en la aplicación in situ de bacterias anaerobias y aeróbicas; e incluso hongos. Estos tratamientos pueden reducir los asfaltenos en moléculas más ligeras mediante la biodegradación. El proceso es relativamente lento y puede requerir meses o años hasta que los microorganismos puedan degradar una cantidad significativa de los asfaltenos, esto se debe al elevado peso molecular y la compleja estructura química que presenta estos compuestos, así lo destaca Izquierdo (2013).

2.1.1.4.3 Parafinas. Son esencialmente mezclas de largas cadenas lineales hidrocarbonadas, algunas de ellas caracterizadas por poseer adicionalmente un conjunto de cadenas ramificadas y presencia de alicíclicos, aromáticos y anillos condensados que modifican sus propiedades de flujo. Además, son moléculas apolares cuya interacción se debe principalmente a las fuerzas de van der Waals (Xiao, 2012).

La clasificación de estas se hace de acuerdo con la configuración de su estructura molecular y el número de carbonos que contenga, teniendo en cuenta estos criterios, se pueden diferenciar

las ceras macrocristalinas de las ceras microcristalinas, las cuales presentan un mecanismo de daño diferente por el tamaño de los cristales al momento de depositarse en la formación.

Ceras parafínicas o macrocristalinas: Se encuentran comprendidas por parafinas con un número de carbonos entre 18 a 30 en cadena lineal. La estructura molecular que se forma es llamada macro-cristales que al aglomerarse originan grandes depósitos de cera que generan taponamiento de poros y aumento de la viscosidad (Zakí y Mohamed, 2010).

Ceras microcristalinas: Encontradas en las parafinas cuyo contenido de carbonos es entre 30 a 60, con pesos moleculares entre 450 y 800. Son compuestos de cadena lineal con ramificaciones y grupos cíclicos a lo largo de la cadena principal. El tamaño de sus cristales es mucho menor que el de las ceras parafínicas, razón por la cual no tienden a aglomerarse y formar depósitos, sino que son causantes de la reducción de la permeabilidad debido a su tendencia de adherirse a la superficie de los granos.

Precipitación de parafinas:

Los factores que disminuyen la temperatura del aceite contribuyen al fenómeno de cristalización de la parafina. Las ceras de la parafina permanecen solubles en el crudo en la mayoría de las condiciones del yacimiento bajo un estado de equilibrio. Cuando este estado es alterado por factores tales como la temperatura y la presión, la parafina puede cristalizar o precipitar. Este proceso toma lugar debido a caídas en la temperatura del sistema por debajo del punto de nube o bien por reducción de la solubilidad del sistema que provoca que la fase líquida no pueda mantener los sólidos en solución. Dentro de los factores que ejercen gran influencia sobre el fenómeno de precipitación podemos encontrar:

Efecto de la temperatura: La solubilidad de la parafina y la temperatura tienen una relación directa. En su orden se encuentran cuatro temperaturas críticas: punto de cristalización, punto de

gel, punto de fluidez y temperatura de fusión. El punto de nube o cristalización, es la temperatura a la cual aparecen los primeros cristales de parafina. El punto de fluidez es aquella temperatura en la que la solución deja de fluir. El punto de fusión es la temperatura a la que el fluido se congela y finalmente el punto de gel es aquella temperatura a la que se inicia la formación de una red cristalina cuando el fluido se mantiene en reposo y se va enfriando la muestra por debajo del punto de cristalización.

Efecto de la presión: Para una determinada temperatura, el incremento de la presión trae como consecuencia una disminución de las fracciones pesadas del crudo y así mismo del porcentaje en el volumen de parafina depositada. Por lo cual se concluye que se tendrá menor cantidad de parafinas precipitadas en la zona cercana a la presión de saturación.

Efecto de la solubilidad: El incremento de la fracción pesada y de asfáltenos provoca una reducción en la solubilidad de la parafina en el crudo. Sin embargo, se ha observado que al aumentar la fracción pesada y asfáltenos decrece la depositación de parafinas debido a que estos actúan como depresores y modificadores de parafina.

Efecto de la proporción relativa de solvente-soluto: La concentración de parafinas en el crudo incrementa el punto de cristalización. Esto es porque el crudo se comporta como una solución donde las parafinas actúan como soluto y el resto del crudo como solvente. Cuando el crudo tiene gas disuelto en solución, el punto de cristalización tiene un valor menor debido a que las burbujas de gas distribuidas en el aceite tienen una energía de presión adicional que facilita el flujo; también el gas libre reduce el esfuerzo de gel del crudo muerto porque crea una barrera que ayuda a evitar la atracción entre las moléculas durante la etapa de endurecimiento de la parafina (Rai, Sarkar y Dalal, 1996).

Problemas asociados a la deposición de parafinas:

1. Taponamiento o bloqueo de los poros en la formación.
2. Reducción de la producción de hidrocarburos debido a la obstrucción del área de flujo en el interior de la tubería.
3. Cambios en las características reológicas del crudo.
4. Se requiere potencia extra para mantener el flujo de fluidos.
5. Se presenta fallas en quipos de subsuelo y superficie.
6. Cierre de pozos.
7. Aumento de costos por incremento en mantenimiento de los equipos.

Métodos de control de precipitación de parafinas:

Método operacional: Consiste en regular la velocidad y el caudal de producción con el fin de disminuir la precipitación de sólidos en la sarta de producción. Una tasa de producción elevada además de evitar la precipitación de parafina, también evita que esta se adhiera a las paredes de la tubería y ocasionalmente desprende la parafina que ya se encuentra depositada en el tubing. Debido a que el esfuerzo de corte que el fluido hace sobre los depósitos no es tan fuerte como para remover parafinas duras, solo se desprenden las ceras más blandas, esto causa la formación de depósitos de parafinas muy sólidos y difíciles de tratar (Candelo y Carvajal, 2010).

Método térmico: Este método consiste en el uso de calor para fundir la parafina y resolver posteriormente la emulsión. Muchos estudios referentes al tema se han desarrollado y se ha determinado que la cantidad de calor que se requiere para fundir la parafina es directamente proporcional a la distancia entre las moléculas de parafina depositada. Algunas de las técnicas más usadas son la inyección de agua caliente, la inyección de aceite caliente y los calentadores en

fondo de pozo que son calentadores eléctricos que suelen instalarse en la boca del pozo con el fin de elevar la temperatura del crudo.

Método químico: El control químico de los problemas de precipitación y depositación de parafinas está basado en el uso de cuatro categorías de productos químicos: solventes, dispersantes, surfactantes y modificadores de cristal.

Solventes: Son compuestos orgánicos derivados del petróleo, usados para disolver los depósitos de parafinas existentes y además para restaurar las propiedades solventes del crudo dadas por los compuestos livianos que se liberan debido a gradientes de temperatura y presión. Los dos tipos de solventes más usados en operaciones de campo son los alifáticos, como el diésel, varsol y condensados; aromáticos como el xileno y el tolueno. Este tipo de químicos disuelven un peso específico de parafina basado en el peso molecular de la misma, la temperatura, y la presión antes del agotamiento del poder del solvente (Alcazar y Buenrostro, 2011).

Dispersantes: Son compuestos orgánicos resultados de las mezclas de surfactantes los cuales trabajan neutralizando las fuerzas de atracción que impulsan a las partículas de la parafina a estar juntas, es decir, el tamaño de partículas de los depósitos es reducido a tal punto que estas puedan ser reabsorbidas por la corriente de petróleo. Todo esto como resultado de la afinidad natural de la partícula de parafina por su origen hidrocarburo. (Towler & Rebbapragada, 2004).

Surfactantes: Son una clase de agentes tensoactivos formados por dos grupos químicos, uno llamado hidrófilo por su afinidad al agua, y otro afín al aceite llamado lipofílico. Estos compuestos trabajan sobre los cristales de parafina evitando su agrupación y posterior depositación en la formación, tuberías de producción y líneas de flujo.

Modificadores de cristal: Se caracterizan por poseer una estructura similar a la de la cera que precipita. Estos modificadores co-precipitaran o co-cristalizaran con la cera cuando toman el lugar

de una molécula de cera en la red cristalina. Estos compuestos están diseñados para interactuar con la aglomeración de parafina, no disolverán ni dispersarán la parafina, su finalidad es inhibir la posterior depositación. Además de reducir la formación de cristales de cera, también evitan la adherencia de la parafina sobre las paredes de la tubería. (Taraneh, 2008).

2.1.2 Caracterización del gas. El gas natural es una mezcla de hidrocarburos livianos en estado gaseoso compuesto principalmente por metano y etano y en menor proporción por propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados. Generalmente, esta mezcla contiene impurezas como vapor de agua, gas carbónico y nitrógeno.

2.1.2.1 Composición del gas. Cuando el gas es extraído de los yacimientos presenta impurezas las cuales hay que eliminar ya que pueden provocar problemas posteriores. El gas se compone normalmente de hidrocarburos con muy bajo punto de ebullición. El metano es el principal constituyente de este combustible, con un punto de ebullición de 154 °C, el etano con un punto de ebullición de 89 °C, puede estar presente en cantidades de hasta 10%; el propano cuyo punto de ebullición es de hasta 42 °C, representa un 3% (Zúñiga, 2012). El butano, hexano y octano también pueden estar presentes como se demuestra en la tabla número 5.

Tabla 5.

Composición del gas natural

CLASE	COMPONENTE
Hidrocarburos	Metano
	Etano
	Propano
	i-butano

CLASE	COMPONENTE
Gases inertes	n-butano
	i-pentano
	n-pentano
	Ciclopentano
	Hexanos y pesados
	Nitrógeno
	Helio
	Argón
	Hidrógeno
	Oxígeno
Gases ácidos	Ácido sulfhídrico
	Dióxido de carbono
Compuestos de azufre	Mercaptanos
	Sulfuros

Nota: Adaptado de Zuliga A. propuestas y soluciones a problemas de operación en campos productores de gas natural. Tesis de grado. Universidad nacional autónoma de México. 2012.

2.1.2.2 Problemas asociados a la explotación de yacimientos de gas y condensado. De acuerdo con Rojas (2003) los yacimientos de gas y condensados presentan ciertos problemas adicionales a la explotación que serán mencionados a continuación.

Acumulación de líquido en la formación: En los yacimientos de gas condensado ocurre una característica particular que es la formación de condensado retrógrado cuando la presión de la mezcla de hidrocarburos cae por debajo de su presión de rocío durante el agotamiento isotérmico de la presión del yacimiento. Esta acumulación de condensados puede ocurrir en dos zonas principales:

En la zona cercana al pozo de producción: Cuando la presión del fondo fluyente es menor que la presión de rocío y la presión promedio del yacimiento es mayor o igual a la presión de rocío, se forma un banco de condensado retrógrado alrededor del pozo que crece a medida que la presión del yacimiento declina disminuyendo la productividad del pozo y generando una pérdida de componentes pesados en la superficie.

Salinas (2013) sustenta que conceptualmente, el flujo de gas y condensado en los yacimientos se puede dividir en tres regiones de yacimiento (figura número 8): La tercera región incluye la mayor parte del volumen del yacimiento que se encuentra alejado de los pozos productores. Dado que la presión está por encima de la presión del punto de rocío, solo existe y fluye una fase de hidrocarburo: el gas. El límite interior de esta región tiene lugar donde la presión iguala a la presión del yacimiento original.

En la segunda región, llamada región de segregación de condensado, el líquido se forma a partir de la fase gaseosa, pero su saturación continúa siendo muy baja y se mantiene inmóvil, sigue existiendo flujo de gas monofásico.

En la primera región, que es la más cercana a un pozo productor, fluyen tanto el gas como el condensado, puesto que su saturación es mayor a su saturación crítica. Esta región es la correspondiente al bloque de condensado en la zona vecina al pozo y es la que controla la productividad del mismo.

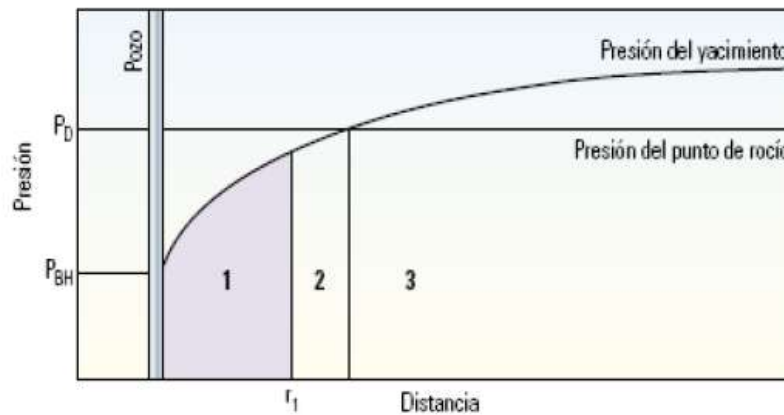


Figura 8. Comportamiento de los campos de gas condensado. Las tres regiones del yacimiento. Adaptado de Salinas O. Recuperación adicional para yacimientos de gas y condensado. Modelo predictivo para yacimientos y heterogéneos. Universidad Nacional Autónoma de México. 2013.

En todo el yacimiento: Al caer la presión promedio del yacimiento por debajo de la presión de rocío retrógrada ocurre precipitación de condensado en forma de pequeñas gotas que se acumulan en los canales porosos más pequeños de la roca. Para que el condensado retrógrado alcance cierta movilidad en el yacimiento se necesita que su saturación sea mayor que la saturación crítica de condensado (30-40%) lo cual es difícil de alcanzar ya que el volumen de condensado retrógrado raras veces excede un valor de 20%.

Dispersión de gas y condensado en zonas invadidas por agua:

En un yacimiento de gas y condensado con empuje hidráulico la presión del yacimiento es mantenida por agua del acuífero. A mayor actividad del acuífero, mayor es el nivel de mantenimiento de presión. Debido a que la saturación de gas residual no depende de la presión, mayor cantidad de gas residual es atrapado a medida que el nivel de presión permanece alto por la actividad del acuífero.

- **Irrupción prematura de gas seco en los pozos de producción:** Uno de los mayores problemas que se presenta en el mantenimiento de presión de yacimientos de gas y

condensado por inyección de gas seco es la rápida irrupción del fluido inyectado a través de zonas y/o estratos de alta permeabilidad. La irrupción temprana del gas seco en los pozos de producción trae como consecuencia una reducción progresiva del contenido de líquido en el gas producido y un abandono rápido del proyecto por problemas de circulación de gas seco.

2.1.2.3 Reinyección de gas seco. Este procedimiento es uno de los más utilizados para evitar la condensación retrógrada en los yacimientos de gas. Consiste, como se muestra en la figura número 9, en separar en superficie los componentes livianos (gas seco) de los pesados (C7+) y reinyectar al yacimiento el gas seco separado.

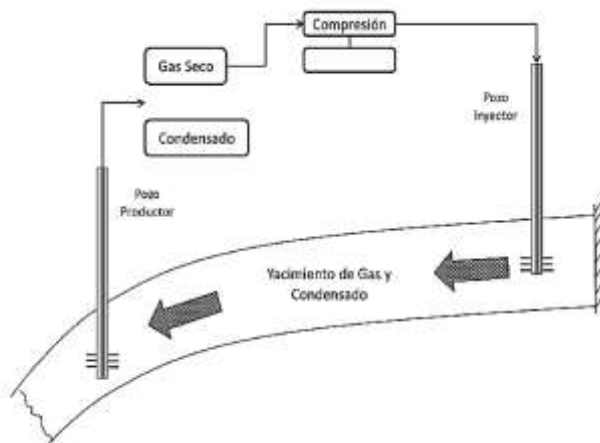


Figura 9. Proceso de reinyección de gas seco producido en yacimientos de gas y condensado. Adaptado de Salinas O. Recuperación adicional para yacimientos de gas y condensado. Modelo predictivo para yacimientos y heterogéneos. Universidad Nacional Autónoma de México. 2013.

Los objetivos de este procedimiento es mantener la presión del yacimiento lo suficientemente alta, usualmente por encima o cerca del punto de rocío, para minimizar las pérdidas de líquido por condensación retrógrada; alcanzar una elevada eficiencia de desplazamiento a escala microscópica

y recuperar el gas condensado a tasas de flujo económicas e impedir el desperdicio del gas seco producido cuando no se tiene mercado para el gas.

2.1.3 Caracterización del agua de formación. El agua de formación hace referencia al agua presente en el yacimiento en el momento en que se perfora la formación geológica de interés. Su composición fisicoquímica varía por diferentes motivos por lo que puede cambiar de un yacimiento a otro e incluso en un mismo pozo después de determinado tiempo de producción.

El análisis de cationes y aniones contenido en aguas de formación provee una importante herramienta para caracterizar el origen de la salinidad de los fluidos, y evaluar el grado de interacción roca-fluido, así como la evolución de la salmuera en la cuenca sedimentaria y tiempo de residencia en ella.

2.1.3.1 Composición del agua de formación. La composición del agua depende de una serie de parámetros que incluyen el ambiente depositacional, la mineralogía de la formación, el historial de presión y temperatura, y el influjo o migración de los fluidos.

Compuestos hidrocarburos: Existen ciertos tipos de hidrocarburos que son solubles o pueden encontrarse en suspensión; como ácidos orgánicos (ácido fórmico, carboxílico y propanoico), benceno, tolueno, etilbenceno, xilenos, fenoles e hidrocarburos alifáticos y aromáticos de bajo peso molecular. La cantidad de compuestos hidrocarburos solubles en agua depende del tipo de crudo, los volúmenes y tiempo de producción. La cantidad de hidrocarburos en suspensión depende de la densidad del crudo, velocidad de agitación de la mezcla crudo-agua y la tensión interfacial entre ambos fluidos.

Minerales de formación: El agua contiene cationes, aniones y metales pesados disueltos provenientes de la formación. Estos iones afectan las características del agua como la capacidad de almacenamiento, la salinidad y el carácter incrustante. Entre los cationes presentes se encuentran el calcio, magnesio, sodio, hierro, bario, estroncio y entre los aniones están el cloro, carbonato, bicarbonato y sulfato, Los metales pesados comúnmente más encontrados son el cadmio, cromo, cobre, mercurio, níquel y zinc, los cuales son solubles en el agua y su presencia depende de la geología y del tiempo de producción del pozo.

Sólidos: Materiales como arena, finos, productos de corrosión, cristales de parafinas, asfáltenos y escamas inorgánicas se mantienen en suspensión en el agua alterando propiedades relacionadas con el carácter incrustante y tendencia a formar emulsiones.

Gases disueltos: Comúnmente es posible encontrar CO₂, O₂ y H₂S en solución.

2.1.3.2 Problemas asociados al agua de formación:

Precipitaciones inorgánicas: las incrustaciones son un recubrimiento denso de un material predominantemente inorgánico, formado por la precipitación química de sus constituyentes, que se vuelven insolubles en el agua que los transporta por cambios de temperatura y presión, que causa un exceso en su producto de solubilidad de estos componentes en el sistema.

Las incrustaciones se originan cuando los iones presentes en el agua asociada al petróleo crudo, sobrepasan el límite de solubilidad que tiene el agua para mantenerlos en solución, de esta manera se unen y se precipitan formando depósitos sólidos. Al tener agua supersaturada de iones positivos y negativos y estar en permanente contacto y movimiento, tenderán a atraerse; al unirse forman clusters que irán uniéndose y formando un cristal. Estos cristales crecen y forman estructuras más

grandes que llegan a formar las incrustaciones que se pueden apreciar a simple vista y se adhieren a la estructura que las contiene (Valencia y Tarache, 1992).

Las incrustaciones que se forman en corto tiempo son frágiles, porosas y de fácil remoción, pero las que se forman durante largo tiempo se endurecen de tal manera que hace muy difícil su remoción.

2.1.3.3 Control y remoción de incrustaciones inorgánicas. Las incrustaciones pueden ser evitadas y/o minimizadas a través del uso de inhibidores de incrustación. Los inhibidores son agentes químicos que pueden demorar, reducir o prevenir la formación de estas cuando se adicionan en pequeñas cantidades a aguas con tendencia incrustante. Estos actúan previniendo la nucleación, lo que bloquea la formación de cristales; y evita su crecimiento cuando comienzan a formarse, en este caso el inhibidor se adsorbe sobre la superficie de los cristales mientras ellos están todavía diminutos y previenen su crecimiento y evitando que se adhieran de nuevo cristales a depósitos incrustantes ya formados.

Una vez se ha formado la incrustación, debe ser removida para minimizar los problemas causados por la misma. La remoción de incrustaciones con productos químicos es, por lo general, la más usada, sobre todo cuando las incrustaciones se ubican en puntos de difícil acceso.

Por ejemplo, los carbonatos son muy solubles en ácido clorhídrico y, por lo tanto, se pueden disolver con menor dificultad. Las incrustaciones duras de sulfatos son más difíciles de eliminar porque tienen un grado muy bajo de solubilidad ácida.

En las líneas de flujo algunas veces las incrustaciones están cubiertas por parafinas o películas finas de aceite que obstruyen la labor del agente removedor de incrustación, en estos casos es

necesario agregar surfactante al ácido para darle mayor penetración o inyectar solventes para diluir asfáltenos o aceite caliente para parafinas.

Para remoción de incrustaciones y algunos otros depósitos se utilizan los siguientes tipos de químicos: ácidos (para los carbonatos), álcalis (para los sulfatos), ácidos orgánicos, sales, secuestrantes y solventes orgánicos.

2.1.3.4 Índices de saturación. Los índices de saturación sirven como una indicación de la tendencia del agua para disolver o precipitar el carbonato de calcio.

Índice de saturación de Langelier: Langelier desarrolló un índice para predecir si un agua fresca saturada con oxígeno disuelto, en un rango de PH de 6.5 a 9.5, formará incrustaciones de carbonato de calcio o será corrosiva (Melorose, Perroy y Careas). El ISL es expresado entonces de la siguiente manera:

$$\text{ISL} = \text{PH} + (\text{Temperatura F}) + (\text{concentración de Calcio ppm}) + (\text{alcalinidad total ppm}) - (\text{TDS ppm}) \quad (\text{Ec. 4})$$

Para un $\text{ISL} > 0$, el agua se encuentra súper-saturada y tiende a precipitar una capa incrustante de CaCO_3 .

Para un $\text{ISL} = 0$, el agua se encuentra saturada y en equilibrio con el CaCO_3 . No hay formación de incrustaciones ni disolución de CaCO_3 .

Para un $\text{ISL} < 0$, el agua se encuentra bajo-saturada y tiende a disolver CaCO_3 , también se le denomina agua corrosiva.

Índice de estabilidad de Ryznar: Fue diseñado con la finalidad de correlacionar una base de datos empíricos a partir del espesor de las incrustaciones formadas. Al igual que el índice de

saturación de Langelier, el índice de Ryznar se basa en el concepto de saturación. (Melorose, Perroy y Careas):

$$\text{ISR} = 2 (\text{PHs}) - \text{PH} \quad (\text{Ec. 5})$$

Para un $\text{ISR} < 6$ la tendencia a precipitar incrustaciones aumenta.

Para un $\text{ISR} > 7$ el agua es ligeramente corrosiva, no hay formación de una capa protectora (CaCO_3) que inhiba la corrosión.

Para un $\text{ISR} > 8$ la corrosión se convierte en un problema potencial.

2.2 Caracterización de la roca de yacimiento

2.2.1 Unidades de flujo. Uno de los problemas que se tiene al realizar la caracterización de los yacimientos, es la integración de los parámetros a diferentes escalas. Una forma de realizar este procedimiento es mediante la aplicación del concepto de unidad de flujo.

Según Ebanks (1992), una unidad de flujo es una región continua en el yacimiento que tiene propiedades geológicas y petrofísicas similares que afectan el movimiento de fluidos inyectados o producidos; además tiene la capacidad de transmitir lateral y verticalmente.

Para identificar las unidades de flujo se divide el yacimiento en intervalos con características petrofísicas uniformes, utilizando registros de pozos y gráficos de saturación de fluido, porosidad, permeabilidad y presión capilar.

Entendidas de esta forma, el estudio de unidades de flujo se presenta como una metodología de clasificación de los tipos de roca y predicción de las propiedades de flujo, basada en parámetros geológicos y físicos del flujo a escala de poro. Las siguientes propiedades ayudan a definir las unidades de flujo:

Índice de calidad del yacimiento (RQI): indica con qué facilidad y en qué cantidad un fluido puede ser recuperado de una unidad. Cuando se tienen rocas relativamente homogéneas, con buenas capacidades de almacenamiento y de flujo, normalmente se puede garantizar que la calidad de ellas es excelente. Para ciertos estudios a cada unidad de flujo del yacimiento se le asigna un valor de RQI.

$$RQI = 0,0314 \sqrt{\frac{K_a}{\emptyset_e}} \quad (\text{Ec. 6})$$

Donde RQI es el índice de calidad del yacimiento, expresado en micrómetros, K_a es la permeabilidad absoluta, en md, y \emptyset_e la porosidad efectiva, en fracción.

La calidad hidráulica de una roca está controlada por la geometría del espacio poroso, a su vez, es función de los poros y de los granos de la formación. Combinaciones de estos atributos geológicos generan las distintas unidades de roca con similares características.

Este índice de calidad de la roca se puede utilizar para determinar unidades de flujo, para esto es necesario involucrar dos conceptos o términos, el indicador de zona de flujo (FZI) y el índice de porosidad normalizada \emptyset_z .

En este procedimiento se gráfica en escala log-log el índice de calidad el yacimiento (RQI) contra el índice de porosidad normalizada.

$$\emptyset_z = \frac{\emptyset_e}{(1-\emptyset_e)} \quad (\text{Ec. 7})$$

De los puntos obtenidos se toman los que tiendan o se acerquen a una línea recta con pendiente unitaria. La ordenada al origen de esta línea, o sea el valor de RQI para $\emptyset_z=1$, define al otro término que se requiere para establecer la unidad de flujo, al cual se le conoce como Indicador de Zona de Flujo (FZI), ilustrado a continuación en la figura número 10.

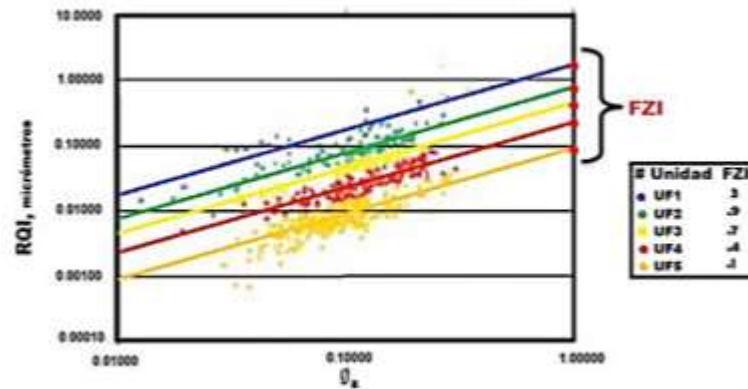


Figura 10. Gráfico log-log de RQI vs porosidad normalizada, donde se distinguen la separación de datos de acuerdo a las distintas unidades de flujo. Adaptado de Meza K. parámetros petrofísicos compuestos en la caracterización de yacimientos. Universidad nacional Autónoma de Mexico.2013.

Cuando el yacimiento tiende a ser heterogéneo, es difícil poder distinguir de la tendencia de puntos las unidades de flujo, por lo que se pueden incorporar otros aspectos, como el volumen de arcillas, V_{sh} . De esta manera se gráfica RQI contra $\emptyset_z (1 - V_{sh})$, lo que permite poder distinguir con menos dificultad las unidades de flujo.

Indicador de zona de flujo (FZI): Este parámetro es un indicador de las zonas de flujo existentes en un yacimiento. Incorpora variables geológicas y petrofísicas que controlan el flujo de fluidos en una zona del yacimiento.

El FZI se puede definir matemáticamente de la siguiente manera:

$$FZI = \frac{RQI}{\emptyset_z} \quad (\text{Ec. 8})$$

Al realizar el procedimiento descrito anteriormente para identificar unidades de flujo mediante la gráfica RQI vs \emptyset_z , todos los datos que se agrupan en una tendencia recta con pendiente unitaria tendrán un valor de FZI. El conjunto de datos graficados puede definir varias tendencias rectas y, por lo tanto, distintos valores de FZI.

La aplicación de FZI también es útil en la identificación de tipo de roca, por ejemplo, entre una arena limpia y una arcillosa, ya que las rocas con valores bajos de FZI, tienen un alto contenido de arcilla, su selección o grado de clasificación es pobre y los granos son finos, mientras que las rocas con bajo índice de arcillosidad, buena clasificación y granos gruesos tienen un FZI elevado.

Radio de poro R35: Winlad (1970) desarrolló una relación empírica entre porosidad, permeabilidad y radio de apertura donde se reproducen los resultados de una prueba de desplazamiento con mercurio para una población cercana a 300 muestras, entre las que se encontraban areniscas y carbonatos. Winland encontró que la mejor correlación era la del percentil 35, dando lugar a la siguiente ecuación:

$$\text{Log R35} = 0,732 + 0,588\log K - 0,864\log \emptyset \quad (\text{Ec. 9})$$

Donde R35 es el radio de garganta de poro correspondiente al 35% de inyección de mercurio en una gráfica de presión capilar (micrones), k es la permeabilidad a condiciones ambientales (mD) y \emptyset la porosidad a condiciones ambientales (%).

Calculado el R35 se construye un gráfico cruzado de porosidad vs permeabilidad con isolneas de garganta de poro. La curva R35 se utiliza para identificar intervalos que tengan similares radios de poro (isoporo), a una saturación del 35% y así se divide el yacimiento en varias unidades de flujo (figura número 11).

Según Martin (1997) de la relación R35 se pueden distinguir cuatro categorías de tamaño de poro: megaporo que son unidades de flujo con tamaño de poro mayor a 10 micrones; macroporo con tamaños de poro entre 2 y 10 micrones; mesoporo con tamaño de poro entre 0.5 y 2 micrómetros y microporo con tamaños de poro menores a 0.5 micrones.

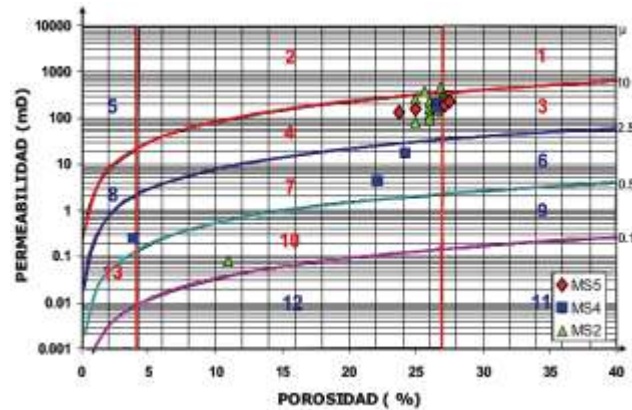


Figura 11. Gráfica de Winland semilog de permeabilidad vs porosidad donde se distinguen diferentes unidades de flujo de acuerdo al R35. Adaptado de quilantan y reyes (2012). Caracterización petrofísica de arenas del Neogeno en un pozo gasífero de la cuenca de Veracruz.

2.2.2 Heterogeneidad del yacimiento. La heterogeneidad se define como la variación de las propiedades del yacimiento en función del espacio debido a los ambientes deposicionales por los que se ha formado, y cuantificarla es de gran importancia para planificar la explotación del yacimiento, ya que afecta el desplazamiento de los fluidos. Una de las propiedades petrofísicas comúnmente utilizada para medir la heterogeneidad es la permeabilidad de la roca, en esta propiedad se conjugan varias propiedades como la porosidad, espesor, saturaciones, etc.

Alrededor del año 1950 se introducen dos métodos para la cuantificación de la heterogeneidad vertical en los yacimientos, en una escala de 0 (homogéneo totalmente) a 1 (heterogéneo totalmente). Dichos métodos son: el Coeficiente de Variación Dykstra & Parsons y el Coeficiente de Lorenz.

Coeficiente de Variación Dykstra & Parsons (VDP):

Dykstra y Parsons (1950) introdujeron el concepto de coeficiente de variación de permeabilidad V , que es una medida estadística de la no-uniformidad de un conjunto de datos.

Los pasos requeridos para determinar el coeficiente V son resumidos a continuación:

Paso 1. Ordenar las muestras de núcleo en una secuencia decreciente de permeabilidad.

Paso 2. Para cada muestra, calcular el porcentaje de espesor con mayor permeabilidad que esta.

Paso 3. Usando un gráfico log-log, trazar la permeabilidad vs. el porcentaje de espesor (Fig.12).

Paso 4. Dibujar la mejor línea recta a través de los puntos

Paso 5. Leer los valores de permeabilidad correspondiente a 84.1 % y 50 % de espesor.

Paso 6. La variación de permeabilidad Dykstra-Parsons es definida por la siguiente expresión:

$$V = \frac{K_{50} - K_{84.1}}{K_{50}} \quad (\text{Ec. 10})$$

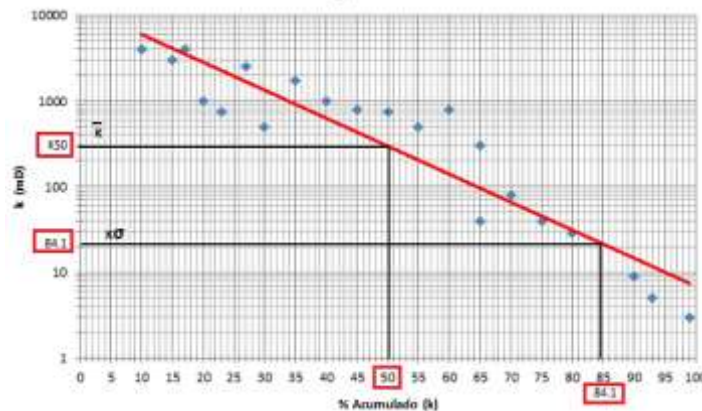


Figura 12. Gráfico de los puntos de permeabilidad vs. El porcentaje acumulado y la recta de ajuste; adaptado de Matinez C., Manezul O. elaboración de un algoritmo para generar mapas de heterogeneidad a partir de datos petrofísicos de un yacimiento . universidad central de Venezuela. 2013.

Tiab (2004) clasifica la heterogeneidad según el coeficiente de variación Dykstra Parsons de la siguiente manera:

VDP = 0, yacimiento totalmente homogéneo (valor ideal).

$0 < VDP < 0.25$, yacimiento ligeramente heterogéneo, puede ser aproximado por un modelo homogéneo en la simulación del yacimiento, con un mínimo error.

$0.25 < VDP < 0.50$, el yacimiento es heterogéneo, si el coeficiente se acerca a 0.50 o sobre pasa ese valor, el simulador numérico debe correrse con un modelo heterogéneo completo.

$0.50 < VDP < 0.75$, el yacimiento es muy heterogéneo.

$0.75 < VDP < 1$, el yacimiento es extremadamente heterogéneo.

$VDP = 1$, El yacimiento es totalmente heterogéneo, este caso al igual que el totalmente homogéneo, son ideales.

Coefficiente de Lorenz:

Schmalz y Rahme (1950) introdujeron el Coeficiente de Lorenz como un parámetro simple que describe el grado de heterogeneidad dentro de una sección de arena neta petrolífera. Al igual que el Coeficiente de Variación Dykstra Parsons, el Coeficiente de Lorenz varía entre 0, para sistemas idealmente homogéneos, y uno para sistemas idealmente heterogéneos.

Los siguientes pasos resumen la metodología de cálculo del coeficiente de Lorenz:

Paso 1. Ordenar los datos disponibles de permeabilidad en orden decreciente.

Paso 2. Calcular la capacidad de permeabilidad acumulativa Σkh y la capacidad de volumen acumulativa $\Sigma \phi h$.

Paso 3. Normalizar ambas capacidades acumulativas, de manera que cada capacidad acumulativa varíe de 0 a 1.

Paso 4. Graficar la capacidad acumulativa de permeabilidad normalizada vs. la capacidad de volumen acumulativa normalizada en escala cartesiana, mostrada a continuación en la figura número 13.

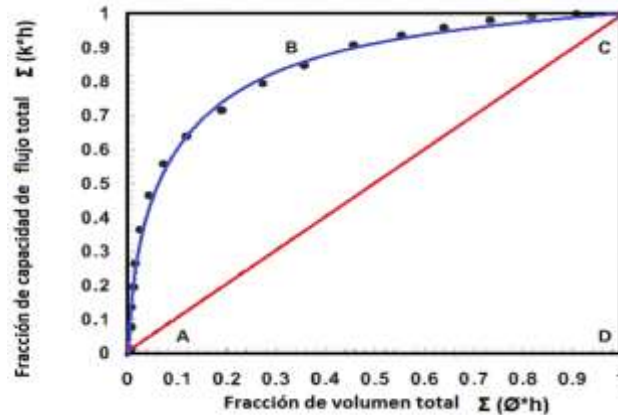


Figura 13. Distribución de capacidad de flujo. Coeficiente de Lorenz. adaptado de Matinez C., Maneuel O. elaboración de un algoritmo para generar mapas de heterogeneidad a partir de datos petrofísicos de un yacimiento. universidad central de Venezuela. 2013.

Un sistema completamente uniforme tendrá todas las permeabilidades iguales, y el trazo de la normalizada Σkh vs. $\Sigma \phi h$ será una línea recta. Por otro lado, mientras el grado de contraste entre valores altos y bajos de permeabilidad aumenta, el gráfico exhibe una gran concavidad hacia la esquina superior izquierda.

El coeficiente es definido por la siguiente expresión:

$$L = \frac{\text{area por encima de la línea recta}}{\text{area por debajo de la línea recta}} \quad (\text{Ec. 10})$$

2.2.3 Composición química y mineralogía de los yacimientos. En la descripción de los yacimientos, las propiedades fisicoquímicas de los minerales toman suma importancia ya que pueden afectar significativamente el método de evaluación. Algunos minerales típicos que conforman las rocas se analizan a continuación en la tabla número 6 (Castellanos, 2009):

Tabla 6.

Minerales típicos que conforman la roca

MINERAL	DENSIDAD	COMPOSICIÓN
Sílice	2.65 g/cc	SiO ₂
Feldespato	2.55-2.63 g/cc	(K,Na)(AlSi ₃ O ₈)
Carbonatos	2.71-3.96 g/cc	(Fe)(Ca, Mg)(CO ₃)
Sulfatos	2.30-2.96 g/cc	(Ca)SO ₄ (2H ₂ O)
Azufre	2.07 g/cc	S
Óxidos de hierro	4.3-5.254 g/cc	Fe ₂ O ₃ -Fe ₃ O ₄
Sulfuro de hierro	4.95-5.03 g/cc	FeS ₂
Caolinita	2.6-2.68 g/cc	Al ₄ (Si ₄ O ₁₀)(OH) ₈
Micas	2.4-3.3 g/cc	K ₂ Al ₄ (Si ₆ Al ₂ O ₂₀)(OH,F ₄)(moscovita)
Ilita	2.6-2.9 g/cc	K _{1.5-1.0} Al ₄ (Si _{6.5-7.0} Al _{1.5-1.0} O ₂₀)(OH) ₄
Esmectita	2-3 g/cc	(CaNa) _{0.7} (Al,Mg,Fe) ₄ [(Si,Al) ₈ O ₂₀](OH) ₄ nH ₂ O

Arcillosidad: La arcillosidad es una mezcla de arcilla y limo, se denomina también como contenido de arcilla o shale en la roca, afecta la roca-almacén de diferentes maneras según si la arcilla es laminada, dispersa o estructural. Generalmente la arcillosidad está asociada a disminuciones de permeabilidad y de porosidad efectiva de la roca-almacén.

Arcilla laminada: son finas láminas de lutita, con espesor del orden de 1 cm, separando finas láminas de arena limpia. Disminuyen la permeabilidad vertical de la zona prácticamente a cero.

Arcilla estructural: algunos granos en la estructura de la matriz de la arena son substituidos por granos de lutita, sin afectar la porosidad ni la permeabilidad.

Arcilla dispersa: la lutita ocupa el espacio poral de la roca-almacén, disminuyendo su porosidad efectiva y su permeabilidad.

Daño a la formación por características de la roca de yacimiento:

Algunos yacimientos son extremadamente resistentes aun frente a los más fuertes y agresivos potenciales condiciones de daño, mientras que otros yacimientos son extremadamente susceptibles

al daño incluso cuando sustancias extrañas son menos agresivas, por lo que el estudio del daño de formación es altamente dependiente de un diagnóstico de la susceptibilidad de la roca al daño.

Según Cabrera (2018), las siguientes características son relevantes y deben ser consideradas como prioridad en el análisis de los problemas de daño:

1. Tipo de roca: clasificación y litología
2. Elementos básicos como composición química y mineralógica, porcentaje de distribución e influencia de la permeabilidad y porosidad de la roca a la cementación.
3. Volumen relativo de matriz
4. Características de los granos de roca: composición, redondez, esfericidad, selección, etc.
5. Historia de los eventos post deposicionales, eventos como fisuras, fracturamiento, etc.
6. Alta presencia de calcita, dolomita, feldespato, entre otros.
7. Partículas no arcillosas y su distribución en relación con otros elementos.
8. Relación de las mojabilidades preferenciales de la roca.
9. Propiedades elásticas de la roca
10. Estudio completo de arcillas, contenido en porcentaje, naturaleza, cambios en las arcillas y susceptibilidad al daño.
11. Curvas de porosidad vs. Permeabilidad.

Migración y taponamiento por partículas finas:

Los finos se definen como pequeñas partículas que están adheridas a las paredes de los poros de la roca, los cuales son producidos in situ o por operaciones de campo. En general, los finos tenderán a migrar con el movimiento de la fase mojante, ya sea aceite o agua. Para que ocurra su migración, las partículas deben desprenderse de la superficie del grano, dispersarse y fluir a través

del medio poroso hasta llegar a las gargantas de los poros, lo que causa un taponamiento severo y una disminución en la permeabilidad del medio poroso.

Arcillas reactivas: Muchas formaciones de arenisca contienen minerales de arcillas reactivas como esmectitas o montmorillonita o arcillas potencialmente floculantes como caolinita. Estas arcillas pueden ser desestabilizadas por el contacto con salmueras frescas o salinidad baja o, en algunos casos, asociadas con cambios rápidos de PH.

Cuando la roca tiene dentro de sus componentes este tipo de arcillas, se genera un tipo de daño como consecuencia de la reducción del espacio poroso especialmente las gargantas de poro debido a la hidratación de las arcillas que generan hinchamiento.

Disolución mineral: ciertas formaciones contienen materiales solubles tales como caolinita, caolín, halita, etc. Que pueden estar parcialmente solubilizados o suavizados por el contacto de los fluidos a base agua.

2.3. Hábitat

Hace referencia a las condiciones de profundidad, presión y temperatura a la cual está el yacimiento.

2.3.1. Presión

2.3.1.1. Presión de poro. La presión de poro de una formación se define como la presión que ejercen los fluidos que se encuentran en los espacios porosos de las rocas contra las paredes de éstas. La determinación de esta presión se puede realizar antes de la perforación, aplicando

sísmica, o después de la perforación implementando métodos de registro de lodo, registros tomados durante la perforación o métodos directos que incluyen pruebas de producción.

Un término a considerar cuando se habla de presiones de formación es el gradiente de presión, el cual se define como el cambio que experimenta la presión por unidad de profundidad, se expresa normalmente en unidades de psi/pie o KPa/m.

En la literatura se encuentra definida la siguiente correlación para determinar un gradiente de presión dependiendo de la densidad del fluido el cual está ejerciendo dicha presión:

$$G = 0,052 * \rho_{fluido} \quad (\text{Ec. 11})$$

$G =$ gradiente de presión (psi/pie)

$\rho_{fluido} =$ Densidad del fluido (Lb/gal)

Según la magnitud de la presión de poro de la formación, ésta se puede clasificar en tres tipos:

Formación con presión normal: Las formaciones con una presión normal ejercen una presión igual a la ejercida por la columna del fluido que se encontraba allí originalmente (agua de formación), (Zhang, 2011). El gradiente de una formación de presión normal fluctúa de 0,433 psi/pie a 0,465 psi/pie. En formaciones con presión normal la mayor parte de la sobrecarga es soportada por los granos que conforman la roca.

Formación con presión anormal: Las formaciones con presiones anormales son las que ejercen una presión mayor a la presión ejercida por los fluidos contenidos en la formación. Cuando la formación se encuentra en fase de compactación y se desarrollan presiones anormales, el movimiento de los fluidos en los poros es restringido o paralizado, lo que hace que la presión aumente hasta alcanzar un gradiente de presión mayor a 0,465 psi/pie.

- La presencia de fallas, domos salinos, levantamientos y diferencia de elevación de las formaciones, pueden ser unas de las causas de las formaciones de presión anormal, estas

presiones anormales pueden ser detectadas utilizando antecedentes de otros pozos y aspectos geológicos de la formación.

- **Formación con presión subnormal:** Las formaciones con presiones subnormales tienen gradientes de presión de un valor menor al del agua dulce, o 0,433 psi/pie, estas formaciones generalmente se encuentran con una presión subnormal después de la producción cuando ya se ha reducido la cantidad de aceite y gas. A continuación, en la figura número 14, se identifican las zonas con los diferentes tipos de presión.

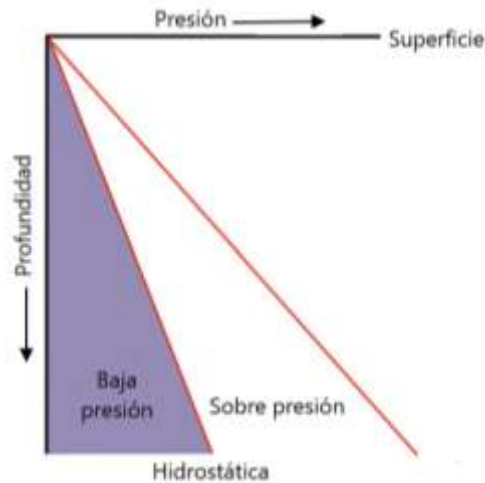


Figura 14. Gráfica de presión versus profundidad donde se muestran las zonas de presión subnormal, cuando la presión es menor a la hidrostática, y las zonas de presión anormal, cuando la presión es mayor a la hidrostática. (Swarbrick and Osborne 1998; Swarbrick et al. 2002)
Adaptado de: Pore pressure determination methods.

2.3.1.2. Presión hidrostática. La presión hidrostática se define como la presión que ejerce el peso de la columna de un fluido sobre un punto dado en la formación, esta presión es medida cuando el fluido se encuentra estático, por lo tanto, depende directamente de la densidad de este

fluido y de la altura de la columna de líquido. Para determinar la presión hidrostática se cuenta con la siguiente correlación (wildwell. Planilla de fórmulas- unidades API, 2018):

$$P_{hidrostática} = 0,052 * \rho_{fluido} * h \quad (\text{Ec. 12})$$

$$P_{hidrostática} = \text{psi}$$

$$\rho_{fluido} = \text{Densidad del fluido (ppg)}$$

$$h = \text{Altura de la columna de liquido (pies)}$$

De igual forma si se conoce el gradiente de presión se puede conocer la presión hidrostática en un punto determinado de la siguiente forma:

$$P_{hidrostática} = G_h * h \quad (\text{Ec. 13})$$

$$P_{hidrostática} = \text{psi}$$

$$G_h = \text{Gradiente de presión (psi/pie)}$$

$$h = \text{Altura de la columna de liquido (pies)}$$

2.3.1.3 Presión diferencial. La presión diferencial se define como la diferencia entre la presión hidrostática y la presión de formación, para conocer esta presión utiliza la ecuación:

$$\Delta P = P_h - P_f \quad (\text{Ec. 14})$$

$$\Delta P = \text{Presión diferencial (psi)}$$

$$P_h = \text{Presión hidrostática (psi)}$$

$$P_f = \text{Presión de formación (psi)}$$

La presión diferencial se puede clasificar en tres tipos:

- **Presión en balance:** La presión se encuentra en balance cuando la presión hidrostática ejercida sobre cierto punto es igual a la presión de la formación.

- **Presión en sobre balance:** La presión se encuentra en sobre balance cuando la presión hidrostática ejercida en cierto punto es mayor que la presión de formación. La mayoría de los pozos son perforados en condiciones de sobre balance, de acuerdo al Instituto Americano del petróleo, (American petroleum institute, “API”); la presión diferencial debe estar en un rango de 200 a 500 lpc.
- **Presión en bajo balance:** La presión se encuentra en bajo balance cuando la presión hidrostática en un punto es menor que la presión de la formación, esto permite que haya influjo, o flujo, de fluidos de la formación dentro del pozo.

2.3.1.4 Presión overburden. La presión overburden o sobrecarga, se conoce como la presión que ejerce el peso de las capas suprayacentes sobre un punto determinado en la formación. La sobrecarga en la formación aumenta con la profundidad a medida que aumenta la densidad bulk y disminuye la porosidad de la formación.

Para conocer el valor de la presión de sobrecarga a una determinada profundidad en la formación se tiene que:

$$P_o = 0,052 * \rho_b * TVD \quad (\text{Ec. 15})$$

$P_o =$ Presión overburden

$\rho_b =$ Densidad bulk

$TVD =$ Profundidad vertical

2.3.1.5 Gradiente overburden. El conocimiento del gradiente overburden o de sobrecarga es de importancia para el cálculo de los gradientes de formación y de fractura. A medida que aumenta la profundidad, este gradiente se incrementa debido a la mayor compactación de los sedimentos.

El gradiente de sobrecarga está relacionado con la presión de sobrecarga y la profundidad a la que esta se está aplicando, para conocer su valor se tiene:

$$G_o = 0,052 * \rho_b \quad (\text{Ec. 16})$$

$G_o = \text{Gradiente overburden}$

$\rho_b = \text{Densidad bulk}$

2.3.2 Temperatura de formación. La temperatura de formación de un yacimiento se encuentra entre los parámetros más representativos de éste junto con la presión y la composición; el conocimiento de éstos puede dar pie a una correcta caracterización del yacimiento y así obtener un mayor rendimiento tanto económico como energético. Tanto en la medición de la presión como la temperatura de un yacimiento se debe tener presente un tiempo de estabilización, ya que estas características cambian con los diferentes procesos que sufre el yacimiento.

Los procesos de transferencia de calor presentes en los yacimientos se estudian a través de modelos matemáticos, en los cuales se busca tener en cuenta las condiciones iniciales y las condiciones de frontera de la formación hasta que se logre obtener un perfil de temperaturas para una zona en específico.

La temperatura de formación está relacionada con la profundidad vertical y con un gradiente de temperatura, por lo tanto, ésta se puede determinar a partir de:

$$T_f = T_a + G_t * TVD \quad (\text{Ec. 17})$$

$T_f = \text{Temperatura de formación } (^{\circ}F)$

$T_a = \text{Temperatura ambiente } (^{\circ}F)$

$G_t = \text{Gradiente de temperatura } (^{\circ}F/ft)$

$TVD = \text{Profundidad vertical } (ft)$

3. Metodología para la caracterización del sistema roca-fluido de yacimientos petroleros

En este capítulo se presenta una descripción del proceso metodológico planteado para la caracterización de los fluidos y la roca presentes en un yacimiento, con el objetivo de integrar la información y así conocer el tipo de procesamiento o tratamiento a implementar.

Aunque muchas propiedades y procedimientos han sido normalizados para efecto de valorización y comercialización, no existe un procedimiento universal de identificación o clasificación. Es decir, el procedimiento se establece a partir de las necesidades emanadas de su uso.

En este proyecto, la metodología planteada se centra en la caracterización con fines de obtener información que ayude a conocer los efectos o posibles problemas existentes o que podría existir a partir de las propiedades del sistema roca-fluido, y así conocer los métodos de control y remediación que serían implementados con el fin de obtener una explotación eficiente.

3.1 Análisis de los fluidos del yacimiento

En esta etapa se realiza el análisis del crudo, gas y agua de la formación teniendo en cuenta propiedades y composición de cada fluido.

3.1.1 Análisis del crudo de yacimiento. Para esta caracterización se realizan pruebas PVT y otras pruebas de laboratorio para obtener información sobre las propiedades del crudo. Para

conocer sobre su composición, su estabilidad y si posee tendencias a precipitar asfáltenos o parafinas se realizan técnicas como cromatografía, análisis elemental, análisis PIANO, análisis SARA y se determina el factor KUOP.

Una vez realizadas las pruebas, se prosigue a organizar la información y a realizar el análisis de tendencia parafínica o asfáltica, ya que esta característica es la principal fuente de daño a la formación causando depósitos y taponamiento.

Análisis tendencia asfáltica: se determina el índice de estabilidad coloidal y la relación asfaltenos/resinas para conocer sobre la estabilidad del crudo y su tendencia a precipitar asfaltenos. Además, se analizan métodos gráficos como el método Stankiewicz plot, el método Stability cross-plot y el diagrama de Boer, para profundizar y corroborar la información encontrada anteriormente.

Se recomienda determinar la envolvente de precipitación de asfaltenos (EPA) para conocer el umbral de precipitación donde se detecta la aparición de asfaleno precipitado. Para esto se llevan a cabo mediciones de precipitación para determinar las presiones de inicio de precipitación de asfáltenos. Las técnicas de laboratorio más utilizadas para este análisis son la precipitación gravimétrica, la resonancia acústica y la dispersión de luz.

Análisis tendencia parafínica: se determina el factor KUOP que permite conocer si el crudo tiene tendencia parafínica y puede precipitar en la formación.

Una vez realizado las pruebas de laboratorio y hallado el punto de fluidez se compara con el rango de temperatura comprendido entre T_{wf} (temperatura de cabeza de pozo) y T_{wf} (temperatura de fondo de pozo). Si el punto de fluidez del crudo no se encuentra en este rango de temperatura o por lo menos cercano, se puede descartar la presencia de precipitados parafínicos en el pozo.

Se recomienda determinar la envolvente de precipitación de parafinas (EDP), la cual se construye a partir de la unión de puntos de cristalización tomados a diferentes presiones desde yacimiento hasta condiciones atmosféricas. En un diagrama P-T se gráfica la envolvente o umbral de cristalización, que delimita los estados termodinámicos de precipitación.

Parámetros a tener en cuenta:

1. Un alto contenido de saturados (S) en el crudo, indica una mayor gravedad °API y por lo tanto mayor temperatura de cristalización.
2. Si la temperatura del punto fluidez es cercana a la de cristalización, significa que el problema de precipitación de parafinas es severo.
3. Tener cuidado si se realizan programas de fracturamiento, estimulación o inyección de un fluido de recobro para evitar daño a la formación.

3.1.2 Análisis del gas de yacimiento. Para este análisis se realizan pruebas PVT y se hace uso de correlaciones matemáticas para determinar propiedades del gas, además se realiza cromatografía de gases donde se determina la presencia principalmente de CO₂ Y H₂S que son los responsables de corrosión e incrustaciones de compuestos carbonatados.

Una vez realizada la caracterización y encontrado que se trata de gas condensado o retrógrado, tener especial cuidado con la presión de rocío, ya que al estar la presión de fondo fluyente menor que la presión de rocío o la presión promedia del yacimiento menor que la presión de rocío, ocurre formación de condensado retrógrado. En estos casos se recomienda inyectar gas seco, el cual permitirá la vaporización parcial o total del condensado y luego colocar el pozo en producción a elevadas tasas para remover el líquido bloqueador vaporizado. Otra solución es la inyección de

alcoholes, donde se logra aumentar la Krg, debido al desplazamiento miscible del condensado y agua por parte del metanol.

3.1.3 Análisis del agua de formación. Esta caracterización se realiza mediante un análisis físico químico en donde se van a obtener datos como gases e iones presentes, salinidad y pH; datos que se van a tener en cuenta a la hora de determinar los índices de saturación que son los que van a dar una indicación de tendencia incrustante o corrosiva del agua evaluada.

Una vez determinados los valores de los índices de saturación, se evalúan las posibles soluciones a implementar. Se recomienda tratar las incrustaciones inorgánicas mediante inhibidores químicos que generalmente son solventes orgánicos y sales secuestrantes, ácidos (para los carbonatos) y álcalis (para los sulfatos).

3.2 Análisis de la roca de yacimiento

Esta caracterización es separada en dos fases: análisis mineralógico y análisis de las propiedades petrofísicas de la roca. Para realizar el análisis mineralógico se recomienda realizar los laboratorios de análisis SEM (Scanning Electron Microscope) que permite identificar minerales presentes en la roca; y difracción de rayos x, en donde es posible identificar y cuantificar los minerales cristalinos en la muestra, especialmente las arcillas que son las más sensibles a interactuar con fluidos.

Para realizar el análisis de propiedades petrofísicas se lleva a cabo el estudio de núcleos (CORES), en donde se puede obtener información sobre la litología, porosidad, permeabilidad, saturación aceite-gas y agua, interfaces aceite-agua, gas-aceite, rumbo y echado de las capas.

A partir de éste análisis se pueden identificar las unidades de flujo del yacimiento como también la heterogeneidad del mismo por medio del método de Dykstra & Parsons y el coeficiente de Lorenz, siendo éstos muy importantes para construir el diagrama de flujo a lo largo del yacimiento y así aplicar métodos adecuados para maximizar su producción.

Diagrama de flujo para la caracterización y análisis del petróleo crudo:

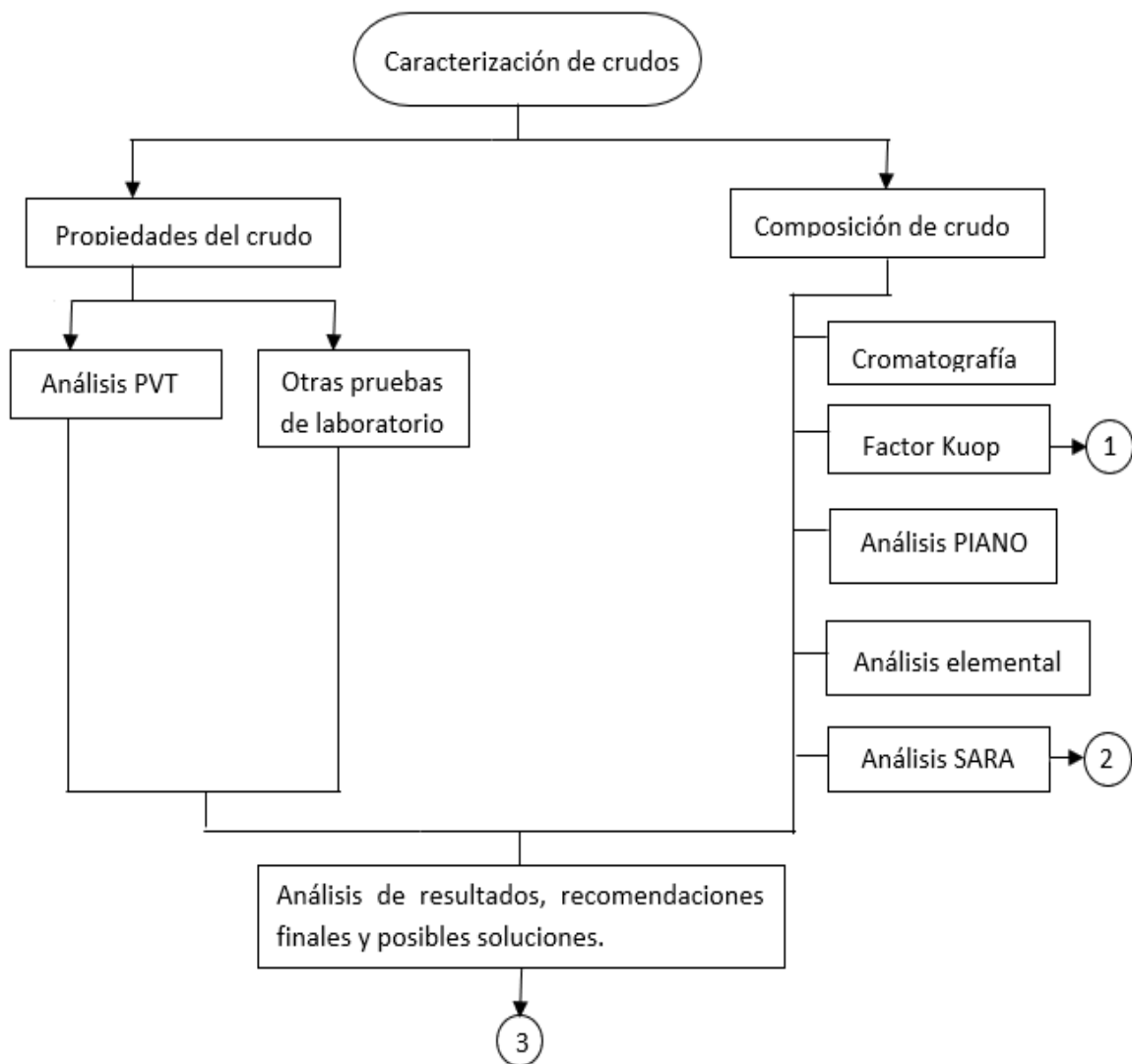


Figura 15. Diagrama de flujo para la caracterización y análisis del petróleo crudo

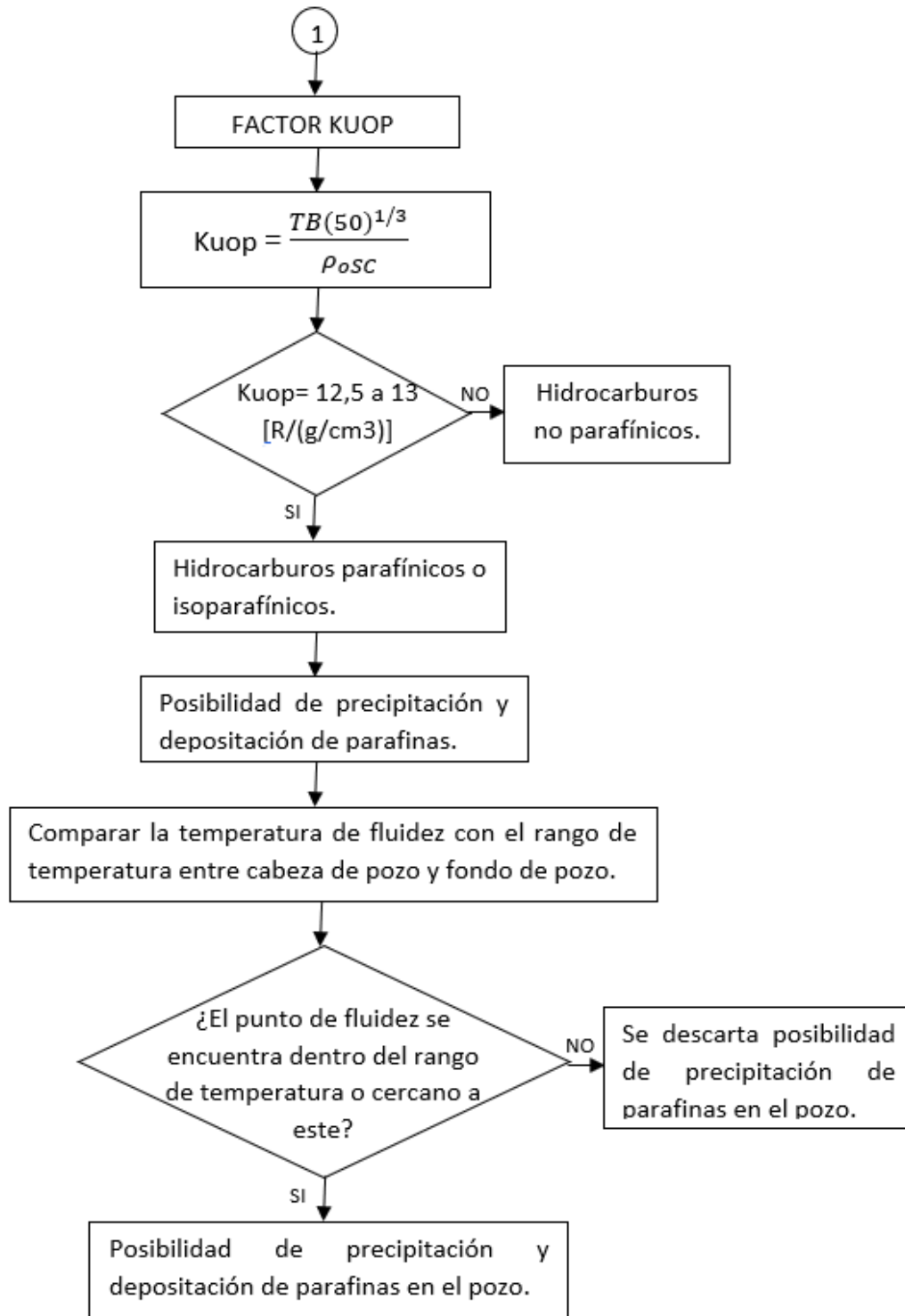


Figura 16. Diagrama del procedimiento para la determinación del factor KUOP

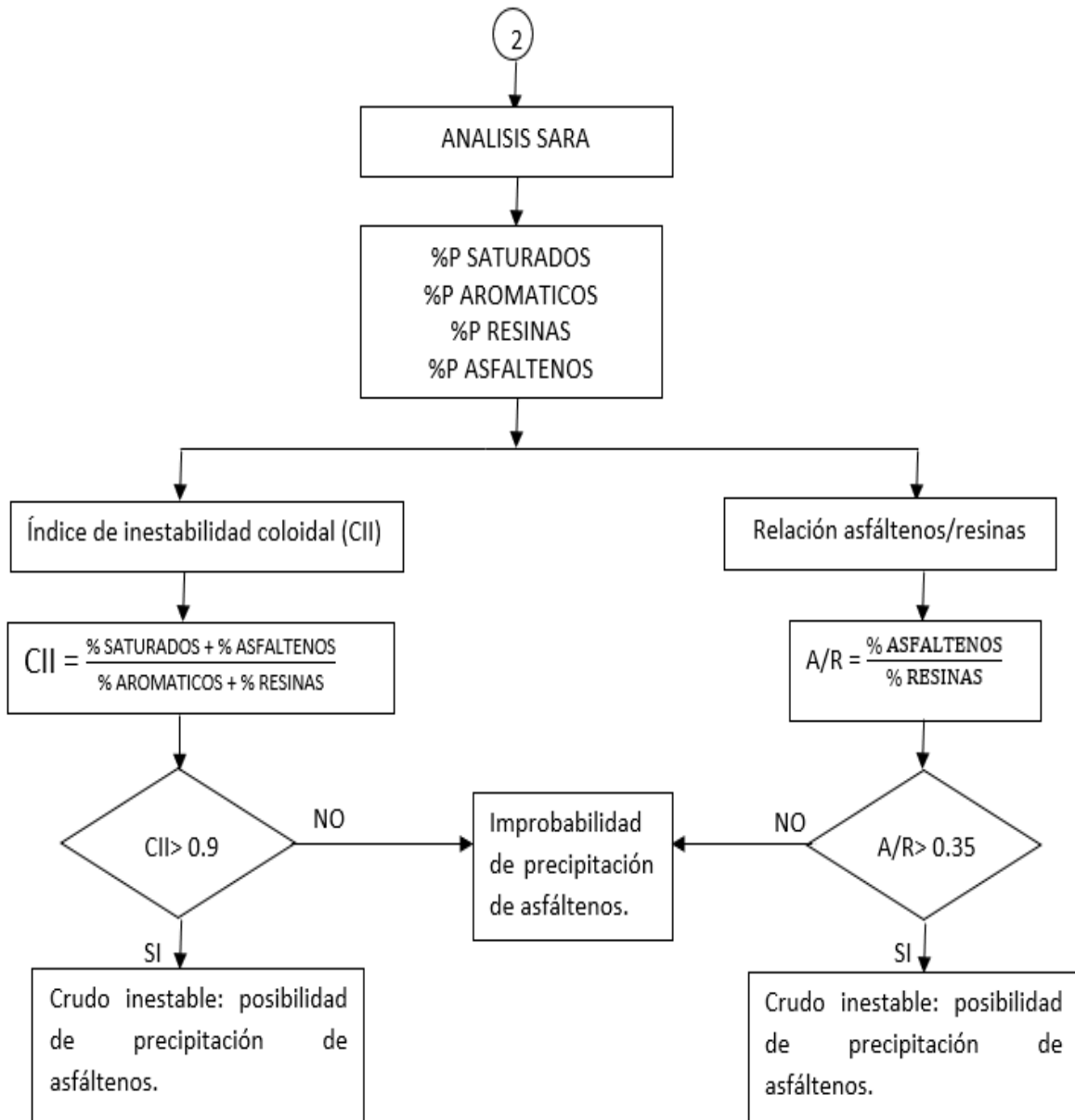


Figura 17. Diagrama del procedimiento para la aplicación del análisis SARA

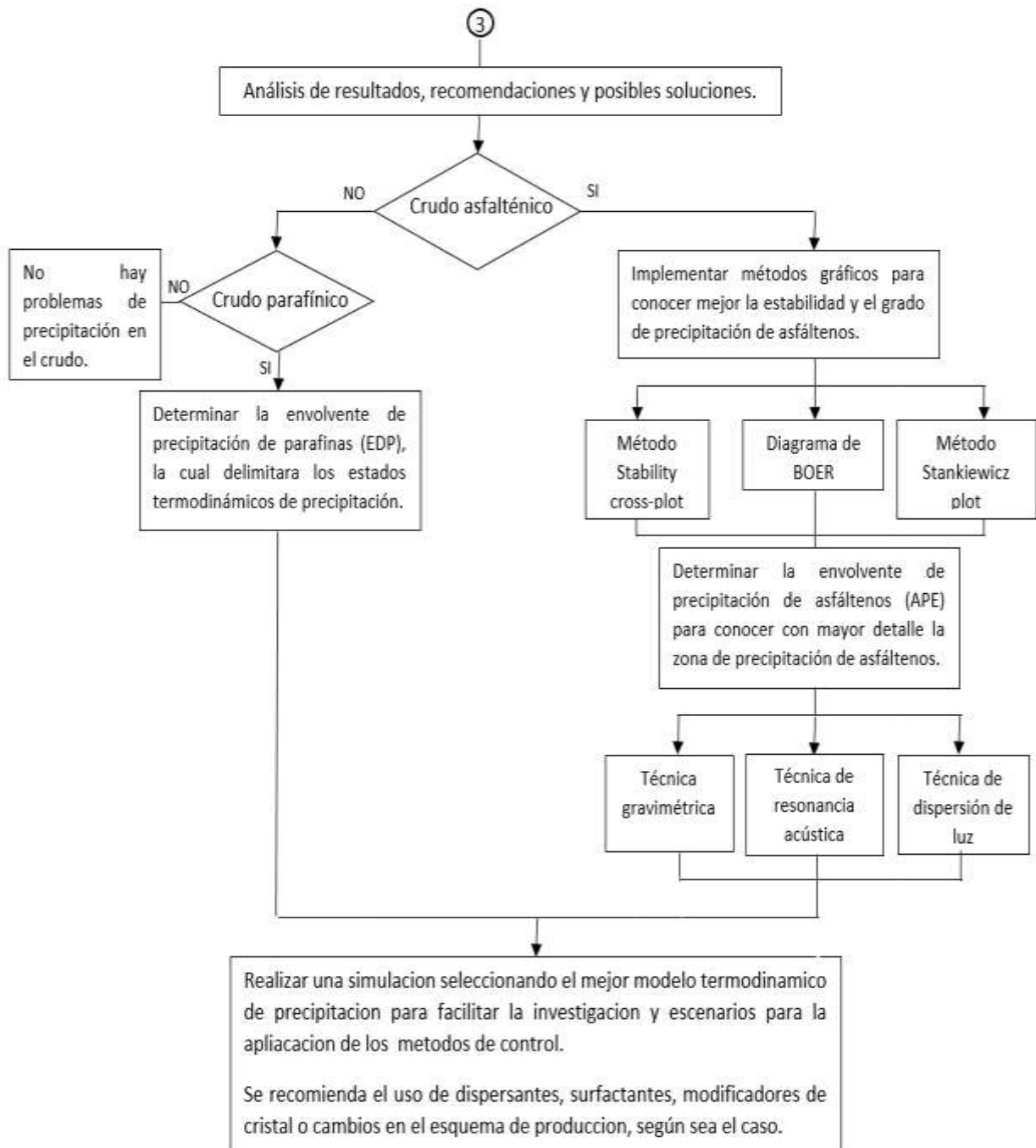


Figura 18. Diagrama de análisis de resultados y recomendaciones

Diagrama de flujo para la caracterización y análisis del gas de yacimiento:

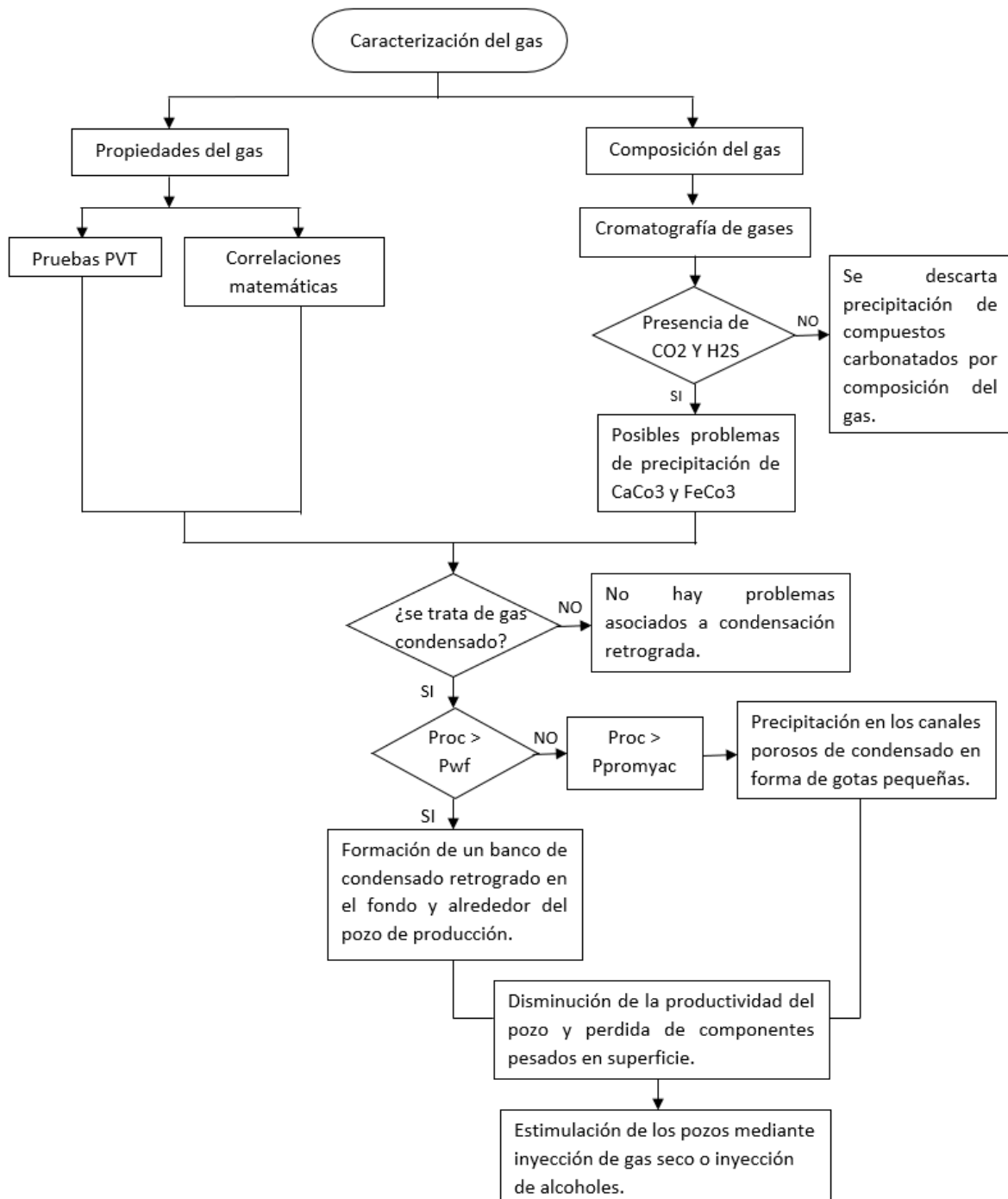


Figura 19. Diagrama de flujo para la caracterización y análisis del gas de yacimiento

Diagrama de flujo para la caracterización y análisis del agua de formación:

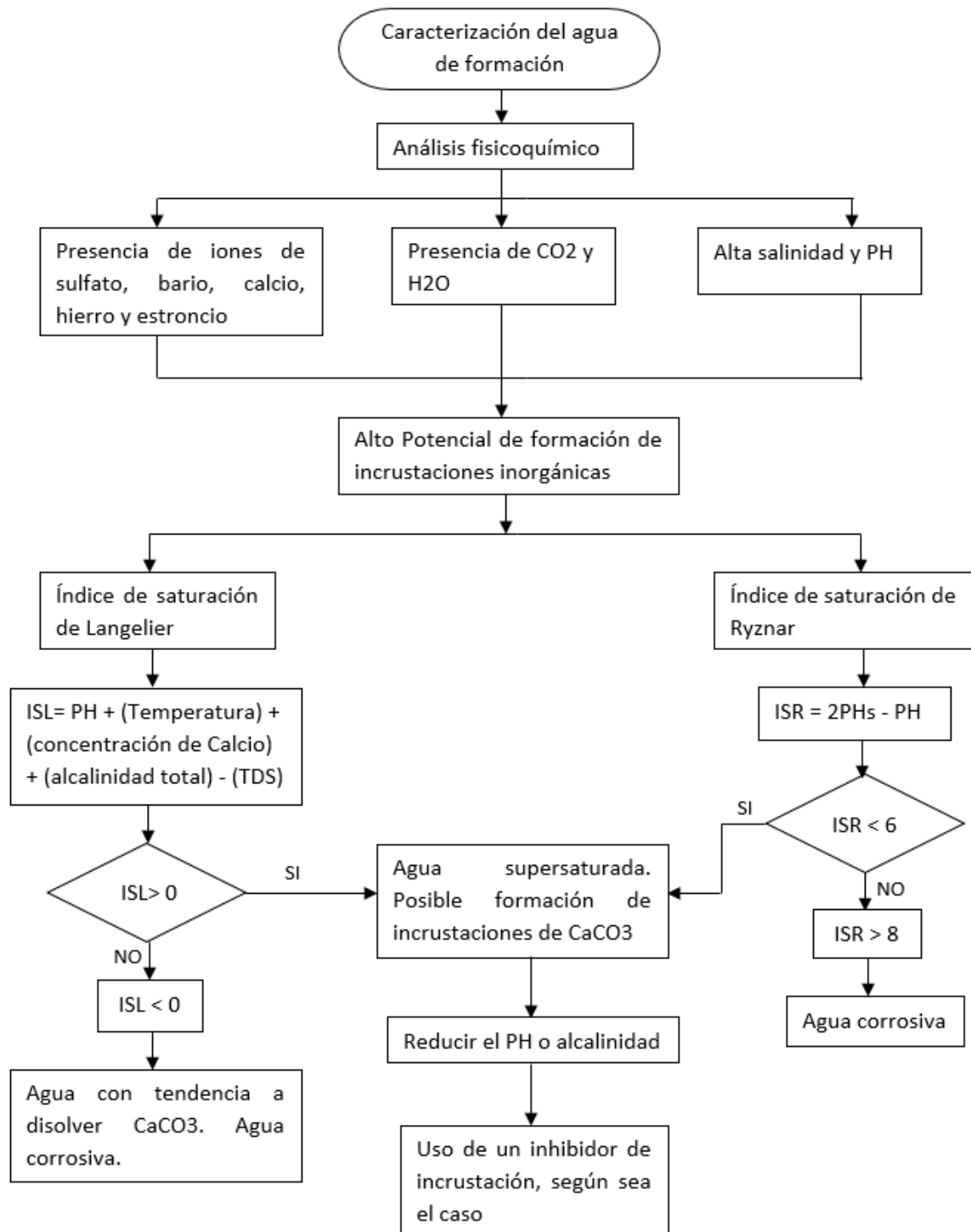


Figura 20. Diagrama de flujo para la caracterización y análisis del agua de formación

Diagrama de flujo para la caracterización y análisis de la roca de yacimiento:

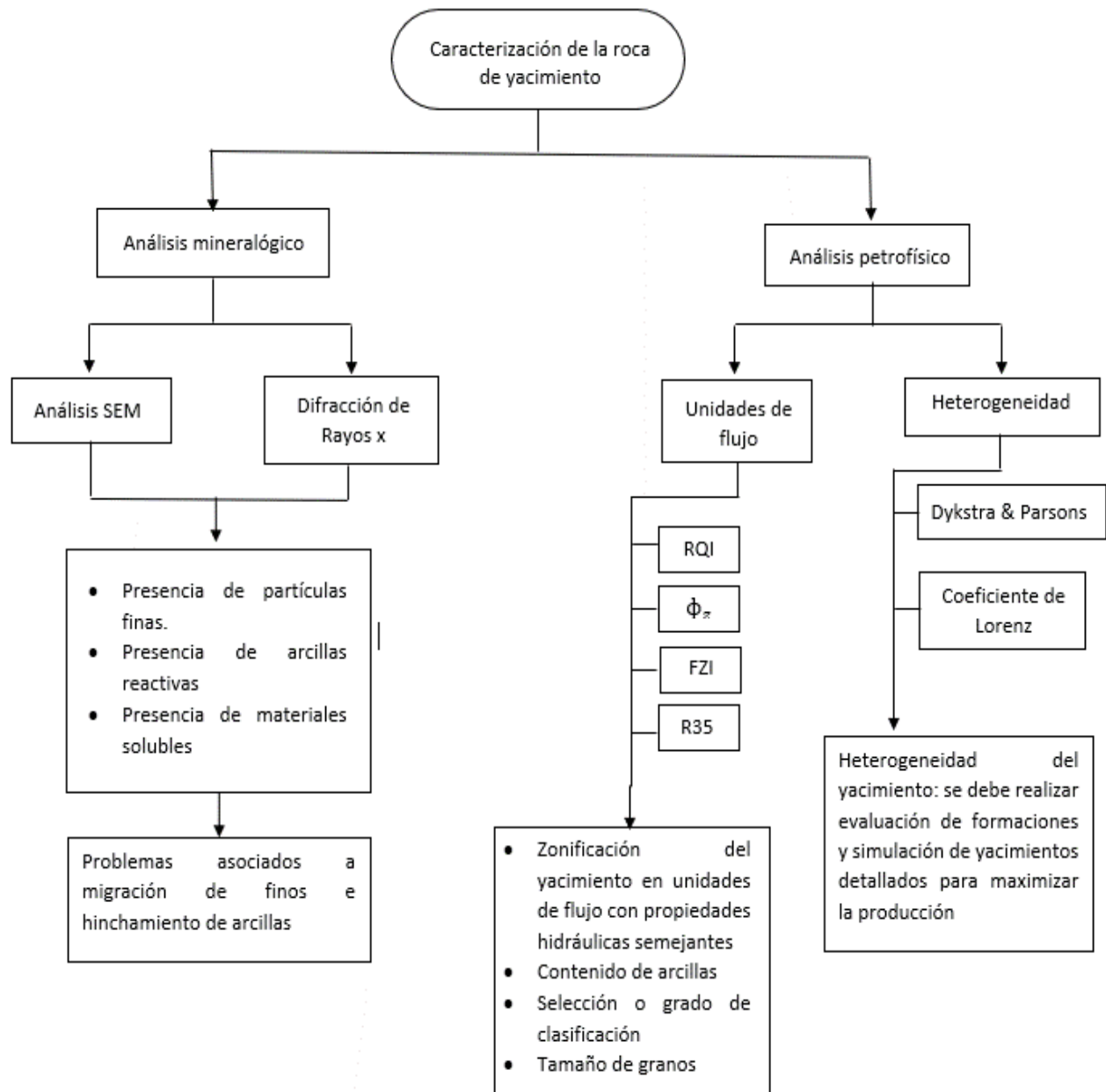


Figura 21. Diagrama de flujo para la caracterización y análisis de la roca de yacimiento

Diagrama de flujo para la caracterización y análisis del hábitat:

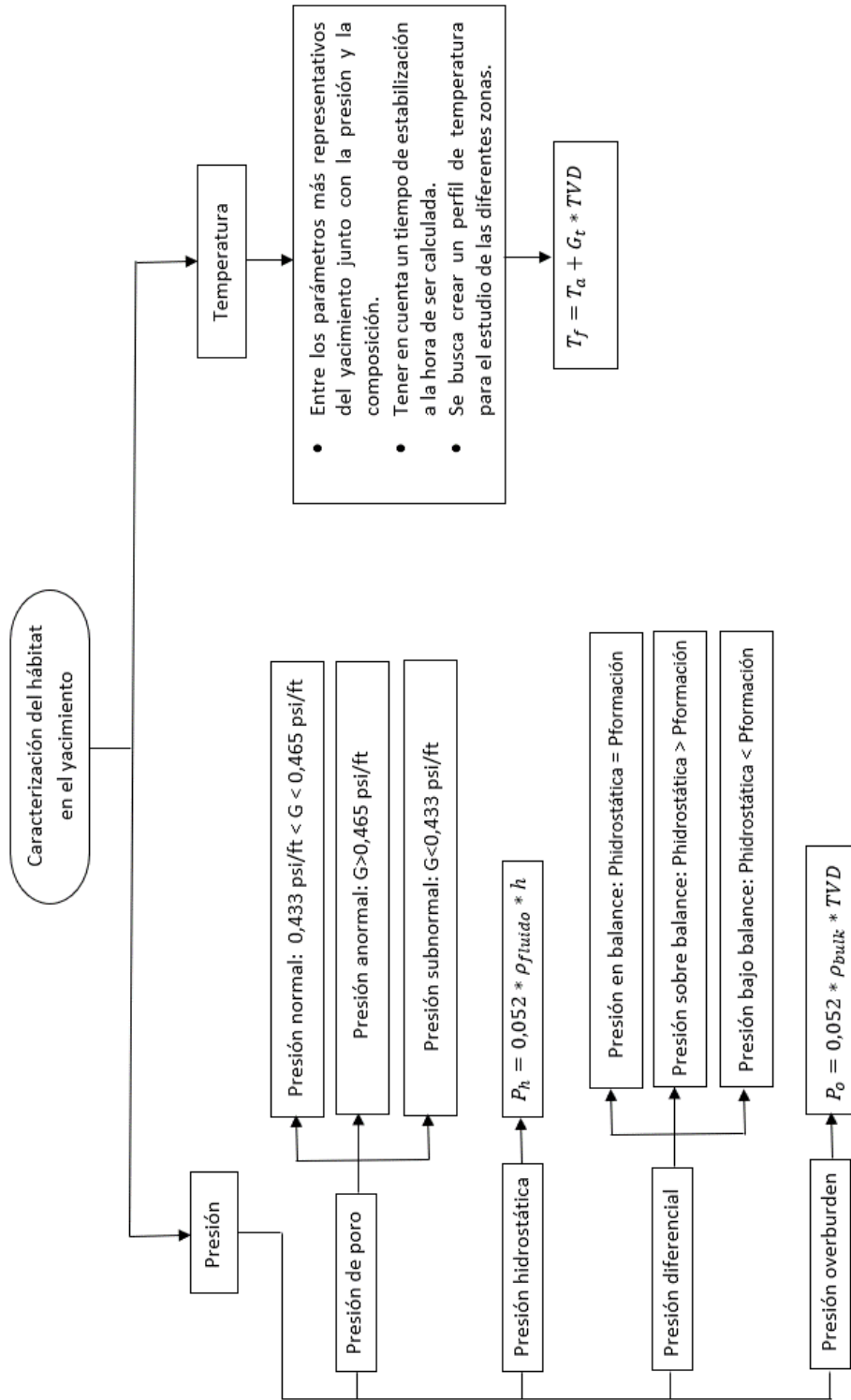


Figura 22. Diagrama de flujo para la caracterización y análisis del hábitat

4. Caracterización y evaluación del sistema roca- fluido mediante herramienta software en Excel

Mediante el uso de las hojas de cálculo del programa Excel de Microsoft para Windows se realizó una metodología a partir del uso de fórmulas y gráficas, las cuales son nombradas y referenciadas anteriormente en este libro. Esta metodología nos permite de manera rápida realizar una caracterización de los fluidos y la roca presentes en un yacimiento, con el fin de evaluar el sistema y ayudar a definir esquemas para optimizar los procesos de producción.

Para desarrollar la herramienta se realizó la caracterización del petróleo, gas, agua de producción, roca y hábitat, por lo que se tomaron en cuenta cinco hojas de cálculo, cada una con sus respectivos procedimientos de acuerdo al objetivo a evaluar.

En este proyecto, para probar la herramienta desarrollada y realizar la caracterización de un sistema-roca-fluido, se utilizaron los datos de un campo colombiano, los cuales vamos a describir a continuación.

4.1 Hoja de cálculo para caracterización del petróleo

Se inicia con el ingreso de datos básicos como lo son la gravedad específica, la relación gas-aceite (GOR), la temperatura media de ebullición y los resultados de los porcentajes de saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos obtenidos del análisis SARA, identificados en la tabla número 7.

Siguiente a esto, el programa asocia los datos ingresados y realiza el análisis de tendencia parafínica y asfáltica del crudo a analizar. Del primero por medio del factor de Watson o Kuop y el índice de correlación de U.S Bureau of mines y del segundo por medio del índice de inestabilidad coloidal, índice de estabilidad coloidal, la relación asfaltenos/resinas, el método de Stability cross-plot y el método de Stankiewicz plot.

Tabla 7.

Propiedades del crudo del caso de estudio

PROPIEDAD DEL CRUDO	DATO
Gravedad específica	0,844
Relación gas/aceite (GOR)	240 SCF/STB
Temperatura media de ebullición	549,255 °F
% Saturados	64,09
% Aromáticos	25,26
% Resinas	9,93
% Asfaltenos	0,73

Al realizar el análisis de tendencia parafínica del crudo se obtuvo un valor de factor de Watson de 11,88 y un valor de índice de correlación de 29,75, clasificándolo en ambos métodos como un crudo base nafténica.

En el análisis de tendencia asfáltica se obtuvo una clasificación de crudo inestable mediante el resultado obtenido por índice de inestabilidad coloidal; crudo inestable obtenido por el índice de estabilidad coloidal; crudo estable obtenido por la relación asfaltenos/resinas; crudo estable obtenido por el método de Stability cross plot y crudo metaestable obtenido por el método de Stankiewicz plot. A continuación, se ilustran en la figura número 23 y número 24, las gráficas

obtenidas en los métodos de Stability cross plot y Stankiewicz plot, los resultados de estabilidad del sistema de asfaltenos.

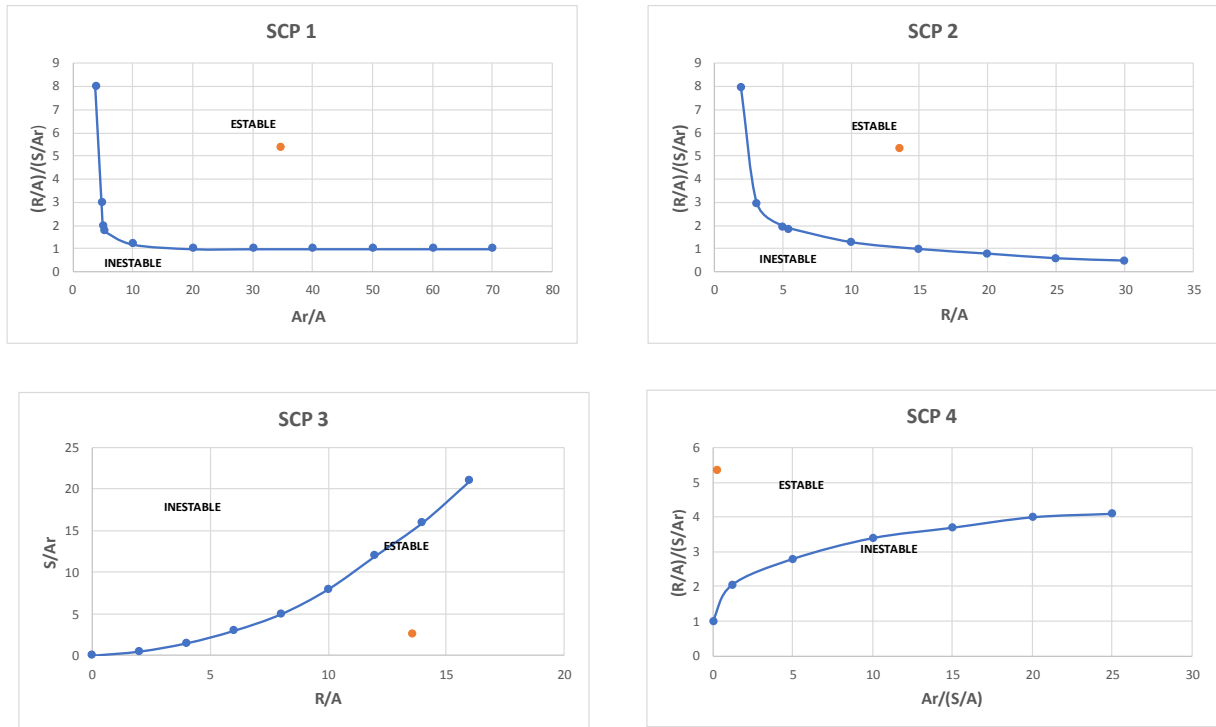


Figura 23. Gráficas obtenidas por el método de Stability cross plot para analizar la tendencia asfáltica del crudo de caso de estudio. Obtenida de la herramienta software en Excel desarrollada por los autores.

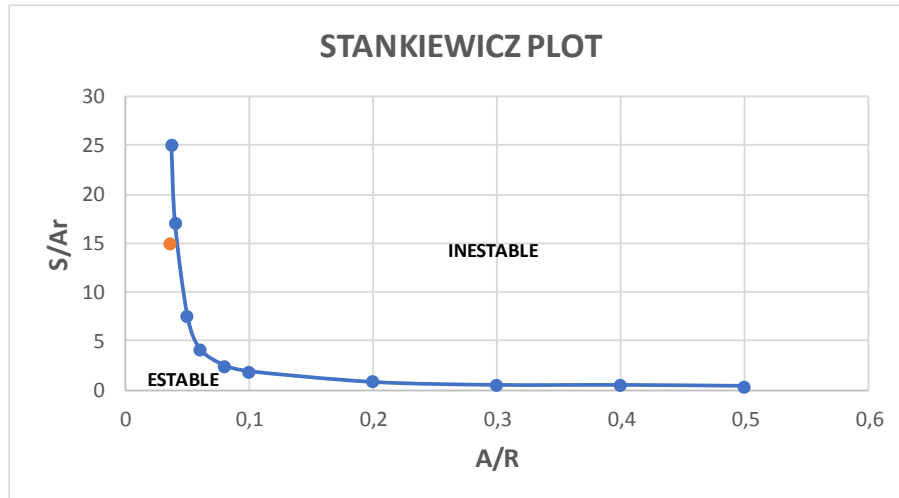


Figura 24. Gráfica obtenida por el método de Stankiewicz plot para analizar la tendencia asfáltica del crudo de caso de estudio. Obtenida de la herramienta software en Excel.

Desarrollado los métodos anteriormente nombrados, se realiza el promedio de los resultados (figura número 25), obteniendo un crudo inestable, es decir, con posible tendencia a precipitar asfaltenos, especialmente por cambios en las condiciones de temperatura y presión.

IIC	IEC	A/R	SCP	SP	PROMEDIO
Inestable	Inestable	Estable	Estable	Metaestable	INESTABLE

Figura 25. Tabla promedio de los métodos para clasificación de estabilidad asfáltica del crudo del caso de estudio. Obtenida de la herramienta software en Excel desarrollada por los autores.

Una vez desarrollados todos los cálculos requeridos se realiza un análisis de la información encontrada el cual aparecerá como “Notas Generales” en la hoja de cálculo trabajada.

Para este caso se encontró la siguiente información: El fluido analizado se trata de un aceite negro con una gravedad API de 36,1 y un GOR de 240 scf/mscf. Se encontró que el fluido era base nafténica, por lo que contiene material asfáltico y no posee tendencia parafínica. Además, el crudo de estudio resultó con inestabilidad asfáltica, por lo que puede tener tendencia a precipitar

asfaltenos. Teniendo en cuenta esto, se debe tener especial cuidado cuando la temperatura del yacimiento aumenta y la presión disminuye, ya que la solubilidad de los asfaltenos disminuye.

4.2 Hoja de cálculo para la caracterización del gas

Se inicia ingresando la composición del gas, identificada en la tabla número 8, la temperatura y la presión para posteriormente procesar los datos y obtener valores de peso molecular aparente, gravedad específica, densidad del gas, factor de compresibilidad, contenido líquido y valor calorífico.

Tabla 8.

Composición molar del gas del caso de estudio

COMPOSICIÓN DEL GAS	FRACCIÓN MOLAR
Metano	0.83258
Etano	0.10249
Propano	0.03806
i-Butano	0.00506
n-Butano	0.0083
i-Pentano	0.002
n-Pentano	0.00187
n-Hexano	0.00595
Nitrógeno	0.00362
Dióxido de carbono	0.00007

Una vez procesada la información en la herramienta, se obtuvieron los siguientes resultados:

El gas analizado presenta un peso molecular aparente de 19.78 lb/lbmol; gravedad específica de

0,68; densidad de 2,87 lb/ft³; factor de compresibilidad de 0,89; contenido líquido (GPM) de 1.75 gal/mscf; valor calorífico bruto de 1205.37 btu/scf y valor calorífico neto de 1091.85 btu/scf.

La información recolectada permite conocer que tipo de gas se está tratando, si puede condensar líquidos en el yacimiento y presentar problemas por bloqueos o disminución de producción, si se trata de un gas húmedo rico en componentes líquidos o si se está tratando de un gas seco.

En este caso el gas analizado se trata de un gas seco, compuesto principalmente por metano y pequeñas proporciones de hidrocarburos intermedios, debido a que estos gases no caen en la región de dos fases en yacimiento, no presenta problemas de condensación retrógrada de líquidos.

4.3 Hoja de cálculo para la caracterización del agua de producción

Se inicia con el ingreso de valores obtenidos de los análisis fisicoquímicos realizados al agua (tabla número 9), tales como PH, alcalinidad, dureza cálcica, sólidos totales disueltos, cloruros, sulfatos y la temperatura correspondiente.

Una vez procesada la información se determina la densidad, la viscosidad y los índices de saturación del agua, como lo son el índice de Langelier y de Ryznar que indican la tendencia corrosiva o incrustante del agua a partir del Carbonato de Calcio y el índice de Larson-Skold, que indica la tendencia corrosiva del agua en función de su alcalinidad y contenido de sulfatos y cloruros.

Tabla 9.

Concentraciones agua de producción del caso de estudio

PARÁMETRO FISICOQUÍMICO	CONCENTRACIÓN
PH	8.93
Alcalinidad	933.33 ppm
Dureza cálcica	1235 ppm
Cloruros	5775 ppm
Sulfatos	64.5 ppm
Solidos totales disueltos	0.03 ppm

De la información anterior se obtuvo una densidad de agua de 62,36 lb/ft³ y una viscosidad de 0,65 cp. En el análisis de tendencia incrustante se obtuvieron valores de 3,84 como índice de Langelier y 1.23 como índice de Ryzner, lo que indica agua incrustante, con alta posibilidad de depositar Carbonato de Calcio, y un valor de 8.79 como índice de Larson-Skold, indicando agua altamente corrosiva. Debido a que existe presencia de iones sulfatos existe la posibilidad de formación de incrustaciones con otros iones presentes en el agua, por lo que se debe tener especial cuidado con los cambios de presión y temperatura.

4.4 Hoja de cálculo para la caracterización de la roca de yacimiento

4.4.1 Información requerida para la aplicación de la metodología. Dentro de la información requerida para desarrollar la metodología en EXCEL, se encuentran reportes, informes, registros, información de corazones e historia de perforación y producción, se usaron los datos del mismo campo colombiano del cual se caracterizó el aceite, el gas y el agua, esto con el fin de obtener resultados más acercados a la realidad.

Para realizar la caracterización de la roca es necesario contar con un registro de datos de profundidad (h), porosidad (ϕ) y permeabilidad (k), los cuales representa los datos de entrada de la metodología desarrollada, siendo 100 el máximo de los datos a ingresar, a partir de estos se va a obtener una caracterización de las unidades de flujo y la determinación de la heterogeneidad del yacimiento.

En el anexo 4A se encuentra una tabla con la información que se tiene del campo seleccionado, la cual se va a implementar para realizar la caracterización.

4.4.2 Identificación de las unidades hidráulicas

4.4.2.1 Datos para la identificación de unidades hidráulicas. El primer paso para la identificación de las unidades hidráulicas en una formación, cuando ya se cuenta con los datos requeridos, es el cálculo de: el índice de porosidad normalizada (Ecuación 7), el índice de calidad de yacimiento (Ecuación 6), el indicador de la zona de flujo (Ecuación 8), y el radio de poro (Ecuación 9), los cuales fueron explicados anteriormente.

El cálculo de estos índices se realiza aplicando las ecuaciones directamente en la herramienta Excel para cada uno de los valores de profundidad con los que se cuente, para el caso de estudio se tiene un total de 97 datos.

En el anexo 4A, se presenta la tabla con el resultado del cálculo de ϕ_z , RQI, FZI y r_{35} , proceso que se desarrolla automáticamente por a herramienta EXCEL.

4.4.2.2 Gráfica k vs. ϕ . El siguiente paso en el desarrollo de la metodología es realizar un gráfico semi-log en EXCEL ubicando los valores de porosidad (ϕ) en el eje de las abscisas y los

valores de permeabilidad (k) en el eje de las ordenadas, de lo cual se obtiene una dispersión de puntos, a esto se le realiza una regresión tipo lineal y se lee el valor de correlación, con este proceso lo que se quiere es determinar si con estos datos se puede realizar una relación clásica entre porosidad y permeabilidad.

En la prueba que se realizó se obtuvo un valor de correlación de 0,643, al ser este valor menor a 0,9 indica que hay una alta dispersión de los datos, y existen diferentes tipos de roca, se recomienda realizar análisis petrológicos para diferentes facies (petrografía SEM, DRX) para asociar los tipos de roca según su mineralogía ya que no es posible realizar una relación clásica entre porosidad y permeabilidad

En la figura 26 se observa la gráfica k vs. ϕ que se obtuvo a partir de los datos del campo colombiano seleccionado y a su vez el factor de correlación que se obtiene.

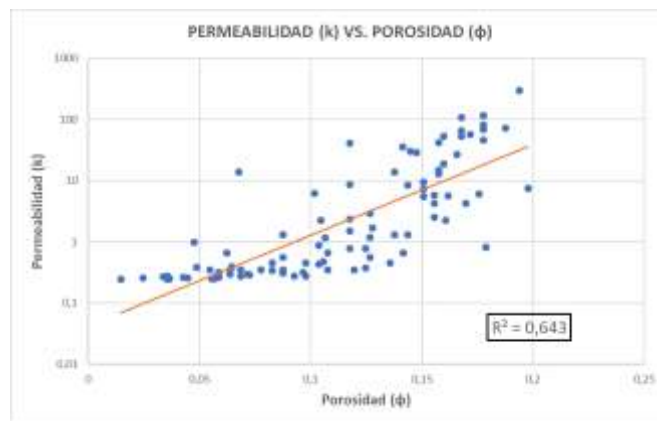


Figura 26. Gráfica k vs. ϕ . Realizada en la herramienta EXCEL, donde se aprecia la tendencia de los puntos y la regresión lineal con su factor de correlación.

4.4.2.3 Gráfica de RQI vs ϕ_z . Con los datos ya calculados y tabulados del índice de calidad de yacimiento (RQI) y de la porosidad normalizada (ϕ_z), se procede a realizar una gráfica tipo logarítmica ubicando RQI en el eje de las ordenadas y ϕ_z en el de las abscisas, a partir de esta

gráfica y aplicando métodos estadísticos, se determinan la cantidad y el valor de FZI para cada unidad de flujo, se gráficas líneas de pendiente unitaria positiva las cuales van a representa el valor de FZI para cada unidad hidráulica cuando el valor de ϕz es igual a 1.

En la figura 27 se muestra la gráfica que se obtuvo a partir de los datos, en esta se indica la división de la nube de datos en 5 unidades hidráulicas, estos son una aproximación gráfica de los valores de FZI para cada unidad.

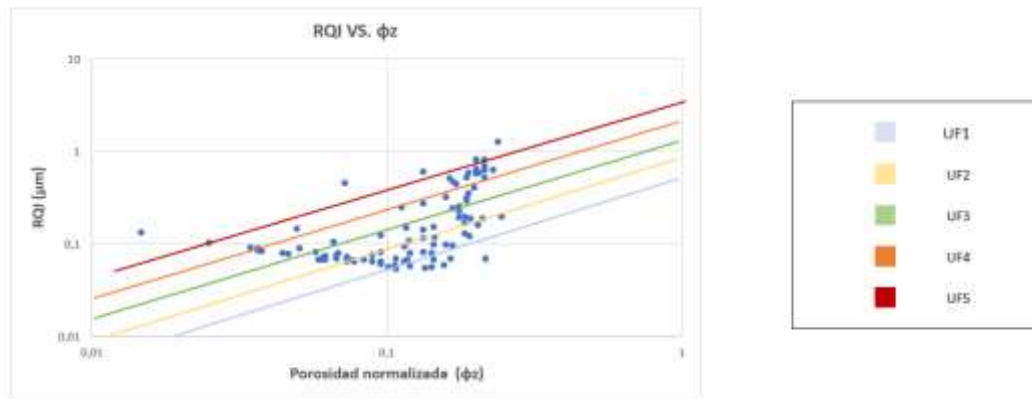


Figura 27. Gráfica RQI vs. ϕz . Representación de la dispersión de los datos con la división de la formación en 5 unidades hidráulicas.

4.4.2.4 Histogramas de frecuencia. Se generan dos histogramas de frecuencia, uno con datos de FZI y otro con datos de r35, esto como un método estadístico para determinar la cantidad de datos en cada uno de los rangos de valores de FZI y de r35 y poder definir cuál es la división de unidades de flujo más óptima para esta formación.

En la figura 28 se observa el histograma para FZI, se pueden distinguir 3 modas las cuales potencialmente podrían ser las unidades de flujo, para valores de FZI menores a 1 se tiene la mayor cantidad de datos, esto podría indicar que hay un bajo potencial productivo.

En la figura 29 se observa el histograma para r_{35} , en este diagrama se observa una mayor irregularidad en la distribución de los datos, 69 del total de los radios de poro se encuentran en un intervalo menor a $1,5 \mu\text{m}$.

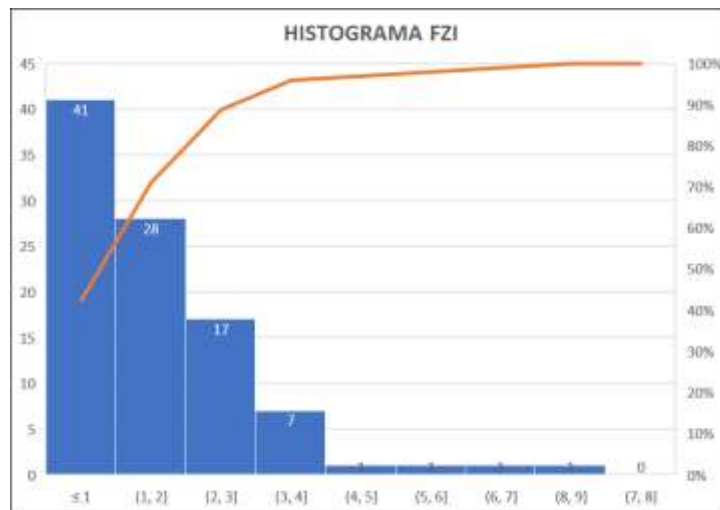


Figura 28. Histograma de FZI. Gráfica obtenida en la metodología EXCEL con los datos del yacimiento.

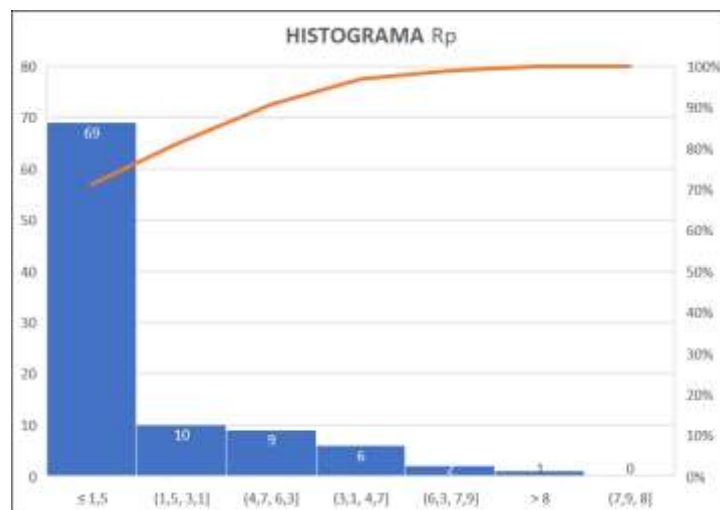


Figura 29. Histograma de r_{35} . Gráfica obtenida en la metodología EXCEL con los datos del yacimiento.

4.4.2.5 Evaluación de las unidades de flujo. La metodología realizada en la herramienta EXCEL se planteó para 3 y 4 unidades hidráulicas con el fin de comparar los resultados y encontrar la manera más óptima de caracterizar el yacimiento según el número de unidades en que se divida.

4.4.2.5.1 Caracterización para 3 unidades de flujo. Para dividir y caracterizar el yacimiento en 3 unidades de flujo se utilizaron métodos estadísticos y se agruparon los valores tanto de FZI como de r35, a cada uno de estos grupos se les determinó el número de datos que coincidían en el rango y según el valor de su FZI y r35 promedio se realizó la caracterización.

Como datos de salida en la herramienta EXCEL se obtienen 3 tablas y como “NOTAS” las respectivas características para sus unidades de flujo.

En la Tabla 10 se observan los datos que se obtuvieron para FZI, la UF3 es la que cuenta con un valor mayor de FZI por lo tanto sería la unidad de flujo con mejores características petrofísicas, un bajo índice de arcillosidad y buena clasificación, pero a su vez la cantidad de datos presente en este rango es muy mínimo por lo que esta caracterización no es muy representativa para la formación evaluada.

En la Tabla 11 se observan los datos que se obtuvieron para r35, la UF1 se clasifica con un tamaño de poros mesoporo (0,5-2um), son unidades de flujo que permiten solo cientos de barriles de aceite por día, no tienen tasas máximas a menos que la zona tenga un espesor muy grande, la UF2 como la UF3 se clasifican con un tamaño de poro macroporo (2-10um), estas son unidades de flujo capaces de producir miles de barriles de aceite por día.

Por último, se presenta una tabla 12 en la que, además de los datos calculados anteriormente, se calcula la desviación estándar para saber qué tan acertada puede ser a caracterización que se está realizando, se tiene que los datos de la UF1 tienen una menor desviación por lo tanto su

agrupación fue más adecuada, sin embargo, los valores de desviación estándar para las 3 unidades de flujo son bajos.

DETERMINACIÓN DE LOS VALORES DE FZI		
Unidad de flujo	n° de datos	FZI promedio
UF1	86	1,23
UF2	9	3,71
UF3	2	7,42

Figura 30. Determinación de los valores de FZI para 3 unidades de flujo.

DETERMINACIÓN DE LOS VALORES DE Rp		
Unidad de flujo	n° de datos	Rp promedio
UF1	79	0,881
UF2	15	4,795
UF3	3	8,884

Figura 31. Determinación de los valores de r35 para 3 unidades de flujo.

Unidad de flujo	Porosidad promedio	Permeabilidad promedio	Desv. Estandar	FZI promedio	Rp promedio
UF1	0,109	7,021	0,688	1,232	0,881
UF2	0,147	88,889	0,737	3,715	4,795
UF3	0,041	7,027	1,744	7,422	8,884

Figura 32. Datos de ϕ promedio, k promedio y desviación estándar para 3 unidades de flujo.

4.4.2.5.2 Caracterización para 4 unidades de flujo. En esta etapa se realiza la caracterización para 4 unidades hidráulicas de igual forma como se aplicó para 3, los intervalos de evaluación y los valores de FZI van a variar con respecto a los anteriores ya que se presenta una distribución diferente.

En la tabla 13 se observan los datos que se obtuvieron para FZI, la UF4 es la que cuenta con un mayor valor de FZI por lo tanto con mejores características petrofísicas, pero a su vez es el

rango que menos datos tiene por lo que puede ser no tan representativo para realizar una caracterización completa de la formación; mientras que la UF1 es la que cuenta con mayor cantidad de datos, pero un valor de FZI menor.

En la tabla 14 se observan los datos que se obtuvieron para r35, la UF1 se clasifica con un tamaño de poros mesoporo (0,5-2um), son unidades de flujo que permiten solo cientos de barriles de aceite por día, no tienen tasas máximas a menos que la zona tenga un espesor muy grande, las unidades de flujo 2, 3 y 4 presentan una estructura más homogénea y se clasifican con un tamaño de poro macroporo (2-10um), estas son unidades de flujo capaces de producir miles de barriles de aceite por día. (AGUILERA, R. 2002)

Por otra parte, en la tabla 15 se agrega el valor de desviación estándar del cual se deduce que la UF1, al ser el rango que menor desviación estándar tiene, cuenta con una mejor distribución de datos, pero que en general se arrojan desviaciones estándar muy altas lo que quiere decir que esta distribución de los datos no fue la más adecuada y que se debería guiar más por los resultados de la caracterización para 3 unidades de flujo.

DETERMINACIÓN DE LOS VALORES DE FZI		
Unidad de flujo	n° de datos	FZI promedio
UF1	61	0,829
UF2	25	2,215
UF3	8	3,537
UF4	2	6,660

Figura 33. Determinación de los valores de FZI para 4 unidades de flujo.

DETERMINACIÓN DE LOS VALORES DE Rp		
Unidad de flujo	n° de datos	Rp promedio
UF1	69	0,696
UF2	10	2,163
UF3	6	4,035
UF4	12	6,198

Figura 34. Determinación de los valores de r35 para 4 unidades de flujo.

Unidad de flujo	Porosidad promedio	Permeabilidad promedio	Desv. Estandar	FZI promedio	Rp promedio
UF1	0,108	1,664	0,377	0,829	0,696
UF2	0,110	20,093	0,446	2,215	2,163
UF3	0,142	62,657	0,544	3,537	4,035
UF4	0,092	104,265	1,806	6,660	6,198

Figura 35. Datos de ϕ promedio, k promedio y desviación estándar para 4 unidades de flujo.

4.4.3 Determinación de la heterogeneidad del yacimiento. Para lograr una mejor caracterización del yacimiento, en la metodología desarrollada en EXCEL se planteó la determinación de la heterogeneidad para esta formación aplicando los métodos de Dykstra-Parsons y coeficiente de Lorenz.

4.4.3.1 Método de Dykstra-Parsons. Como ya se explicó anteriormente paso a paso en el capítulo 2, se aplicó este método de coeficiente de Dykstra-Parsons con los datos del campo en estudio, para el desarrollo de este se realiza una tabla con los datos de permeabilidad organizada en orden descendente y su porcentaje (Ver anexo 4D), a partir de estos dos datos se realiza una gráfica de tipo logarítmica de la permeabilidad vs. Porcentaje acumulado, la cual se le traza una línea de tendencia lineal, se hace la lectura de los valores de k50% y k84,1%, los cuales son calculados por EXCEL por medio de una tendencia lineal aplicada a los datos.

Para efectos de esta prueba se obtuvieron los datos de $k_{50\%}$ igual a 0,798 y $k_{84,1\%}$, igual a 0,274, con lo que se llega a un valor del coeficiente de variación de 0,656, de esto se deduce que el yacimiento es muy heterogéneo y se debe tener en cuenta la variación de sus propiedades en cada una de las capas para su correcta caracterización.

En la figura 30 se muestra la gráfica obtenida en la herramienta EXCEL de la tendencia de los datos de la permeabilidad y el porcentaje.



Figura 36. Gráfica semi-log k vs. [%].

4.4.3.2. Método del coeficiente de Lorenz. El método del coeficiente de Lorenz, ya explicado anteriormente paso a paso, fue otro de los métodos aplicados en la metodología en Excel para determinar la heterogeneidad del yacimiento y comparar su resultado con el método de Dykstra-Parsons.

Para aplicar este método se necesitan como datos de entrada: profundidad, espesor (h) y permeabilidad (k), de éstos se obtienen datos de la sumatoria de $k \cdot h$ y la sumatoria de h y posteriormente se normalizan para que su valor máximo sea 1. (ver anexo 4D) Estos datos son tabulados y posteriormente se realiza una gráfica de tipo cartesiana de Σkh normalizada vs. Σh , se

realiza la comparación con una línea de pendiente unitaria, y la diferencia de área bajo la curva entre estas dos va a ser el coeficiente de Lorenz (Ecuación 10).

De los datos del campo seleccionado se obtuvo un coeficiente de Lorenz de aproximadamente 0,76, lo que indica, al igual que para Dykstra-Parsons, la variación de heterogeneidad en esta formación.

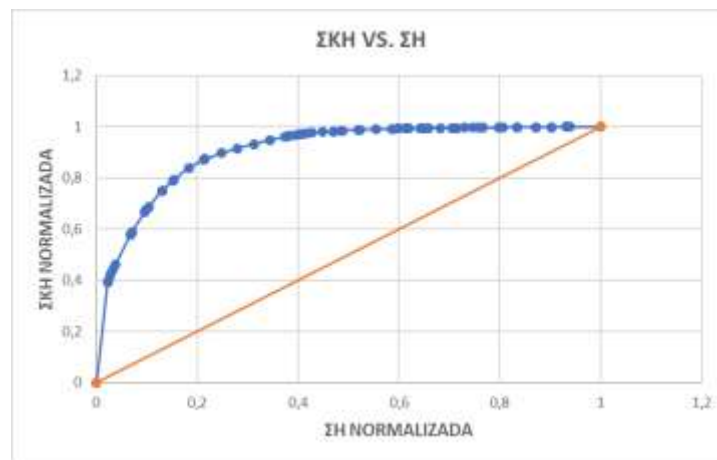


Figura 37. Gráfico de Σkh vs. Σh , obtenido en la herramienta Excel para la determinación del coeficiente de Lorenz.

4.4.4. Prueba del software en Excel caso #2. Para efectos de comprobar la funcionalidad de la herramienta desarrollada en Excel se aplicó un segundo caso con una base de datos de 74, a partir del cual se obtienen los siguientes resultados:

Caracterización para 3 unidades de flujo

En la tabla 16, se muestran los resultados promedio de FZI para cada una de las unidades de flujo, para este caso de estudio se obtiene que la UF3 es la que tiene mejores propiedades petrofísicas, sin embargo, los valores para la UF1 son los más influyentes para la caracterización del yacimiento con un valor de FZI de 1,47.

En la tabla 17 se muestran los valores de radio de poro promedio, siendo el tamaño de poros mesoporo (0,5-2 μ m) el más representativo para este yacimiento, el cual permite una producción solo de cientos de barriles de aceite por día.

En la tabla 18, se muestran valores de porosidad promedio, permeabilidad promedio y desviación estándar para cada una de las unidades de flujo, para este caso de estudio se encuentra que la UF1 cuenta con la menor desviación estándar.

DETERMINACIÓN DE LOS VALORES DE FZI		
Unidad de flujo	n° de datos	FZI promedio
UF1	53	1,47
UF2	6	3,70
UF3	15	8,56

Figura 38. Valores de FZI para 3 unidades de flujo (Caso #2)

DETERMINACIÓN DE LOS VALORES DE Rp		
Unidad de flujo	n° de datos	Rp promedio
UF1	45	1,23
UF2	12	4,02
UF3	17	17,23

Figura 39. Valores de r35 para 3 unidades de flujo (Caso#2)

Unidad de flujo	Porosidad promedio	Permeabilidad promedio	Desv. Estandar	FZI promedio	Rp promedio
UF1	0,12	12,34	0,67	1,47	1,23
UF2	0,12	44,78	0,82	3,70	4,02
UF3	0,16	669,82	1,46	8,56	17,23

Figura 40. ϕ promedio, k promedio y desviación estándar para 3 unidades de flujo (Caso#2)

Caracterización para 4 unidades de flujo

En la tabla 19 se muestran los resultados de los valores de FZI obtenidos en la herramienta Excel para una caracterización de 4 unidades de flujo, en este caso de estudio se encuentra que la UF1 es la más influyente en la caracterización del yacimiento con un valor de FZI de 0,93.

En la tabla 20 se muestran los valores promedios de radio de poro para 4 unidades de flujo, el radio de poro promedio para la zona más grande de este yacimiento es de aproximadamente 0,84 μm , clasificándose con un tamaño de poro mesoporo, es decir, que permiten una producción de solo cientos de barriles de aceite por día.

En la tabla 21 se presentan los datos de desviación estándar a partir de los cuales se puede concluir, para este caso de estudio, que el grupo de datos con los resultados más exactos es la unidad de flujo 1 con un valor de desviación estándar menor.

DETERMINACIÓN DE LOS VALORES DE FZI		
Unidad de flujo	n° de datos	FZI promedio
UF1	27	0,93
UF2	26	2,03
UF3	5	3,38
UF4	16	8,36

Figura 41. Valores de FZI para 4 unidades de flujo (Caso #2)

DETERMINACIÓN DE LOS VALORES DE Rp		
Unidad de flujo	n° de datos	Rp promedio
UF1	33	0,84
UF2	12	2,31
UF3	8	3,53
UF4	21	14,90

Figura 42. Valores de r35 para 4 unidades de flujo (Caso#2)

Unidad de flujo	Porosidad promedio	Permeabilidad promedio	Desv. Estandar	FZI promedio	Rp promedio
UF1	0,11	1,42	0,32	0,93	0,84
UF2	0,13	23,68	0,42	2,03	2,31
UF3	0,12	43,79	0,29	3,38	3,53
UF4	0,16	631,06	1,63	8,36	14,90

Figura 43. ϕ promedio, k promedio y desviación estándar para 4 unidades de flujo (Caso#2)

Heterogeneidad del yacimiento

Método de Dykstra & Parsons

En la figura 32 se muestra la gráfica semi-log de los valores de permeabilidad vs. Porcentaje acumulado, a partir de la cual se obtiene un valor del coeficiente variación de Dykstra-Parsons de 0,9, es decir, para este caso de estudio de igual forma se determina que el yacimiento es muy heterogéneo y se recomienda tener en cuenta la variación de sus propiedades petrofísicas en todas sus capas para su correcta caracterización.

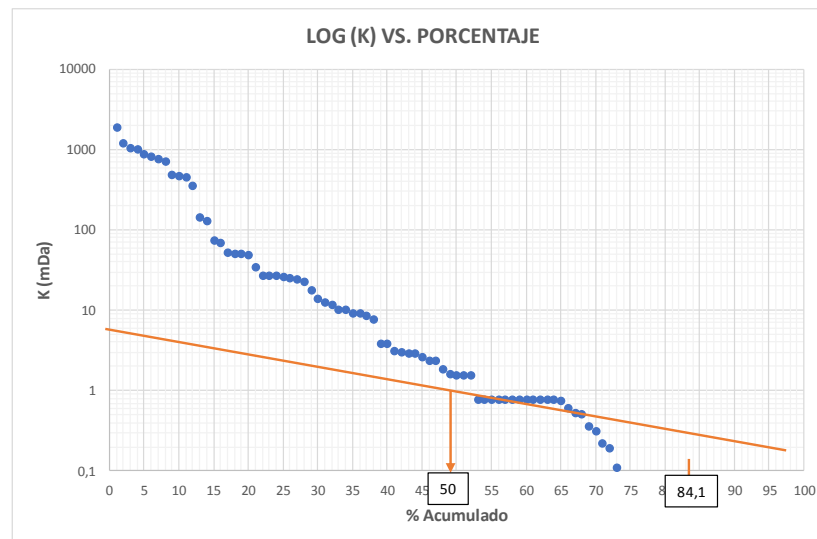


Figura 44. Gráfica semi-log k vs. [%] (Caso #2).

Método del coeficiente de Lorenz

De igual forma se aplica el método del coeficiente de Lorenz para conocer la heterogeneidad de yacimiento del caso de estudio número 2 y comparar los resultados con el método de Dykstra-Parsons, a partir de este método se encontró un coeficiente de Lorenz de 0,79, coincidiendo los dos métodos en que según los datos con los que se cuentan de éste yacimiento figura como un yacimiento muy heterogéneo.

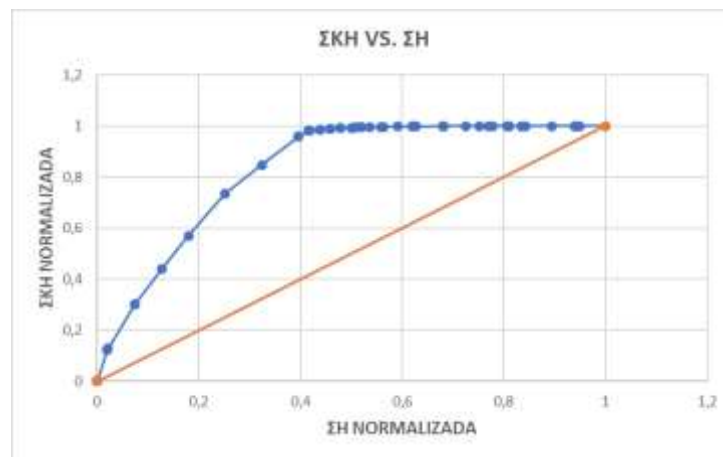


Figura 45. Gráfico de Σkh vs. Σh , obtenido en la herramienta Excel para la determinación del coeficiente de Lorenz (Caso #2)

4.5 Hoja de cálculo para la caracterización del hábitat de yacimiento

Para la caracterización del hábitat de yacimiento se tomaron datos de entrada como: la presión del yacimiento, la profundidad vertical verdadera, densidad del agua, del lodo de perforación, de la matriz, entre otros datos de los fluidos que fueron determinados anteriormente en la caracterización del petróleo y el gas; estos datos son ingresados por medio de una tabla. (ver anexo 5A).

Como datos de salida, para esta caracterización, se obtiene: Gradiente de presión, presión hidrostática, desidad bulk, presión diferencial y presión overburden, a partir de éstos se generan ciertas “Notas” del hábitat de la formación que se está caracterizando, para la prueba realizada se obtuvo que: El yacimiento corresponde a una formación con presión anormal con un valor de gradiente de presión mayor a 0,465, este tipo de formaciones con presiones anormales ejercen una presión mayor a la presión ejercida por los fluidos contenidos en la formación, cuando la formación se encuentra en fase de compactación y se desarrollan presiones anormales, el movimiento de los fluidos en los poros es restringido o paralizado, lo que hace que la presión aumente; según la presión diferencial que se obtuvo, la presión se encuentra en sobre balance debido a que la presión hidrostática ejercida en cierto punto es mayor que la presión de formación, el rango de diferencial de presión NO se encuentra dentro de los valores apropiados según el Instituto Americano del petróleo (API), como una consideración importante para esta formación, se debe determinar si el balance hidrostático que da el lodo proporciona suficiente sobrebalance contra las presiones de formación en el fondo del pozo, sin afectar formaciones más frágiles de la parte superior. Esto puede resultar en daño a la formación o llegar a fracturar la formación.

Tabla 10.

Densidades de fluido y matrices de roca más comunes

MATERIAL	DENSIDAD (G/CC)
Arenisca	2,65
Caliza	2,71
Dolomita	2,87
Anhidrita	2,98
Halita	2,03
Cal	2,35

MATERIAL	DENSIDAD (G/CC)
Arcilla	2,7-2,8
Agua	1
Agua de mar	1,03-1,06
Aceite	0,6-0,7
Gas	0,015

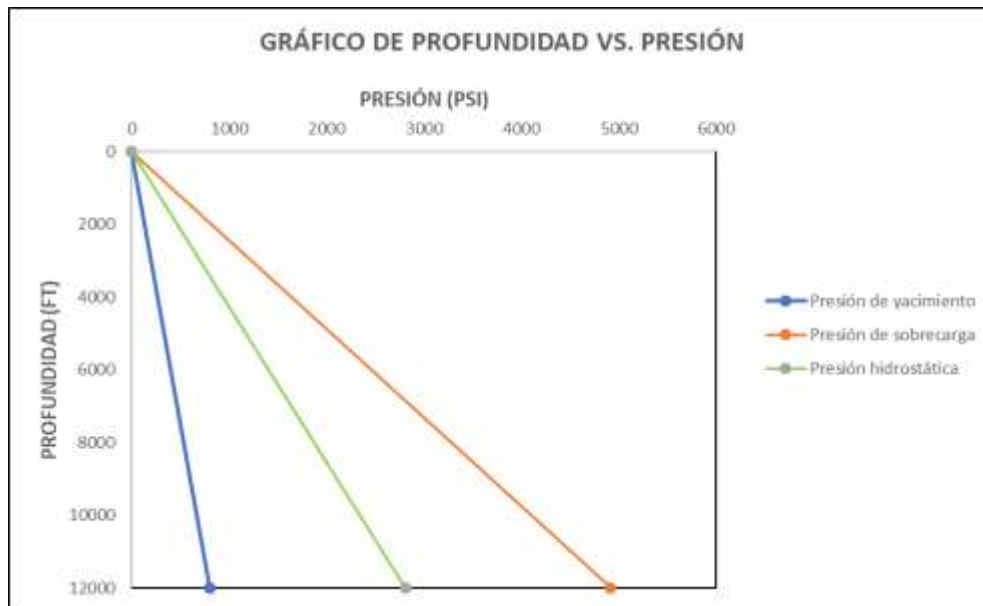


Figura 46. Gráfico de profundidad vs. Presión, donde se identifican la P de yacimiento, P. de sobrecarga y P. hidrostática.

5. Conclusiones

En la caracterización y evaluación del aceite se lleva a cabo primeramente el análisis de tendencia parafínica y asfáltica, que son los principales problemas de precipitación del crudo y de daño a la formación. Estas deposiciones están fuertemente ligados a variaciones en la presión, temperatura y composición del fluido, debido a las condiciones normales durante el proceso de producción.

En el análisis de tendencia asfáltica del crudo evaluado en este proyecto se obtuvo un resultado inestable, es decir, con alta posibilidad de precipitación de asfaltenos, encontrándose que la disminución de la presión y la presencia de saturados favorecen su aglomeración y posterior depositación.

En el análisis de tendencia parafínica del crudo del caso de estudio, se encontró como resultado un crudo de base nafténica; sin embargo, puede presentar algunas cadenas parafínicas en su estructura. La precipitación de estas parafinas está principalmente asociada a la disminución de la temperatura por debajo de su punto de nube.

En la caracterización y análisis del gas, se encontró que la composición es el factor más influyente, debido a que la presencia de componentes intermedios y pesados, acompañado de la disminución de la presión puede causar condensación en el yacimiento; problema que se encuentra presente en los gases retrógrados.

En el análisis del gas estudiado en la metodología de este proyecto, se encontró que es un gas seco proveniente del aceite negro también presente en el yacimiento, por lo que no presenta problemas de condensación de líquidos en el yacimiento.

En el análisis y caracterización del agua de formación las principales variables que se deben tener en cuenta son: la presión, la temperatura, la concentración iónica y el PH de la solución. Al aumentar la presión, temperatura y el PH, disminuye la solubilidad de la mayoría de los iones presentes y aumenta la posibilidad de precipitación de incrustaciones.

Los métodos más usados en la industria para evaluar la tendencia incrustante del agua de formación son los índices de saturación de Langelier, de Ryznar y de Larson Skold. Siendo el primero el más representativo, fuertemente ligado a la temperatura, volviéndose más positivo con el incremento de esta.

Para el caso aplicado en esta metodología, se encontró que el agua de formación presentaba un valor de índice de langelier de 3.84, obteniendo una alta probabilidad de precipitación de incrustaciones.

La presencia de iones como calcio, sulfato, bario y estroncio, acompañado de variaciones en las condiciones termodinámicas de la solución, aumentan la posibilidad de formación de incrustaciones.

En el caso de estudio de esta metodología, el agua de formación poseía presencia de iones de calcio, sulfato y cloruro, aumentando la probabilidad de interacción entre ellos y su posterior depositación como incrustaciones.

Las variables claves para la correcta zonificación del yacimiento en unidades de flujo son: el índice de calidad de yacimiento, la porosidad normalizada y el indicador de la zona de flujo; entre mayor sea el valor de estas variables mejores van a ser las propiedades petrofísicas y de transporte

de la zona de estudio. Para el caso aplicado en la metodología en Excel se obtuvieron 3 unidades de flujo, de las cuales el número 1 es la más representativa y cuenta con un valor promedio de FZI de 1,23.

El conocimiento de la presión de yacimiento y el gradiente de presión son los factores que se requieren para realizar la caracterización del hábitat, a partir de éstos se puede conocer en qué condiciones se encuentra la formación, una formación en presión de sobre balance presenta complicaciones, desde invasión del fluido de perforación en la formación hasta generar una fractura, además se deben tener en cuenta consideraciones especiales a la hora de seleccionar el tipo de perforación, mientras que una formación que se encuentre en balance no presenta este tipo de complicaciones.

Con el resultado de la metodología realizada en la herramienta Excel, se cuenta con una ayuda para realizar una caracterización más completa del yacimiento ya que integra datos del crudo, gas, agua de formación, la roca y el hábitat, lo cual reduce el tiempo implementado en esta operación y puede ser usado posteriormente para la creación de un software más complejo en beneficio de la industria.

6. Recomendaciones

Para el caso del análisis incrustante del agua, se recomienda determinar a través de mediciones en laboratorio la cantidad de CO₂ disuelto en el agua, la salinidad y el H₂S que están presentes, ya que, si se tienen en cuenta a la hora del cálculo de los índices de saturación se tendrá un análisis más certero.

Se recomienda determinar las envolventes de precipitación de los asfaltenos y parafinas si se cuenta con la información necesaria de presión y puntos de cristalización y precipitación, ya que esto nos brindara una mejor comprensión del rango de depositación de estos compuestos en el yacimiento.

Se recomienda evaluar la precipitación de los asfaltenos y parafinas teniendo en cuenta el análisis de la prueba PVT de liberación diferencial, ya que, este caso representa el yacimiento liberándose el gas del condensado a medida que disminuye la presión.

Se sugiere, que a partir de la metodología desarrollada en la herramienta de Excel se puede crear un software manejando un lenguaje diferente y más completo, a partir del cual se pueda realizar una caracterización de yacimientos de una manera más exacta y de igual forma integrando propiedades tanto de los fluidos como de la roca.

Referencias Bibliográficas

- A. Ballard, O. Mullins y A. Pomerantz , «La ciencia de los asfaltenos revela secretos de los yacimientos,» Oilfield, vol. 24, no 4, pp. 14-25, 2013.
- Abhijit Y. Dandekar, Petroleum reservoir rock and fluid properties, Gulf professional publishing, 2006.
- Aguilera, R., Incorporating capillary pressure, pore throat apertura radio, heigh above free-water table, and Winland r35 values on Pickett plots, AAPG Bulletin, v.86, no. 4, p 605-624, (April 2002)
- AHMED, Tarek. "Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling". Houston, Texas. Gulf Publishing Company, 2007.
- Alvarez, V. (2010). Predicción de Envoltentes de Precipitación de Parafinas bajo la Presencia de Inhibidores Químicos y Naturales. Ciudad Universitaria, México, D.F: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Amaefule. K.O., Kersey. D.G., Norman. D.K., y Shannon. P.M.; "Advances in Formation Damage Assesment and Control Strategies" CIM Paper 88-39-65, 1988.
- Ariza, L. E. (2011). De la Caracterización de Crudos qué es Clave para Diagnosticar la Precipitación de Parafinas. El Reventón Energético, 9(1), 33–39.
- Borges Rodríguez, B. C. E. Del Carpio, C. Urbina de Navarro y N. Ortega, «Caracterización morfológica y espectroscópica de asfaltenos provenientes de diferentes crudos,» Revista latinoamericana de metalurgia y materiales, pp. 218-229, 2014.
- Beggs, H.D. Oil System Correlations". Society of Petroleum Engineers. 1987. Capitulo 22.

- Beggs, M. Vázquez Y H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". Journal of Petroleum Technology. 1980. P. 968-970.
- Bruno, A., sarica, C., CHEN, H. "Paraffin Deposition During the Flow of Water-in-Oil and Oil-in-Water Dispersions in Pipes". SPE 114747, 2008
- Burke, John. "Solubility Parameters: Theory and Application". Appeared in the AIC Book and Paper Group Annual, Volume 3, 1984.
- Carnahan, N.F; Quintero, A. Characterization of Asphaltenes and Resins. 6ta UNITAR. International Conference on Heavy Crude and Tar Sands. Houston Texas. Febrero 12-17 de 1995. Volúmen 1, pp 237-250.
- Chung, F., Sarathi, P., Jones, R. Modeling of Asphaltene and Wax Precipitation". Prepared for National Institute for Petroleum and Energy Research. Bartlesville, OK. January, 1991.
- Chung, G, T., H. Thermodynamic Modeling for Organic Solid Precipitation. SPE 24851. 1992
- Cristancho, Diana, & Hoyos, Jorge. (2008). Procedimientos Metodológicos para la Caracterización de Fluidos de Campos Maduros. Aplicación a los Fluidos del Campo Colorado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Corredor, E. S. (2013). Metodología para la Identificación de Daños de Formación Basados en Análisis de Producción, Presión y Datos de Laboratorio del Campo Colibrí. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Cortez F. y Triviño T "Metodología para el control de parafinas" Petrobras Energía S.A. 2005.
- Couto, G.H., Chen, H., Dellecase, E., Sarica, C., Volk, M. "An Investigation of Two-Phase Oil/Water Paraffin Deposition". Paper OTC 17963, Houston, Texas, U.S.A., 2006.
- Crabtree M. y otros. Lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención, Oilfield Review, Schlumberger, otoño 1999.



- David W. Jennings y Klaus Weispenning “Effect of Sear on the performance of paraffin inhibitors: coldfinger investigation with Gulf of Mexico crude oils. *Energy & Fuels* 2006.
- Delgado, José. G. (2006). Cuaderno Firp S369-A, Modulo de Enseñanza en Fenomenos Interfaciales. Merida, Venezuela: Universidad de los Andes.
- Djebbar Tiab, Erle C. Donaldson, *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*, Gulf professional publishing, 2012
- E. Ariza León, J. F. Gutiérrez Quintero, A. A. Bolaño Cervantes y . E. R. Santafé Rangel, «Análisis de la simulación de precipitación de asfaltenos en el crudo del Campo Colorado,» *Revista Fuentes: El Reventón Energético.*, vol. x, no 1, pp. 55-62, 2012.
- Eaton, B. A. (1975). The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs. Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, 11. <https://doi.org/10.2118/5544-MS>
- G. Carvalho, J. Filogônio, T. Possato, Y. Souza y W. Vieira, «Asfaltenos,» 2013.
- Garcia m. Intevep. Paraffin Deposition in Oil Production. SPE 64992, 2001.
- González, g., neves, g., saraiva, s., lucas, e., dos anjos, M. “Electrokinetic Characterization of Asphaltenes and the Asphaltenes – Resins Interaction”. *Energy & Fuels*, 2003, 17, 879 – 886.
- Izadpanahi, Amin, AZIN, Reza, OSFOURI, Shahriar, & MALAKOOTI, Reza. (2019). Modeling of Asphaltene Precipitation in a Light Oil Reservoir with High Producing Gor: Case Study. *Advanced NanoMaterials and Technologies for Energy Sector*, , 270–279.
- Mullins, Oliver et al. *Asphalthenes, heavy oils and petroleomics*. Springer, New York, 2007.
- Ortiz, A. Ecopetrol. Caracterización Sedimentológica — Estratigráfica Del Campo Llanito - Gala. División De Exploración Y Producción Litoteca Nacional-Estratigrafía. ICP, Piedecuesta, 2001.

- Ramón, J., C., and CROSS, T., (1997). "Characterization and prediction of reservoir architecture and petrophysical properties in fluvial Channel Sandstones, Middle Magdalena Basin, Colombia". Ciencia, Tecnología y future (CT&F), Vol 1, Num 3.
- Reid, R., Prausnitz, J. & Poling, B. "The Properties of Gases and Liquids". 4th Edition. Singapore. McGraw Hill. 1987.
- Rowena Ball y J.C.Jones "Thermodynamics of the deposition of complex waxes and asphaltenes in crude oil" The open thermodynamics Journal, 2009.
- Tarek, Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. Second Edition. Butterworth – Hernemann
- Venkatesan, R., östlund, j., chawla, h., wattana, P. "The Effect of Asphaltenes on the Gelation of Waxy Oils". Energy & Fuels, 17. 2003.
- Won, K. W. "Continuous Thermodynamics for Solid – Liquid Equilibria: Wax Formation from Heavy Hydrocarbon Mixtures". Paper 27A presented at AIChE Spring National Meeting 1985

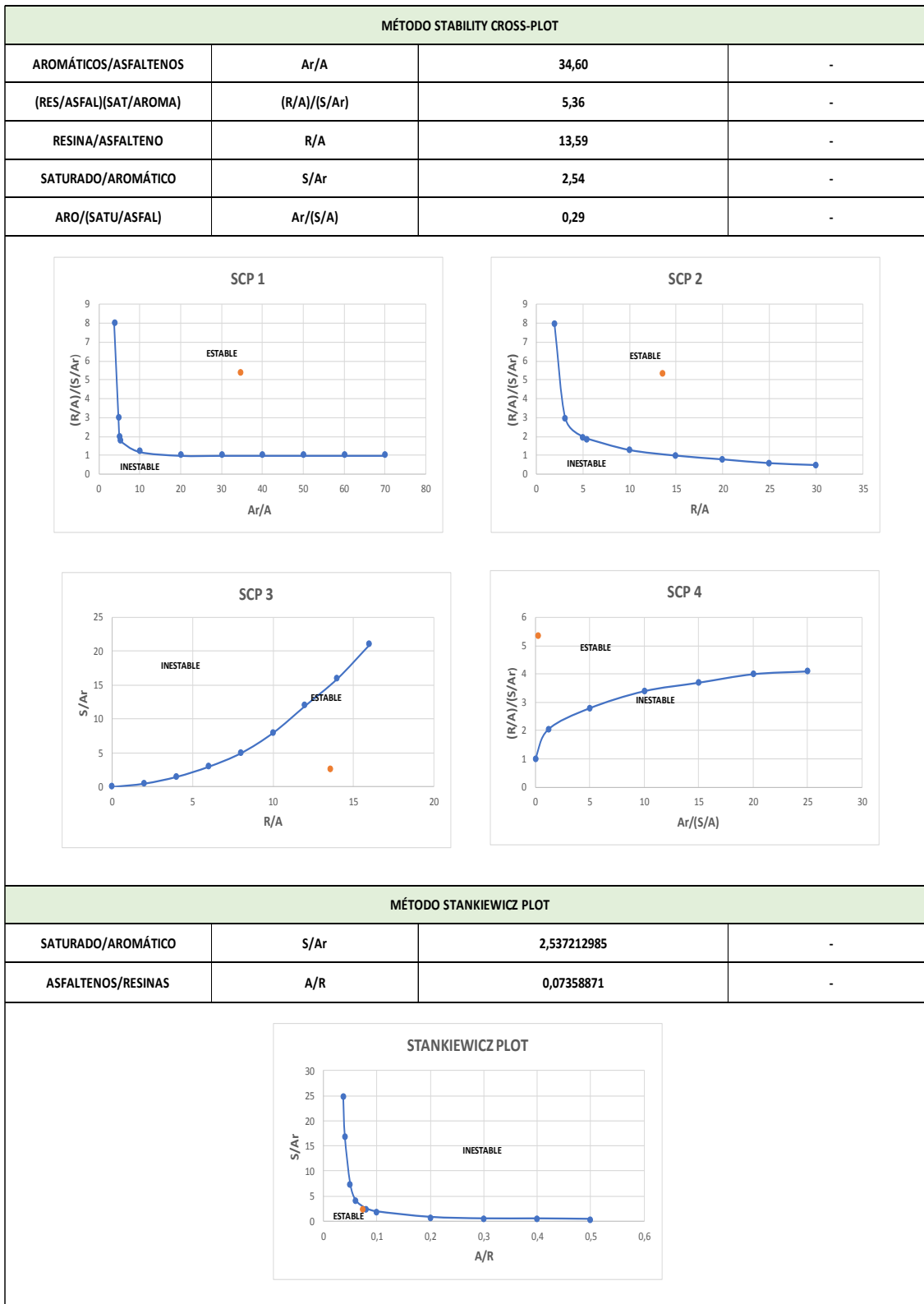
Apéndices

Apéndice A. Hoja de cálculo para la caracterización del crudo

Apéndice 1A:

CARACTERIZACIÓN Y ANÁLISIS DEL PETRÓLEO			
		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS FACULTAD FISCOQUÍMICA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER	
			
VARIABLE	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
GRAVEDAD ESPECÍFICA	Yo	0,844	-
RELACIÓN GAS/ACEITE	GOR	240	SCF/STB
TEMPERATURA MEDIA DE EBULLICIÓN	TB	549,255	F
GRAVEDAD API	API	36,15	-
LIMPIAR DATOS			
TENDENCIA PARAFÍNICA			
FACTOR DE CARACTERIZACIÓN DE WATSON O KUOP			
FACTOR KUOP	K	11,88	-
El petróleo analizado es base Nafténica. Posee compuestos altamente nafténicos.			
ÍNDICE DE CORRELACIÓN U.S BUREAU OF MINES			
ÍNDICE DE CORRELACIÓN	IC	29,75	-
El petróleo analizado es base nafténica.			
TENDENCIA ASFALTÉNICA			
ANÁLISIS SARA	% SATURADOS	64,09	% en peso
	% AROMÁTICOS	25,26	% en peso
	% RESINAS	9,92	% en peso
	% ASFALTENOS	0,73	% en peso
ÍNDICE DE INESTABILIDAD COLOIDAL			
ÍNDICE DE INESTABILIDAD	IIC	1,84	-
El petróleo analizado es inestable. Es muy probable que el crudo muestre problemas relacionados con la precipitación de asfáltenos.			
ÍNDICE DE ESTABILIDAD COLOIDAL			
ÍNDICE DE ESTABILIDAD	IEC	1,40	-
El petróleo analizado es inestable. Puede llegar a ocurrir precipitación de asfáltenos.			
RELACIÓN ASFALTENOS/ RESINAS			
ASFALTENOS/RESINAS	A/R	0,074	-
El petróleo analizado es estable. Es poco probable que ocurra precipitación de asfáltenos.			

Apéndice 1B:





Apéndice 1C:

COMPARACIÓN DE MÉTODOS						
TENDENCIA PARAFÍNICA	FACTOR KUOP		ÍNDICE DE CORRELACIÓN		PROMEDIO	
	Base Nafténica		Base Nafténica		Base Nafténica	
TENDENCIA ASFALTÉNICA	IIC	IEC	A/R	SCP	SP	PROMEDIO
	Inestable	Inestable	Estable	Inestable	Metaestable	INESTABLE

NOTA GENERAL						
<ol style="list-style-type: none"> 1. El fluido analizado se trata de un aceite negro según su gravedad API y su GOR 2. El fluido analizado se clasifica como aceite LIVIANO según su gravedad API. 3. Especial cuidado cuando la temperatura del yacimiento aumenta y la presión disminuye, ya que la solubilidad de los asfaltenos disminuye, por lo tanto, la posibilidad de precipitación aumenta. 4. El fluido analizado no posee tendencia parafínica. 5. Especial cuidado con la disminución de la temperatura por debajo del punto de nube y la pérdida de livianos, ya que aparecerán los primeros cristales de parafina. 						

Apéndice B. Hoja de cálculo para la caracterización del gas

Apéndice 2A:

CARACTERIZACIÓN Y ANÁLISIS DEL GAS			
		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS FACULTAD FÍSICOQUÍMICA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER	
			
COMPOSICIÓN DEL GAS			
COMPONENTE	FÓRMULA	PESO MOLECULAR (g/mol)	COMPOSICIÓN FRACCIÓN MOLAR
METANO	CH ₄	16,04	0,83258
ETANO	C ₂ H ₆	30,07	0,10249
PROPANO	C ₃ H ₈	44,1	0,03806
i-BUTANO	C ₄ H ₁₀	58,12	0,00506
n-BUTANO	C ₄ H ₁₀	58,12	0,0083
i-PENTANO	C ₅ H ₁₂	72,15	0,002
n-PENTANO	C ₅ H ₁₂	72,15	0,00187
n-HEXANO	C ₆ H ₁₄	86,18	0,00595
n-HEPTANO	C ₇ H ₁₆	100,21	0
n-OCTANO	C ₈ H ₁₈	114,23	0
n-NONANO	C ₉ H ₂₀	128,2	0
n-DECANO	C ₁₀ H ₂₂	142,29	0
NITRÓGENO	N ₂	28,01	0,00362
DIÓXIDO DE CARBONO	CO ₂	44,01	0,00007
SULFURO DE HIDRÓGENO	H ₂ S	34,10	0
HIDRÓGENO	H ₂	2,02	0
MONÓXIDO DE CARBONO	CO	28,01	0
OXÍGENO	O ₂	32,00	0
AGUA	H ₂ O	18,15	0
HELIO	He	4,03	0
ARGÓN	Ar	39,95	0
			1

Apéndice 2B:




PESO MOLECULAR APARENTE	Ma	19,79	LB/LBMOL
GRAVEDAD ESPECÍFICA	Yg	0,68	-
DENSIDAD DEL GAS	ρg	2,87	LB/FT3
		46,01	KG/M3
PRESIÓN PSEUDOREDUcida	Ppr	1,20	-
TEMPERATURA PSEUDOREDUcida	Tpr	1,54	-
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD	Z MÉTODO DE PAPAY	0,89	-
	Z MÉTODO DE GUIBER	0,89	-
CONTENIDO LÍQUIDO DEL GAS	GPM	1,76	GAL/M5CF
VALOR CALORÍFICO	PC BRUTO	1205,38	BTU/SCF
	PC NETO	1091,86	
	FACTOR DE COMPRESIBILIDAD Z @ SC	1,00	-
	CONSTANTE PARA Z	0,06	-

NOTA GENERAL

1. Ya que el fluido analizado se trata de un aceite negro, se desprende gas seco de éste , debido a las moléculas livianas que se liberan.
2. El gas analizado posee un contenido líquido de 1,75716135082965 Gal/Mscf, por lo que se trata de un gas pobre.
3. Al no tratarse de un gas condensado o retrógrado, no existe problemas con la condensación en yacimiento.
4. Al no tratarse de un gas condensado o retrógrado, no existe problemas con la inmovilidad del condensación en yacimiento.

Apéndice C. Hoja de cálculo para la caracterización del agua de producción

Apéndice 3A:

CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN			
 		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS FACULTAD FÍSICOQUÍMICA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER	
			
VARIABLE	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
PH	PH	8,98	-
ALCALINIDAD	CaCO ₃	933,33	Mg/L
DUREZA CÁLCICA	Ca+2	1235	mg/L
TEMPERATURA	T _w	46	°C
SÓLIDOS TOTALES DISUELTOS	SDT	0,03	PPM
CONCENTRACIÓN IÓN DE CLORURO	CL ⁻	5775	Mg/L
CONCENTRACIÓN IÓN SULFATO	SO ₄ (2-)	64,5	Mg/L
PRESENCIA DE CO ₂	CO ₂	sí	
PRESENCIA DE OXÍGENO DISUELTO	O	no	




Apéndice 3B:

ÍNDICE DE SATURACIÓN DE RYZNAR			
VARIABLE	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
ÍNDICE DE SATURACIÓN DE RYZNER	IR	1,238432379	-
NOTA			
El agua analizada es incrustante y posee tendencia a precipitar Carbonato de Calcio.			

ÍNDICE DE SATURACIÓN DE LARSON SKOLD			
VARIABLE	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
ÍNDICE DE SATURACIÓN DE LARSON-S	ILR	8,796277844	-
CONCENTRACIÓN CL EN MEQ/L	Meq CL/L	162,855	Meq/L
CONCENTRACIÓN SO ₄ EN MEQ/L	Meq SO ₄ /L	1,3416	Meq/L
CONCENTRACIÓN ALC EN MEQ/L	Meq ALC/L	18,6666	Meq/L
NOTA			
El agua analizada es altamente corrosiva en función del contenido de sulfatos, cloruros y alcalinidad.			

Apéndice D. Hoja de cálculo de caracterización de la roca de yacimiento

Apéndice 4A: Muestra 50 datos de entrada.

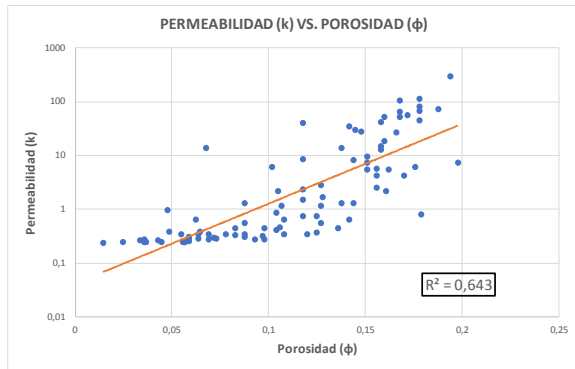
CARACTERIZACIÓN DE LA ROCA							
		ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS FACULTAD FÍSICOQUÍMICA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER					

DETERMINACIÓN Y ANÁLISIS DE LAS UNIDADES DE FLUJO							
---	--	--	--	--	--	--	--

DATOS							
N°	PROFUNDIDAD	POROSIDAD	PERMEABILIDAD	POROSIDAD NORMALIZADA	RQI	FZI	Rp
	[ft]	[%]	mDa	mDa	µm	µm	µm
1	3985	0,10361	0,423	0,11558585	0,063445233	0,548901382	0,431500288
2	4060	0,14362	8,328	0,167705925	0,23910714	1,425752491	1,876913458
3	4060,17	0,15062	9,487	0,177329346	0,249202719	1,405310089	1,9447384
4	4062,79	0,15962	18,852	0,189937885	0,341243754	1,796607102	2,769763812
5	4064,54	0,12662	2,884	0,144976986	0,149856685	1,03365844	1,121799431
6	4065,25	0,0636	0,293	0,067919692	0,067396121	0,992291314	0,530067544
7	4066,17	0,10661	1,166	0,119331983	0,103843652	0,870208047	0,764189955
8	4068,08	0,07161	0,295	0,077133532	0,063731453	0,826248339	0,480350328
9	4070	0,01459	0,243	0,01480602	0,128146025	8,654994819	1,694309386
10	4063	0,15962	53,471	0,189937885	0,574705228	3,025753537	5,112886256
11	4073	0,14362	1,286	0,167705925	0,093959927	0,560265996	0,625748758
12	3255	0,09661	0,317	0,106941631	0,056878514	0,531865028	0,386868854
13	3271,3	0,15562	2,539	0,184300907	0,12683184	0,688178056	0,87095788
14	3272,9	0,16062	2,226	0,191355524	0,116894053	0,610873679	0,784393382
15	3274,2	0,08261	0,451	0,090048943	0,073367143	0,814747408	0,544928624
16	3284,4	0,0546	0,347	0,057753332	0,079158593	1,370632481	0,668004346
17	3285,8	0,16162	5,565	0,192776545	0,184253048	0,955785611	1,337191941
18	3286,5	0,12462	0,764	0,142361032	0,077746788	0,546124081	0,52080127
19	2141	0,0576	0,274	0,061120543	0,068484721	1,120486122	0,555126942
20	2149	0,09261	0,274	0,102061958	0,054010225	0,529190564	0,368302714
21	2152	0,08261	0,336	0,090048943	0,063326134	0,703241279	0,458322639
22	2527	0,0586	0,316	0,062247716	0,072916259	1,171388509	0,59477467
23	2531	0,0566	0,253	0,05999576	0,066386794	1,106524754	0,537776066
24	3978	0,0446	0,253	0,046682018	0,074786374	1,602038163	0,660707974
25	3981	0,07261	0,284	0,078295	0,062099857	0,79315227	0,464141352
26	4016	0,0246	0,253	0,025220422	0,10069835	3,992730518	1,104757437
27	4025	0,0356	0,274	0,036914144	0,08711239	2,359864865	0,841287687
28	1890	0,11762	2,33	0,133298579	0,139754893	1,048434979	1,054652888
29	1895	0,10761	0,347	0,120586291	0,056385582	0,467595296	0,371700425
30	1898	0,07761	0,347	0,084140114	0,066395026	0,789100732	0,492974951
31	1914	0,19763	7,548	0,246307813	0,194052463	0,787845339	1,344461196
32	1915	0,11762	40,947	0,133298579	0,585868441	4,395158947	5,689719452
33	1916	0,16763	65,996	0,201388805	0,623035198	3,093693299	5,546722633
34	1917	0,16763	53,471	0,201388805	0,560806358	2,784694793	4,901101045
35	1924,5	0,11762	0,764	0,133298579	0,080026853	0,600357887	0,547473572
36	1929	0,11762	8,592	0,133298579	0,268371377	2,013310115	2,271703748
37	1956	0,15762	12,767	0,187112704	0,282597565	1,510306668	2,22660954
38	1966	0,0576	0,274	0,061120543	0,068484721	1,120486122	0,555126942
39	1972	0,09761	0,274	0,108168309	0,052608725	0,486359871	0,35194455
40	1977	0,08761	0,305	0,096022534	0,058587198	0,610140093	0,411530403
41	1984	0,0476	0,973	0,049979	0,141965427	2,840501519	1,378979922
42	1991	0,08761	0,556	0,096022534	0,079102499	0,823790994	0,585784125
43	1995	0,11762	1,495	0,133298579	0,111946278	0,839815987	0,81244372
44	1998	0,18763	72,258	0,230966185	0,616199692	2,67921676	5,3075215
45	2067	0,0336	0,267	0,034768212	0,088514749	2,545852768	0,871026736
46	2123	0,16562	26,641	0,198494691	0,398243338	2,00631733	3,287836898
47	2125	0,06761	13,811	0,072512575	0,448783357	6,189041771	4,845325138
48	2126	0,13762	13,811	0,159581623	0,314558506	1,971144926	2,6219929
49	2129	0,15762	14,854	0,187112704	0,30482157	1,629080031	2,439281116
50	2277	0,12762	1,704	0,146289461	0,114737418	0,784317731	0,81769309

Apéndice 4B:

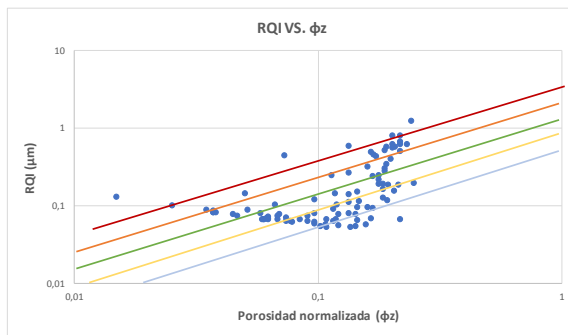
GRÁFICA DE PERMEABILIDAD (k) VS. POROSIDAD (φ)



Valor de R de la tendencia lineal de la gráfica semilog K vs. φ	0,643
---	-------

Existen diferentes tipos de roca, se deben realizar análisis petrográficos para diferentes facies (ptrografía SEM, DRX) para asociar los tipos de roca según la mineralogía

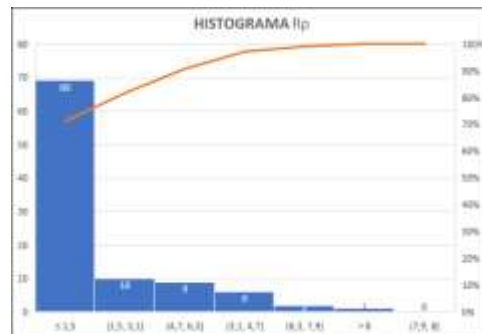
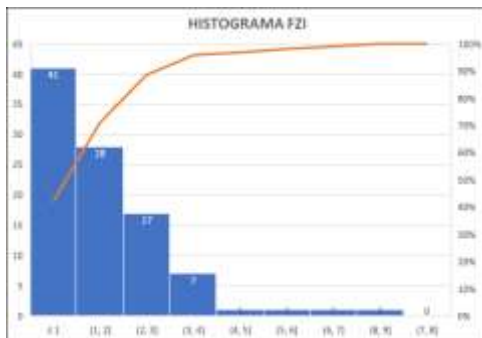
GRÁFICA DE RQI VS. POROSIDAD NORMALIZADA



- UF1
- UF2
- UF3
- UF4
- UF5

Gráfico RQI vs Porosidad normalizada, en el cual se identifican 5 unidades de flujo para su estudio con 5 diferentes valores de FZI aproximados, se debe evaluar cuántas unidades de flujo son más óptimas para caracterizar el yacimiento.

HISTOGRAMAS PARA LOS DATOS DE FZI Y Rp



Evaluación gráfica de la frecuencia de los datos tanto para el indicador de las zonas de flujo FZI, como para el tamaño del radio de poro, siendo los rangos de valores que contengan una mayor cantidad de datos los más representativos para realizar la correcta caracterización del yacimiento.

Apéndice 4C:

EVALUACIÓN DE LAS UNIDADES DE FLUJO

CARACTERIZACIÓN PARA 3 UNIDADES DE FLUJO

DETERMINACIÓN DE LOS VALORES DE FZI		
Unidad de flujo	n° de datos	FZI promedio
UF1	86	1,231808212
UF2	9	3,714790711
UF3	2	7,422018295

DETERMINACIÓN DE LOS VALORES DE Rp		
Unidad de flujo	n° de datos	Rp promedio
UF1	79	0,881270719
UF2	15	4,795250078
UF3	3	8,884364763

Unidad de flujo	Porosidad promedio	Permeabilidad promedio	Desv. Estandar	FZI promedio	Rp promedio
UF1	0,108726047	7,02144186	0,68814763	1,231808212	0,881270719
UF2	0,14749	88,88866667	0,73670623	3,714790711	4,795250078
UF3	0,0411	7,027	1,74369212	7,422018295	8,884364763

NOTA

Según los valores de FZI y Rp promedio para un estudio tomando 3 unidades de flujo se tiene que:

1. Los datos obtenidos en la UF3 no son tan representativos para una caracterización global del yacimiento.
2. La UF3 es la que cuenta con un mayor valor de FZI por lo tanto con mejores características.
3. La UF3 tiende a tener un bajo índice de arcillosidad, buena clasificación y granos gruesos.
4. La UF1 se clasifica con un tamaño de poros mesoporo (0,5-2um), son unidades de flujo que permiten solo cientos de barriles de aceite por día, no tienen tasas máximas a menos que la zona tenga un espesor muy grande.
5. La UF2 se clasifica con un tamaño de poro macroporo (2-10um), estas son unidades de flujo capaces de producir miles de barriles de aceite por día.
6. La UF3 se clasifica con un tamaño de poro macroporo (2-10um), estas son unidades de flujo capaces de producir miles de barriles de aceite por día.
7. Los datos de la UF1 presentan una menor desviación, por lo tanto sus resultados son más confiables.

CARACTERIZACIÓN PARA 4 UNIDADES DE FLUJO

DETERMINACIÓN DE LOS VALORES DE FZI		
Unidad de flujo	n° de datos	FZI promedio
UF1	61	0,828892108
UF2	25	2,214923504
UF3	8	3,537098982
UF4	2	6,660120377

DETERMINACIÓN DE LOS VALORES DE Rp		
Unidad de flujo	n° de datos	Rp promedio
UF1	69	0,695573667
UF2	10	2,162580379
UF3	6	4,034527195
UF4	12	6,197890191

Unidad de flujo	Porosidad promedio	Permeabilidad promedio	Desv. Estandar	FZI promedio	Rp promedio
UF1	0,108170492	1,664163934	0,37709895	0,828892108	0,695573667
UF2	0,1100816	20,0932	0,44649205	2,214923504	2,162580379
UF3	0,1417225	62,657125	0,54360375	3,537098982	4,034527195
UF4	0,091943333	104,265	1,80601673	6,660120377	6,197890191

NOTA

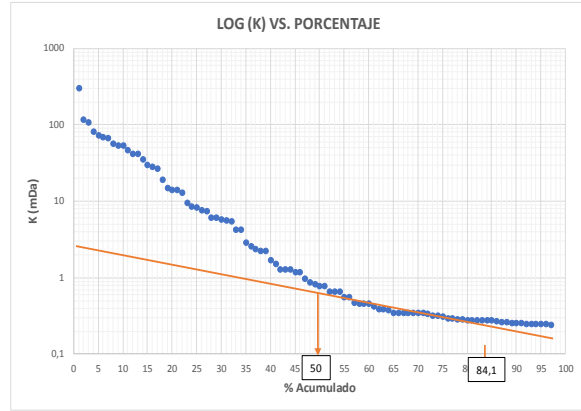
Según los valores de FZI y Rp promedio para un estudio tomando 3 unidades de flujo se tiene que:

1. Los datos obtenidos en la UF4 no son tan representativos para una caracterización global del yacimiento.
2. La UF4 es la que cuenta con un mayor valor de FZI por lo tanto con mejores características.
3. La UF4 tiende a tener un bajo índice de arcillosidad, buena clasificación y granos gruesos
4. La UF1 se clasifica con un tamaño de poros mesoporo (0,5-2um), son unidades de flujo que permiten solo cientos de barriles de aceite por día, no tienen tasas máximas a menos que la zona tenga un espesor muy grande.
5. La UF2 se clasifica con un tamaño de poro macroporo (2-10um), estas son unidades de flujo capaces de producir miles de barriles de aceite por día.
6. La UF3 se clasifica con un tamaño de poro macroporo (2-10um), estas son unidades de flujo capaces de producir miles de barriles de aceite por día.
7. La UF4 se clasifica con un tamaño de poro macroporo (2-10um), estas son unidades de flujo capaces de producir miles de barriles de aceite por día.
8. Los datos de la UF1 presentan una menor desviación, por lo tanto sus resultados son más confiables.

Apéndice 4D:

DETERMINACIÓN DE LA HETEROGENEIDAD DEL YACIMIENTO
MÉTODO DE DYKSTRA-PARSONS

N°	PERMEABILIDAD	PORCENTAJE
	[mDa]	[%]
1	298,741	0,000
2	116,093	1,031
3	107,744	2,062
4	81,651	3,093
5	72,258	4,124
6	68,083	5,155
7	65,996	6,186
8	56,602	7,216
9	53,471	8,247
10	53,471	9,278
11	46,165	10,309
12	41,991	11,340
13	40,947	12,371
14	35,102	13,402
15	29,884	14,433
16	28,422	15,464
17	26,641	16,495
18	18,852	17,526
19	14,854	18,557
20	13,811	19,588
21	13,811	20,619
22	12,767	21,649
23	9,487	22,680
24	8,592	23,711
25	8,328	24,742
26	7,548	25,773
27	7,34	26,804
28	6,129	27,835
29	6,087	28,866
30	5,774	29,897
31	5,565	30,928
32	5,461	31,959
33	4,209	32,990
34	4,209	34,021
35	2,884	35,052
36	2,539	36,082
37	2,33	37,113
38	2,226	38,144
39	2,226	39,175
40	1,704	40,206



K50=	0,7986
K84,1=	0,274265917

CÁLCULO DE LA VARIACIÓN DE PERMEABILIDAD DYKSTRA-PARSONS

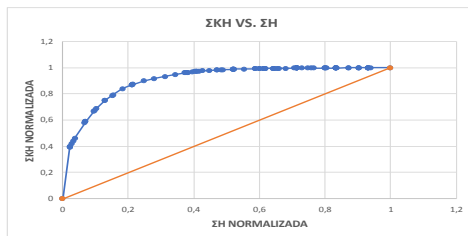
$$VDP = \frac{K_{50} - K_{84,1}}{k_{50}}$$

VDP=	0,656566596
------	-------------

NOTA
Según el valor de VDP obtenido por el método de dykstra-Parsons se tiene que:
El yacimiento es muy heterogéneo y se debe tener en cuenta la variación de sus propiedades en cada una de las capas para su correcta caracterización.

MÉTODO DE LORENZ

N°	PROFUNDIDAD	ESPESOR (H)	PERMEABILIDAD	K*H	ΣKH	ΣH	ΣKH NORMALIZADA	ΣH NORMALIZADA
	[ft]	[ft]	mDa	mDa*ft	μm	[ft]	mDa*ft	[ft]
1	3846,5	1465,5	298,741	437804,936	437804,936	1465,500	0,391	0,022
2	2381	2	116,093	232,186	438037,122	1467,500	0,391	0,022
3	2383	97	107,744	10451,168	448488,290	1564,500	0,401	0,024
4	2286	288	81,651	23515,488	472003,778	1852,500	0,422	0,028
5	1998	288	72,258	20810,304	492814,082	2140,500	0,440	0,032
6	2286	370	68,083	25190,710	518004,792	2510,500	0,463	0,038
7	1916	1936,5	65,996	127801,254	645806,046	4447,000	0,577	0,067
8	3852,5	210,5	56,602	11914,721	657720,767	4657,500	0,587	0,071
9	4063	0	53,471	0,000	657720,767	4657,500	0,587	0,071
10	4063	1687	53,471	90205,577	747926,344	6344,500	0,668	0,096



COEFICIENTE DE LORENZ

$$L = \frac{\text{Área por encima de la línea recta}}{\text{Área por debajo de la línea recta}}$$

L= 0,75589616

SIGUIENTE

Apéndice E. Hoja de cálculo para la caracterización del hábitat

Apéndice 5A:

CARACTERIZACIÓN DEL HÁBITAT		
	<p>ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS FACULTAD FÍSICOQUÍMICA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER</p>	

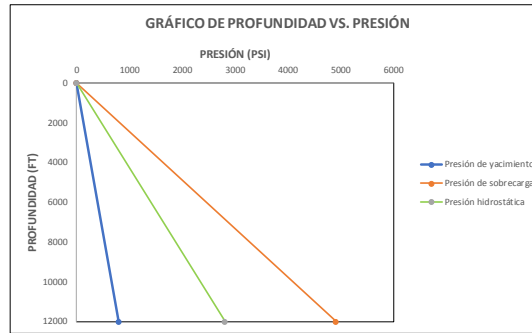
PRESIÓN		
DATOS		
PRESIÓN DE YACIMIENTO	800	PSIA
GRAVEDAD API DEL ACEITE	36,154	°API
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS	0,683	-
DENSIDAD DEL AGUA	8,33	PPG
DENSIDAD DEL LODO	12	PPG
VISCOSIDAD DEL CRUDO @ Pb	1,64	CP
DENSIDAD DE LA MATRIZ	2,65	G/CM3
PERMEABILIDAD	14,617	mDa
POROSIDAD	0,111	%
TVD(PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA)	4499	FT

LIMPIAR DATOS

DENSIDADES DE FLUIDO Y MATRICES DE ROCA MÁS COMÚNES	
MATERIAL	DENSIDAD (G/CC)
Arenisca	2,65
Caliza	2,71
Dolomita	2,87
Anhidrita	2,98
Halita	2,03
Cal	2,35
Arcilla	2,7-2,8
Agua	1
Agua de mar	1,03-1,06
Aceite	0,6-0,7
Gas	0,015

VARIABLE	SIMBOLO	VALOR	UNIDADES
GRADIENTE DE PRESIÓN	Gp	0,624	PSI/FT
PRESIÓN HIDROSTÁTICA	PH	2807,376	PSI
PRESIÓN DIFERENCIAL	PD	2007,376	PSI
DENSIDAD BULK	pb	2,515544888	g/cc
PRESIÓN OVERBURDEN	Po	4911,349744	PSI

Apéndice 5B:



NOTAS

Según el gradiente de presión se tiene que:

1. El yacimiento corresponde a una formación con presión anormal con un valor de gradiente de presión mayor a 0,465
2. Este tipo de formaciones con presiones anormales ejercen una presión mayor a la presión ejercida por los fluidos contenidos en la formación.
3. Cuando la formación se encuentra en fase de compactación y se desarrollan presiones anormales, el movimiento de los fluidos en los poros es restringido o paralizado, lo que hace que la presión aumente.

Existen diversas causas de las presiones anormales en un yacimiento entre las cuales se encuentran:

1. La sub-compactación: puede ocurrir durante la rápida sedimentación y deposición de los sedimentos que contienen una gran cantidad de minerales de arcilla (Rubey y Hubbert, 1959), por lo tanto la expulsión del agua no ocurre, dejando los poros de los sedimentos llenos de fluidos. El esfuerzo de sobrecarga es transferido a los fluidos intersticiales y la presión de la formación se hace de modo anormal a causa de que los fluidos son sujetos a la carga de los sedimentos recién depositados.
2. La tectónica: Cuando deformaciones ocurren debido a esfuerzos tectónicos, estos causan modificaciones en las presiones del fluido y en la distribución de las masas. Lo que quiere decir que el tectonismo podría crear presiones anormales. Según Mitchel y Mouchett (1989), el efecto de la actividad tectónica es modificar las fuerzas y las direcciones del campo de esfuerzos. Por lo tanto los sedimentos también están sujetos al esfuerzo tectónico.
3. Las fallas: La alta presión de poros causada por las fallas, es debido a que ésta proviene de la expulsión de agua de los poros de los sedimentos arcillosos durante la compactación y diagenesis. (E.C. Donaldson, G.V. Chilingar).
4. La expansión de fluidos: puede causar que el esfuerzo efectivo disminuya con respecto a la profundidad por lo tanto la presión de poros puede elevarse hasta valores muy cercanos al esfuerzo de sobrecarga.

Algunos indicadores de la formación de presión anormal durante la perforación pueden ser:

Pegas de tubería, pérdidas de circulación, derrumbes (cavings), patadas o influjos controlados

Según la presión diferencial se tiene que:

1. La presión se encuentra en sobre balance debido a que la presión hidrostática ejercida en cierto punto es mayor que la presión de formación.
2. La mayoría de los pozos son perforados en condiciones de sobre balance ya que en este caso se evita el flujo de fluidos desde el yacimiento hacia el pozo.
3. El rango de diferencial de presión NO se encuentra dentro de los valores apropiados según el Instituto Americano del petróleo (API).
4. En formaciones permeables un sobrebalance puede resultar en invasión de la formación, es decir, el fluido de perforación entra en la formación, desplazando los fluidos de formación.
5. Cuando el sobrebalance es excesivo, la invasión de la formación puede realizarse delante de la broca antes que la formación sea perforada, lo cual puede resultar en que se pierdan posibles muestras de
6. Consideración importante: Determinar si el balance hidrostático que da el lodo proporciona suficiente sobrebalance contra las presiones de formación en el fondo del pozo, sin afectar formaciones más
7. Si ocurre una fractura, el lodo puede fluir libremente entre la formación, esta pérdida de circulación puede conducir a la pérdida de cabeza hidrostática en el anular del pozo, esto además de ser muy costoso, puede resultar en una situación de pérdida de balance en el fondo del pozo, con peligro que ocurra una patada de pozo.

TEMPERATURA

VARIABLE	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
GRADIENTE DE TEMPERATURA	Gt	0,015	°F/FT
TEMPERATURA AMBIENTE	Ta	80	°F
TVD (PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA)	TVD	4499	FT
TEMPERATURA DE FORMACIÓN	Tf	147,485	°F

Apéndice F. Segundo caso de estudio aplicado a la caracterización de la roca, muestra de datos de entrada.

DETERMINACIÓN Y ANÁLISIS DE LAS UNIDADES DE FLUJO									
DATOS									
N°	PROFUNDIDAD [ft]	POROSIDAD [%]	PERMEABILIDAD mDa	POROSIDAD NORMALIZADA	RQI µm	FZI µm	Rp µm		
1	7125	0.0813	49.76	0.068494612	0.77827446	8.778295689	8.779048073		
2	7127	0.1785	482.27	0.217285453	1.632133434	7.51147124	16.91839821		
3	7128	0.1962	443.23	0.24409067	1.492432578	6.114257421	14.83631346		
4	7129	0.1494	345.24	0.175640724	1.509436694	8.593887896	16.20974919		
5	7130	0.2121	1880.84	0.269196599	2.956890487	10.8841302	32.44798642		
6	7184	0.0256	0.77	0.026272578	0.172208676	6.554692734	2.053701008		
7	7449	0.2157	1000.51	0.275022313	2.138529731	7.775840834	22.06397098		
8	7459	0.183	743.3	0.223990208	2.001180073	8.94243016	21.35437026		
9	7472	0.2369	1195.72	0.310444241	2.230806311	7.185851819	22.59549863		
10	7474	0.2254	1031.9	0.290988897	2.12457222	7.301214025	21.63050886		
11	7557	0.0628	24.5	0.067008109	0.62020158	9.25661976	7.23423355		
12	8343	0.1114	49.76	0.125365744	0.663631876	5.293566297	6.687993114		
13	8352	0.1547	469.25	0.183011948	1.729364867	9.449464268	18.83935745		
14	8353	0.1759	809.9	0.21344487	2.130651538	9.982205413	23.24063432		
15	8354	0.1715	867.32	0.207000604	2.23292511	10.78737198	24.73120406		
16	8355	0.1768	702.73	0.214771623	1.979624248	9.217945483	21.28655219		
17	7133	0.1494	52.05	0.175640724	0.586090546	3.336871611	5.328641162		
18	7134	0.1441	26.79	0.16836079	0.428138235	2.542980676	3.720165631		
19	7135	0.1264	26.79	0.14468845	0.457152889	3.159424774	4.166384355		
20	7142	0.0583	2.3	0.061909313	0.197223785	3.185688475	1.919368382		
21	7189	0.0875	12.25	0.095890411	0.37152981	3.874525165	3.613508348		
22	7458	0.1856	67.36	0.227897839	0.598193516	2.624831894	5.141017171		
23	7471	0.2201	141.62	0.282215669	0.796492924	2.822284538	6.868414744		
24	7473	0.1511	33.68	0.177995052	0.468795525	2.633755931	4.085171445		
25	7475	0.1688	47.46	0.203079885	0.526510812	2.5926529069	4.541830447		