

**PROCEDIMIENTOS METODOLÓGICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE
FLUIDOS DE CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN A LOS FLUIDOS DEL
CAMPO COLORADO**

DIANA MARCELA CRISTANCHO VELASCO
JORGE MARIO HOYOS ROMÁN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2008**

**PROCEDIMIENTOS METODOLÓGICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE
FLUIDOS DE CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN A LOS FLUIDOS DEL
CAMPO COLORADO**

**Trabajo de Grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

DIANA MARCELA CRISTANCHO VELASCO
JORGE MARIO HOYOS ROMÁN

Director

Msc. Fernando Enrique Calvete González.

Co-directores

Ing. Emiliano Ariza León

PhD. Martín Mojica Alarcón

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2008**

DEDICATORIA

*A DIOS por darme la vida y fortaleza
para poder cumplir mis metas y sueños.*

*A mi mamita, Carmen Alicia por brindarme parte de su vida,
por su amor y hacer posible este sueño, por hacer de mi una mejor persona día a día.*

A mi papi, Ángel por su apoyo, por sus consejos, por ser un ángel en mi vida.

*A mi abuelita Maria Alicia y a mi Nonita Matilde,
Por sus valiosos consejos, por su cariño y sus oraciones*

A mi compañero y amigo Jorge Mario, por su colaboración y amistad

*A mis amigos de la U con los que pase buenos momentos
y me acompañaron en este camino.*

A Lushy por acompañarme en la largas jornadas de estudio.

Diana Marcela Cristancho Velasco

DEDICATORIA

*A mis padres Carlos Julio Hoyos y Aleida Román por
Su apoyo incondicional y creer siempre en mí.*

*A mi novia Luz Karime Vallejo por estar conmigo
En todos los momentos, más aun en los más difíciles y
Por creer y confiar siempre en mí.*

A mi abuelita Esneda García por orar todos estos años y enviarme sus bendiciones.

A toda mi familia por apoyarme y confiar en mí

*A mi compañera de proyecto Diana Marcela Cristancho por su apoyo
Y a su madre Carmen Alicia Velasco por acogerme como una madre en su hogar.*

*A todos mis amigos de la universidad, especialmente
A Fabio Ricardo Correa quien me ofreció una amistad incondicional.*

*A l departamento de Santander y a la Ciudad Bonita
Por acogerme como uno más de sus ciudadanos y permitirme
Llegar a la adorada Universidad Industrial de Santander.*

Jorge Mario Hoyos Román

AGRADECIMIENTOS

MSc. Fenando Calvete, Ingeniero de Petróleos, director del proyecto, por sus aportes y orientación.

Ing. Emiliano Ariza, Ingeniero de Petróleos, co-director del proyecto, por su orientación y amistad brindada durante este tiempo.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos (UIS) y a toda su planta de profesores en la contribución a nuestro crecimiento profesional

A la ingeniera KAREN PACHANO, por su orientación.

Al la dirección del Campo Escuela.

A los técnicos del Laboratorio de Fluidos Mario Torres, Felix Arenas y Ambrosio Carrillo, por su colaboración, disposición y amistad.

Al ICP-ECOPETROL por crear e incentivar la investigación y dar aporte de manera humana, técnica y económica a través de su personal y sus recursos.

A la Ing. de petróleos ESPERANZA COTES interventora del grupo de Campos maduros y al Ing. de petróleos Rubén Castro joven profesional del GRUPO DE INVESTIGACIÓN DE CAMPOS MADUROS.

Al grupo de investigación de Campos Maduros por el apoyo prestado en este proceso.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	18
1 CAMPOS MADUROS	21
1.1 CAMPO ESCUELA COLORADO	23
1.1.1 Datos Básicos de Yacimiento	27
2 CARACTERIZACIÓN DE CRUDO	29
2.1 COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LOS CRUDOS	31
2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS PETRÓLEOS EN “BASES”	31
2.2.1 Características generales de los crudos según su base:.....	32
2.3 CONTAMINANTES ORGÁNICOS E INORGÁNICOS DEL PETRÓLEO ...	34
2.4 FACTOR DE CARACTERIZACIÓN DE WATSON	36
2.5 PROPIEDADES DEL CRUDO	37
2.6 TIPO DE CARACTERIZACIÓN	41
2.7 MUESTREO DE HIDROCARBUROS	45
2.7.1 Muestreo de fondo.....	46
2.7.2 Muestreo de superficie	48
2.6.3 Muestreo de crudo en cabeza de pozo.....	53
2.8 PRUEBAS DE LABORATORIO PARA CRUDO	55
3 CARACTERIZACIÓN DE GAS	71

3.1	PROPIEDADES DEL GAS	72
3.2	MUESTREO DE GAS	75
3.3	CROMATOGRAFÍA.....	78
4	CARACTERIZACIÓN DE AGUA	81
4.1	PROPIEDADES DEL AGUA	81
4.2	MUESTREO DE AGUA	85
4.3	NORMATIVIDAD AMBIENTAL PARA EL VERTIMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN DE POZOS	86
5	PROCEDIMIENTOS METODOLÓGICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS	88
5.1	CONCEPTOS GENERALES DE MUESTREO	91
5.1.1	Teoría básica del muestreo	91
5.1.2	Tamaño de la muestra.....	92
5.1.3	Muestreo probabilístico (técnica muestreo 1)	95
5.1.4	Muestreo no probabilístico- (técnica de muestreo 2)	99
5.1.5	Criterios de ingeniería.....	103
5.2	PROCEDIMIENTOS METODOLÓGICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE CRUDO.....	104
5.3	PROCEDIMIENTOS METODOLÓGICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE AGUA	106
5.4	PROCEDIMIENTOS METODOLÓGICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE GAS	108

6	CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS DEL CAMPO COLORADO	110
6.1	CARACTERIZACIÓN DE CRUDO DEL CAMPO COLORADO	110
6.1.1	Diseño del muestreo para el campo colorado.....	110
6.1.2	Selección de los pozos y campaña de muestreo	114
6.1.3	Campaña de muestreo en el Campo Colorado.....	116
6.1.4	Pruebas de laboratorio para el crudo	118
6.2	CARACTERIZACIÓN DEL GAS DEL CAMPO COLORADO	150
6.3	CARACTERIZACIÓN DE AGUA DE PRODUCCIÓN.....	152
7	CONCLUSIONES.....	155
	RECOMENDACIONES.....	157
	BIBLIOGRAFÍA.....	159
	ANEXOS.....	162

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Tendencia de Producción de Campo Petrolero con el tiempo.....	22
Figura 2. Localización Campo Colorado	24
Figura 3. Columna estratigráfica del valle del Magdalena medio.....	25
Figura 4. Estado de los pozos.....	26
Figura 5. Selección de la Localización de la toma de muestra en el Separador	49
Figura 6. Separador	50
Figura 7. Hidrómetro y tubo porta muestra.	56
Figura 8. Centrifuga y recipientes para la medida BSW.....	57
Figura 9. Equipo Laboratorio para medida contenido de Sal.....	57
Figura 10. Viscosímetro Saybolt Universal y Furol.....	58
Figura 11. Montaje Copa abierta Cleveland.	60
Figura 12. Copa cerrada PENSKEY – MARTENS	61
Figura 13. Horno para carbonizar la muestra de crudo y obtener cenizas.....	62
Figura 14. Baño térmico y cilindro para medir presión de vapor Reid.....	62
Figura 15. Picnómetro para medir la densidad del crudo.....	63
Figura 16. Tanque térmico para introducir la bomba calorimétrica.....	64
Figura 17. Botellas para prueba de	65
Figura 18. Equipo Laboratorio para la determinación del punto de fluidez	66
Figura 19. Bomba calorimétrica y sus partes	67
Figura 20. Esquema de componentes del petróleo	68
Figura 21. Esquema de Cromatógrafo de gas.	80
Figura 22. Etapas caracterización de fluidos	90
Figura 23. Diagrama de flujo para caracterización de crudos.	105
Figura 24. Diagrama para toma de muestra de crudo vivo o muerto.	106
Figura 25. Diagrama de flujo para caracterización de agua.	108

Figura 26. Diagrama de flujo para caracterización de gas	109
Figura 27. Mapa de todos los pozos posibles candidatos para el muestreo.....	111
Figura 28. Mapa de pozos candidatos por bloque a ser muestreados.	112
Figura 29. Mapa pozos muestreados.	117
Figura 30 Diagrama Barras, distribución API crudos Colorado.....	121
Figura 31. Diagrama de barras, distribución BSW crudos Colorado.....	123
Figura 32. Diagrama estrella, distribución de puntos de fluidez Crudos Colorado	124
Figura 33.Evidencia del Punto Fluidez del pozo Col 25 a -24°C.	125
Figura 34.Combustión del Crudo Col 37 por debajo de los 0°C.	126
Figura 35. Comparación de viscosidades entre algunos pozos Colorado.....	132
Figura 36. Distribución Poder Calorífico Crudos Colorado.	134
Figura 37. Poder calorífico Vs gravedad API.....	134
Figura 38. Presión de vapor Reid crudos Colorado.	135
Figura 39. Factor de Caracterización Watson vs API.	138
Figura 40. Análisis SARA crudos Colorado.	139
Figura 41. Análisis SARA crudos Colorado.	140

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Datos básicos del yacimiento.....	28
Tabla 2. Parámetros factor caracterización Watson según Repsol YPF.....	37
Tabla 3. Caracterización tipo 1	42
Tabla 4. Caracterización tipo 2	43
Tabla 5. Caracterización tipo 3	44
Tabla 6. Usos del gas natural en Colombia	72
Tabla 7. Normatividad ambiental.	86
Tabla 8. Normatividad ambiental- Análisis fisicoquímico del agua.....	87
Tabla 9. Número de pozos teóricos a muestrear.	114
Tabla 10. Pozos muestreados para caracterización de crudo Colorado.....	116
Tabla 11. Gravedad API Crudos Colorado	119
Tabla 12. Determinación de la gravedad API, crudos Colorado.	120
Tabla 13. Agua y sedimentos crudos Colorado	122
Tabla 14. Punto fluidez crudos Campo Colorado.....	124
Tabla 15. Punto de fuego y Punto de chispa Crudos Colorado	127
Tabla 16. Curva viscosidad crudo Col 37	128
Tabla 17. Curva viscosidad crudo Col 13	128
Tabla 18. Curva viscosidad crudo Col 25	129
Tabla 19. Curva viscosidad crudo Col 38	129
Tabla 20. Curva viscosidad crudo Col 11	130
Tabla 21. Curva viscosidad crudo Col 12	130
Tabla 22. Curva viscosidad crudo Col 64	131
Tabla 23. Curva viscosidad crudo Col 70	131
Tabla 24. Curva viscosidad crudo Col 62.	132
Tabla 25. Poder calorífico crudo Campo Colorado	133
Tabla 26. Presión de vapor Reid.....	135

Tabla 27. Valores de K para crudos Campo Colorado.....	137
Tabla 28. Resultados análisis SARA Normalizados.....	138
Tabla 29. Clasificación de crudos según CII.	141
Tabla 30. Índice de Inestabilidad Coloidal en crudos Colorado	142
Tabla 31. Contenido de metales crudo Colorado.....	142
Tabla 32. Contenido de azufre crudos Campo Colorado	144
Tabla 33. Composición Crudos Colorado.	146
Tabla 34. Contenido de cenizas crudo Colorado.	148
Tabla 35. Punto de nube dinámico crudo Col 25.	150
Tabla 36. Composiciones del gas de los pozos Col 24, Col 34, Col28, Col 25....	152
Tabla 37. Análisis de agua de la zona B en el Campo Colorado.	153

ANEXOS

Anexos A. Método del Cilindro evacuado	163
Anexo B. Ficha técnica muestreo Col 11	167
Anexo C. Ficha técnica muestreo Col 38.....	168
Anexos D. Ficha técnica muestreo Col 70	169
Anexos E. Ficha técnica muestreo Col 37	170
Anexos F. Ficha técnica de muestreo Col 12	171
Anexos G. Ficha técnica muestreo Col 13.....	172
Anexos H. Ficha técnica muestreo Col 62	173
Anexos I. Herramienta digital EASY ASSAY	174

RESUMEN

TITULO: PROCEDIMIENTOS METODOLÓGICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS DE CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN A LOS FLUIDOS DEL CAMPO COLORADO.¹

**AUTORES: DIANA MARCELA CRISTANCHO VELASCO
JORGE MARIO HOYOS ROMÁN²**

PALABRAS CLAVES: Campos Maduros, Caracterización de fluidos, diseño de muestreo, muestra representativa, Campo Colorado.

La producción mundial de hidrocarburos se esta enfocando al desarrollo de Campos Maduros, ante la no existencia de grandes hallazgos. Para elaborar e implementar planes de explotación efectivos para la recuperación de la producción de estos campos se requiere hacer estudios de yacimiento sobre las propiedades de rocas y fluidos, pruebas de pozo, presión y producción, evaluación de reservas, entre otros.

Determinar las propiedades físicas y químicas de los fluidos en un campo maduro mediante un estudio detallado y actualizado de los fluidos de yacimiento permite llevar a cabo tareas de reacondicionamiento de las facilidades de superficie, encontrar las causas y consecuencias de problemas operacionales, ayuda a definir esquemas para optimizar los procesos de producción y evaluar el impacto ambiental que pueda ocasionar la explotación dichos campos.

En el presente trabajo, se proponen unos procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de Campos Maduros que contienen entre otros aspectos la fundamentación teórica, propiedades de fluidos, diseño y toma de muestra, principios de las pruebas de laboratorio, criterios de ingeniería para la selección de los pozos y el tamaño de la muestra. La metodología se aplica al Campo Colorado, y con los resultados de la caracterización de sus fluidos se espera contribuir de manera significativa a la reactivación de la producción y como base para la investigación por parte de La Universidad en diferentes áreas del conocimiento.

¹ Proyecto de Grado

² Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Programa de Ingeniería de Petróleos,
Director: Msc Fernando E. Calvete. Co-Director UIS: Ing Emiliano Ariza. Co-director ICP:
PhD. Martín Mojica

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGICAL PROCEDURES FOR THE CHARACTERIZATION OF MATURE FIELD FLUIDS. APPLIED TO CAMPO COLORADO FLUIDS.¹

**Authors: DIANA MARCELA CRISTANCHO VELASCO
JORGE MARIO HOYOS ROMÁN²**

KEY WORDS: Mature fields, Characterization of fluids, Sampling design, Sampling, Representative sample of fluids, Colorado Field

The worldwide production of hydrocarbon fluids aims to the development of mature fields, outcome of not found new reserves. In order to elaborate and put into practice an effective scheme of exploitation for production recovery of these fields, it is required to make reservoirs studies concerning the rocks and fluids properties, well tests, pressure and production and evaluation of reserves among others.

The process of determining the general physical and chemical properties of fluids in a mature field can be carried out to get a detailed, accurate and updated knowledge of reservoir fluid which is useful to setting up surface facilities, find the cause and consequences of several operational problems, define the appropriate treatments for an improved performance and to evaluate the environmental impact that can be caused by exploitation of this fields.

This work is an attempt to set out some methodological procedures for the characterization of fluids in mature fields. It contains theoretical basis of fluid properties, sampling and laboratory tests, engineering criteria for the selection of the wells and the size of the sample. The methodology is applied to Colorado Field and the results of the characterization of these fluids are expected to contribute in a meaningful way for production reactivation and as a base of knowledge for the University to research deeply in those in different areas.

¹ Undergraduate Project

² Physiochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Msc Fernando E. Calvete. Co-Director UIS: Ing Emiliano Ariza. Co-director ICP: PhD. Martín Mojica

INTRODUCCIÓN

La caracterización de fluidos permite obtener información detallada de los fluidos de un yacimiento, es fundamental para identificar el tipo de procesamiento y tratamiento que se le debe dar a este para optimizar la producción, cumplir con la normatividad ambiental para el vertimiento de aguas de producción, adicionalmente brinda información para definir la calidad y precio de la venta de crudo y gas, orienta el hallazgo, causas y consecuencias de problemas operacionales y sus posibles soluciones.

Determinar las propiedades de los fluidos es un proceso dinámico que se obtiene P partir de una muestra representativa del crudo, agua y gas del yacimiento. Para dicho objetivo existen procedimientos estandarizados como son la norma API RP 44 de 2003 para petróleo y gas, para el desarrollo de las pruebas de laboratorio las normas ASTM y el Standard Methods para el agua.

El objetivo de este proyecto es desarrollar una serie de procedimientos metodológicos que integren, tanto los criterios para la selección de pozos en campos maduros como el desarrollo del programa de muestreo y las pruebas de laboratorio las cuales se puede clasificar en tipo Assay 1 (caracterización del crudo), tipo Assay 2 (crudo y de algunas fracciones), tipo Assay 3 (crudo y todas sus 12 fracciones mas comunes), esto dependerá de quien solicite la información y cual sea su aplicación.

Este trabajo esta dividido en seis capítulos, que contienen desde la fundamentación teórica de campos maduros, propiedades de fluidos, toma de muestra y principios de las pruebas de laboratorio, la selección del tamaño de la muestra y los criterios de ingeniería para la elección de los pozos de los cuales se obtendría la muestra, los procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos, y la aplicación al Campo Colorado el cual tiene varias décadas de vida productiva donde se desconocen muchas de las propiedades de sus fluidos.

En el capítulo 1 se nombran algunos axiomas que definen un campo maduro y se muestran datos básicos de yacimiento del Campo Colorado. En el capítulo 2 se explica en que consiste la evaluación de crudos, conceptos generales de la composición química, clasificación según su base (altamente parafínico, parafínico, mixto, nafténico o aromático) mediante el factor de caracterización de Watson, lo cual será de gran aplicación en campos donde es necesario corroborar la presencia de distintos crudos, las propiedades y el principio de las pruebas de laboratorio para llevarlas a cabo y los métodos de muestreo para obtener muestras. En el capítulo 3 se menciona los usos del Gas Natural, propiedades, procedimiento para muestreo y el principio de la cromatografía de gas. En el capítulo 4 se presenta generalidades de propiedades del agua y técnica de muestreo, normatividad ambiental para vertimiento de agua y límites permisibles. En el capítulo 5 se muestra las etapas para caracterizar los fluidos (crudo, agua y gas) de un campo maduro, la teoría para calcular el número de pozos para el muestreo de fluidos, las limitaciones que se pueden presentar y el manejo de esto. Por último en el capítulo 6, es la aplicación de la metodología, se obtiene información como gravedad API, BSW, punto de fluidez, viscosidad, presión de vapor Reid, poder calorífico, contenido de cenizas, porcentaje de azufre, contenido de metales, punto de nube, adicionalmente se realizaron pruebas como son la cromatografía, destilación simulada, análisis SARA con lo que se calcula el factor de caracterización de Watson para describir el tipo de base de crudo y otras inferencias que se hacen para todo el campo a partir de un conjunto de muestras

que se tomaron de algunos pozos. También se analizaron algunas propiedades del gas como poder calorífico, GPM, peso molecular, densidad, y para el agua se muestran algunos datos del análisis de aguas de formación.

1 CAMPOS MADUROS

La alta dependencia que el mundo tiene del petróleo, hace que la industria petrolera en la actualidad esté sufriendo un proceso de transformación; las condiciones económicas, geológicas, políticas, ambientales y sociales del mundo influyen en que encontrar nuevos yacimientos tenga un alto riesgo, conllevado a centrar la atención en la optimización de la producción de campos en explotación.

Se presentan algunas proposiciones para definir un campo maduro:

- ⇒ Cuando un yacimiento lleva más de 20 años activo y cuya producción ha superado su pico máximo. Su madurez se ve reflejada en altos valores del corte de agua.⁵
- ⇒ Cuando hay presencia de muchos pozos inactivos y los activos presentan problemas para producir, no se han realizado nuevas perforaciones ni reacondicionamientos en los últimos años o se han realizado muy pocos, no se ha usado nuevas tecnologías y no existen planes de desarrollo futuro.⁶
- ⇒ Campos que alcancen el límite económico luego de haber implementado recobro primario y secundario. El comportamiento de la producción de este tipo de campo se ilustra en la figura 1, ninguno de los puntos que se indican con el signo de interrogación pueden ser considerados como el punto en que se considere un campo maduro, sin embargo la tendencia es que la

⁵ MOHAGHEGH S.D, GASKARI R., A New Method for Production Data Analysis to identify New Opportunities in Mature fields. Methodology and Application SPE, West Virginia U. 2005

⁶ UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA. Rejuvenecimiento de Campos Maduros. Perú 2006

revisión de datos, se plantea un modelo estático y un modelo dinámico⁸, especialmente en esta fase se hace la evaluación y caracterización de fluidos.

1.1 CAMPO ESCUELA COLORADO

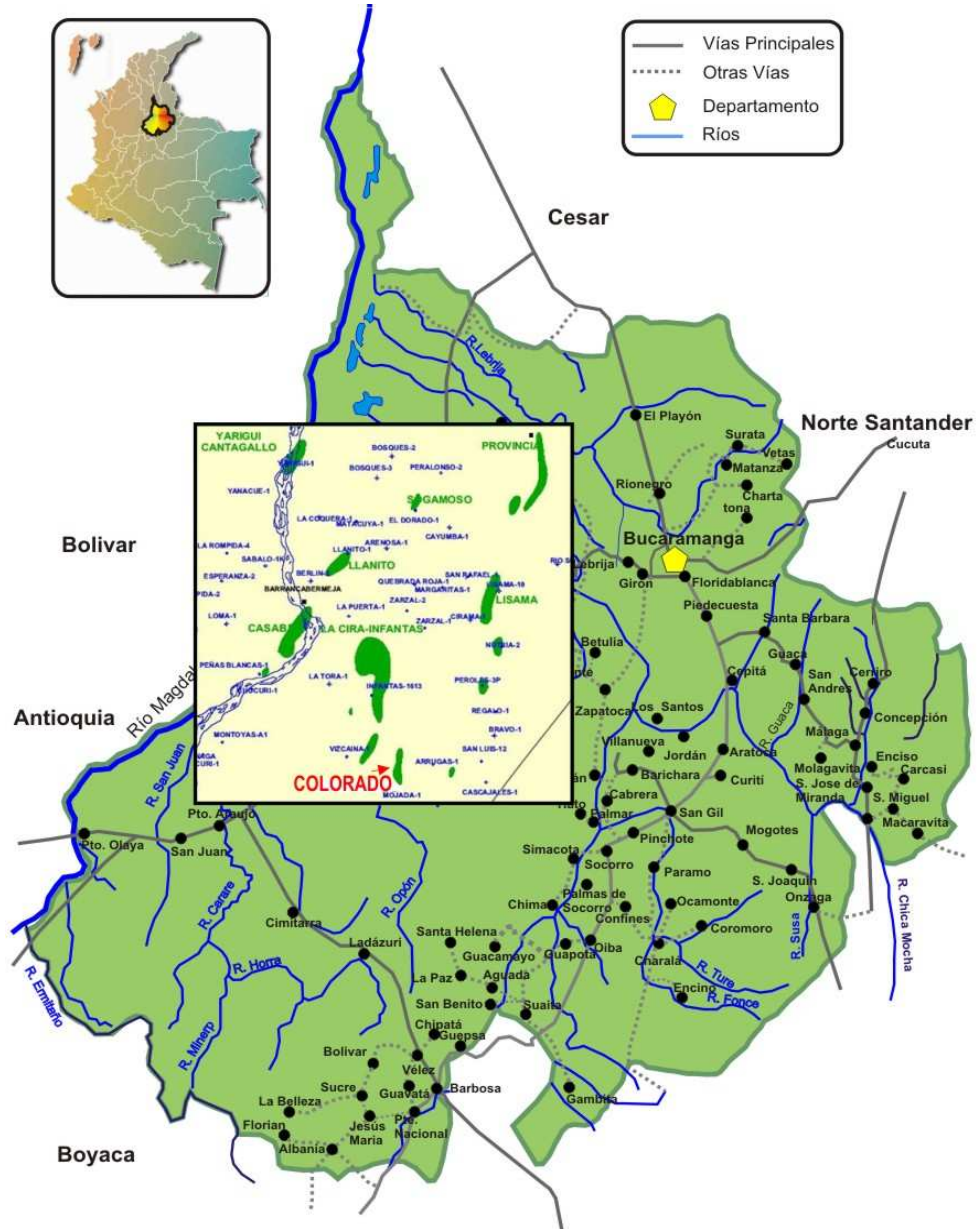
El Campo Colorado está localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira - Infantas, entre coordenadas X= 1'036.000 - 1'040.500 Este y Y = 1'238.000 – 1'.247.500 Norte con origen Bogotá, en el área de la antigua concesión De Mares (figura 2)

La exploración se inició en 1923, la empresa Troco perforó 15 pozos entre 1953 y 1964, ECOPETROL desarrolló completamente el campo perforando 60 pozos, se alcanza la máxima producción en 1961 con 1771 BOPD, declinando rápidamente hasta llegar a 467 BOPD en 1966. El máximo número de pozos productores o activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. Desde 1966-1976 se mantuvo una producción promedio de 670 bopd, sin embargo en 1976 la declinación aumentó pasando de 692 bopd en 1976 a 47 en 1989.

Actualmente la producción es de 25 bopd, la declinación se debe principalmente a la caída de presión del yacimiento y por problemas de precipitación de orgánicos.

⁸ VERNON Breit, DOZZO Joe, "State-of-the-Art" Integrated Studies Methodologies-An Historical Review. Paper SPE 87032

Figura 2. Localización Campo Colorado



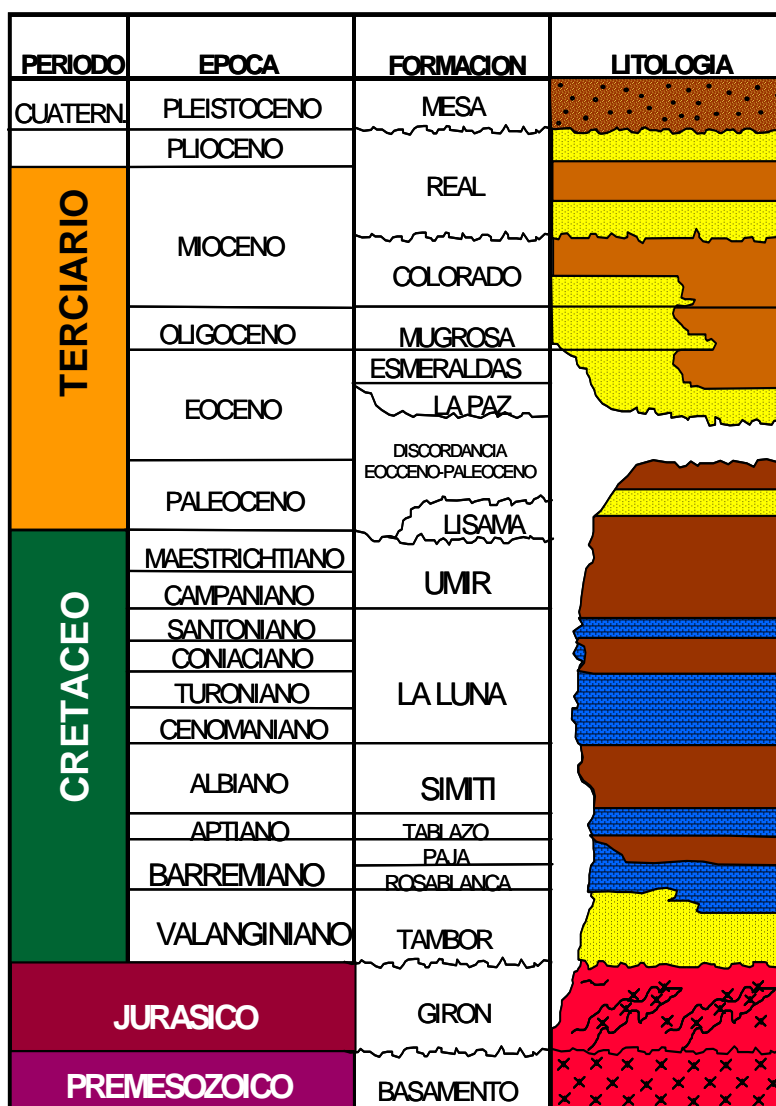
Fuente: Autores del Proyecto

Fuente: Autores del Proyecto

Respecto a la estratigrafía del Campo Colorado se tiene que de base a tope se encuentran las formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado. Estas

formaciones están caracterizadas por intercalaciones de depósitos areniscas y lodolitas continentales que varían lateralmente en un sistema de ríos meándricos⁹, como se muestra en la figura 3.

Figura 3. Columna estratigráfica del valle del Magdalena medio

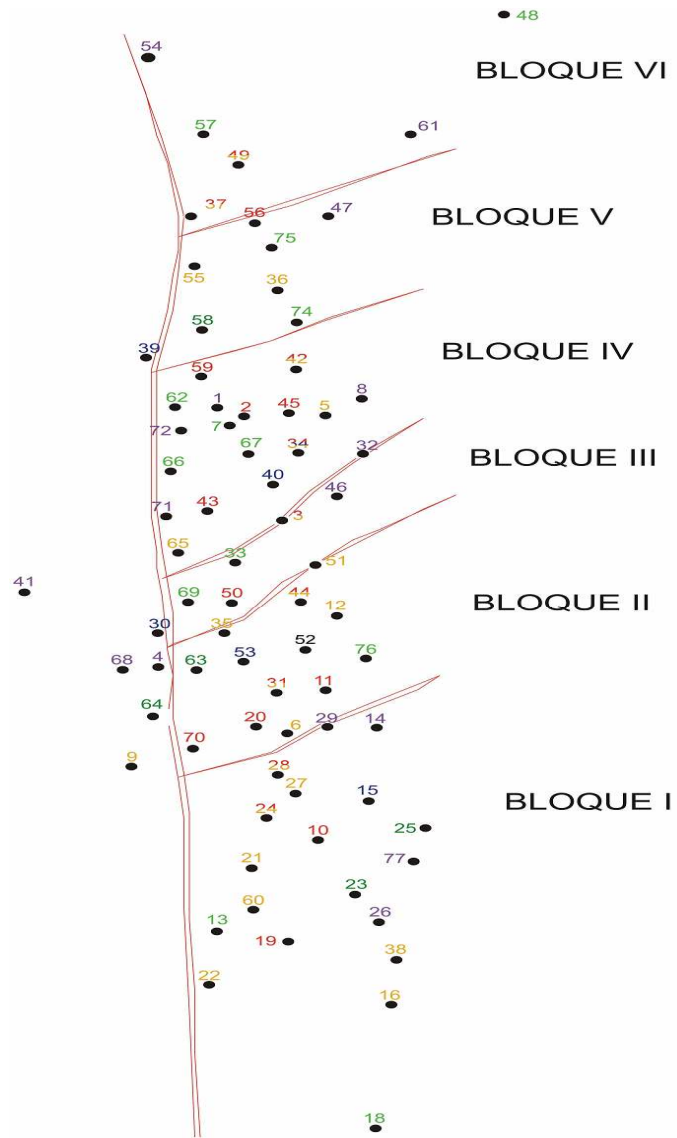


Fuente: Informe Colorado 2003. Diagnostico y Estrategias de Recobro para ocho áreas de la Gerencia centro oriente. ECOPETROL

⁹ Carlos Andres Duque, INFORME GEOLÓGICO FINALCAMPO COLORADO. Ecopetrol S.A Diciembre 2003. pag 18.

Se maneja un modelo geológico que el campo esta compartimentalizado dividido por 7 fallas formando 6 bloques como se muestra en la figura 4.

Figura 4. Estado de los pozos.



Fuente: Informe de la UIS del Ing. Cesar Pineda. Marzo de 2006

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a la baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas (por debajo de los 20 pies de espesor) hace que la producción acumulada de los pozos sea inferior a 300.000 Bls.

En el Campo Colorado, de los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos reportan algún tipo de producción, siendo muy pobre la producción acumulada del campo, solamente Colorado 38, ha producido más de 500000 bbl y únicamente 20 pozos han producido más de 200000 bbl.

El Campo Colorado tiene una muy baja producción de agua en su comportamiento histórico inferior al 1%, siendo esto típico de un campo con una influencia mínima o nula de algún tipo de acuífero.

Se han realizado campañas de "Workover" recuperando la producción del área, pero la declinación es igualmente fuerte perdiéndose rápidamente los resultados de los trabajos realizados.

Históricamente el campo ha presentado problemas de taponamiento por parafinas, lo cual ha sido la principal causa de la caída de producción.

1.1.1 Datos Básicos de Yacimiento

En el Campo Colorado se han realizado una serie estudios básicos para su desarrollo expuestas en la tabla 1, aunque tiene una gran deficiencia en cuanto a información de fluidos, lo cual hace mas difícil la decisión para procesos de reactivación. Uno de los propósitos de este proyecto es dejar una base de datos que pueda ser utilizada en futuras investigaciones.

Actualmente existen tres pozos en producción, Col – 38 que produce entre 14-18 bopd, y recientemente tras labores del equipo de trabajo del Campo Escuela Colorado se ha logrado poner en funcionamiento el pozo Col - 37 y Col -70 con una producción total de 25 bopd.

Tabla 1. Datos básicos del yacimiento

Parámetro	Arena B	Arena C	Unidad
Temperatura de Yacimiento	114	174	°F
API	41.2	39.7	°API
Profundidad Promedia	1700	3500	Ft
Presión de Burbuja	648	2078	Psia
Viscosidad a Pb	1.64	0.462	Cp
Bo a Pb	1.091	1.401	RB/Stb
Aceite Original	20.0	37.3	MM BIs
Area	634	1083	Acres
Parámetro	Unidad		
Espaciamiento / pozo	20 - 30 Acres		
Producción Prom. / Pozo Perforado	112 MBbls		
Pozos Perforados	75		
Pozos Activos	21		
Pozos Produciendo	3		
Pozos Cerrados	54		
Reservas Remanentes	100 200 MBIs		
Factor de Recobro	14.83 %		

Fuente: Informe Colorado 2003. Diagnostico y Estrategias de Recobro para ocho áreas de la Gerencia centro oriente. ECOPETROL

2 CARACTERIZACIÓN DE CRUDO

El ciclo de operaciones de la Industria Petrolera requiere información sobre las propiedades de los crudos para utilizarlos en áreas como Geoquímica, producción, procesamiento y tratamiento, transporte, para refinación y petroquímica, despacho y almacenamiento, ventas, en estudios de impacto ambiental, para cálculos y diseños en ingeniería, para la obtención de correlaciones y predicciones de comportamientos que permitan simular procesos.

La Caracterización es un proceso dinámico que permite obtener información fisicoquímica detallada del crudo; además de su clasificación y valor para efectos de comercialización se puede obtener una mejor planificación de sus posteriores usos, desde el punto de vista geoquímico sirve para establecer con precisión los mecanismos de formación y depositación del crudo y contribuye significativamente a detectar potenciales yacimientos comerciales.¹⁰

Antes de iniciar el proceso de caracterización de un crudo se debe conocer para qué se quiere analizar y cómo se va a utilizar la información obtenida. Estos aspectos orientarán efectivamente los esfuerzos y dimensionarían el problema evitando suministrar información que en muchos casos puede resultar costosa e innecesaria.

¹⁰ CARBOGNANI Lante, MÉNDEZ Aaron y SÁNCHEZ Vicente, Caracterización de Crudos Venezolanos. Orígenes, razones y necesidades. Acta Científica Venezolana, Vol.50, Suplemento Mº 1, 11-17 1999

A pesar de que muchas propiedades y procedimientos han sido normalizados para efecto de valoración y comercialización, no existe un procedimiento único o universal de identificación o clasificación, es decir el procedimiento de caracterización se establece a partir de las necesidades emanadas de su uso.

Adicionalmente, dada la extensa variedad de crudos existentes y que ninguno resulta idéntico en composición y propiedades con otro incluso de su misma categoría, se ha hecho común referirse a huellas digitales de crudos. Estas huellas no son más que una propiedad o conjunto de ellas que constituyen un rasgo característico que permite caracterizar un crudo.

Se ha afirmado que si se tuviese la posibilidad de conocer detalladamente la composición química de un crudo así como de los productos de su procesamiento, se lograría el uso integral de los hidrocarburos, pues un conocimiento de esta índole permitiría un diseño y procesamiento eficiente y la optimización de sus operaciones.

Así mismo, con cada crudo presenta unas propiedades particulares sumado a que estas cambian con el tiempo, al realizar la caracterización de crudo en un yacimiento maduro permite determinar que cambios son necesarios en los diferentes procedimientos que se presentan en campo para su optimización; además algunos resultados de la medición de ciertas propiedades son usados como datos de entrada para los simuladores que modelan los rendimientos y calidades de los diferentes productos refinados.

2.1 COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LOS CRUDOS

Desde el punto de vista físico, el petróleo es un líquido de aspecto viscoso, menos denso que el agua e inmiscible en ella, combustible e inflamable, de olor y color variando según ambiente de sedimentación entre otros.

Desde el punto de vista químico, 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, Cobre y Radio.

2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS PETRÓLEOS EN “BASES”¹¹

Los petróleos crudos para su estudio, análisis, venta y procesamiento, se clasifican en varios grupos llamados “bases”, de acuerdo a su constitución química, es decir, según los tipos y cantidades relativas de hidrocarburos presentes en ellos, ya que todos los crudos son mezclas complejas de las diferentes series.

Se han establecido tres bases principales y tres mixtas o intermedias, a saber:

¹¹ Jesús Páramo Carrillo y Carlos Mario Sierra Restrepo. Caracterización de Crudos y Derivados. Universidad Nacional de Colombia, Seccional Medellín, Facultad de Minas, Ingeniería de Petróleos Medellín, 1991.

Bases principales:

- Base parafínica: Cuando los hidrocarburos parafínicos están en cantidades mayores del 75 %
- Base nafténica: Cuando los hidrocarburos ciclo-parafínicos están en cantidades mayores del 75%
- Base aromática: Cuando el contenido de hidrocarburos bencénico es mayor del 50%

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% de cada una.
- Base parafínico-nafténico-aromática: Cuando el contenido de las tres series es de 33% de cada una de ellas aproximadamente.

2.2.1 Características generales de los crudos según su base:

● Crudos de “base” parafínicos

Son crudos livianos, inoloros y de colores claros (verdes, anaranjados, rojizos, etc.). Generalmente están libres de contaminantes orgánicos. (Sólo trazas algunas veces) e inorgánicos. Da un alto rendimiento de productos livianos (gasolinas, disolventes y querosenes) y aceites lubricantes de buena calidad.

El costo de refinamiento de los productos es relativamente bajo, carecen de contaminantes y de hidrocarburos indeseables.

Geológicamente hablando son los más antiguos. Pues la mayoría de ellos se formaron en la era Mesozóica, periodo Cretácico hace aproximadamente 150 millones de años.

- Crudos de base nafténica (asfáltica)

Son crudos pesados, viscosos, mal olientes y de color negro. Casi siempre están contaminados por compuestos orgánicos e inorgánicos, en cantidades por lo general relativamente altas.

El costo de refinamiento de los productos es alto, debido a la presencia de contaminantes a veces en cantidades apreciables, que deben eliminarse a través de procesos muy costosos. Geológicamente, son los más recientes, pertenecen a la era Cenozóica en el periodo terciario hace menos de 100 millones de años.

El precio promedio, es inferior al de los parafínicos, dependiendo en todo caso del valor de su gravedad API y grado de contaminación.

- Crudos de base aromática

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

El costo de refinamiento de los productos de este tipo de crudos es alto, debido a la presencia de contaminantes sobre todo sulfurados y oxidados.

Geológicamente se considera que son de la misma era geológica que la de los nafténicos.

2.3 CONTAMINANTES ORGÁNICOS E INORGÁNICOS DEL PETRÓLEO

Contaminantes inorgánicos

En las cenizas de residuos de algunos petróleos se han encontrado vestigios o trazas de varios metales. La forma química en que se encuentran originalmente presentes estos metales no se conoce con exactitud, se cree que algunos estén como óxidos y otros como sales.

Por otra parte, hasta el momento hay duda de si muchos de esos elementos en trazas encontrados en las trazas sean originales o accidentales de los crudos.

Entre los principales metales encontrados en muchos crudos se tienen los siguientes: Vanadio, Hierro, Níquel.

- **Hierro y Níquel.** Las cantidades encontradas en las cenizas de algunos petróleos de estos dos elementos es muy baja, sólo trazas. El origen o precedencia de estos dos elementos en los crudos aún no está bien clarificado; algunos investigadores sugieren que el Hierro puede provenir en parte, del contacto de los crudos en superficie con tubería de conducción y tanques de almacenamiento.

- **Vanadio.** La presencia de vanadio en las cenizas de casi todos los petróleos de base asfáltica es interesante. El vanadio se presenta por lo general en cantidades muy pequeñas y sólo en algunos pocos crudos en cantidades apreciables.

Contaminantes orgánicos

Son los más importantes y los que se encuentran por lo general en mayor cantidad; aunque pueden existir otros, los más comunes en casi todos los petróleos crudos son compuestos sulfurados, oxigenados y nitrogenados.

- **Compuestos sulfurados.** Casi todos los petróleos conocidos contienen Azufre en alguna forma, en cantidades que varían por lo común desde trazas hasta un 4% como máximo. En términos generales los crudos parafínicos contienen menos azufre que los nafténicos y aromáticos.

La presencia de compuestos sulfurados en el crudo y derivados es perjudicial desde todo punto de vista. Cuando un crudo contiene azufre, se dice que es “agrio” o “amargo” y es mal oliente y corrosivo, en caso contrario se dice que es “dulce” y por lo general inodoro y no corrosivo. El contenido de azufre en el crudo va en detrimento a su valor comercial.

- **Compuestos oxigenados.** Los crudos poco viscosos y de colores claros, por lo general contienen un bajo porcentaje de compuestos oxigenados y a veces nada; en cambio en los crudos de color oscuro y viscoso, el contenido por lo general es alto.

La presencia de estos compuestos oxigenados hace que los crudos sean más densos o viscosos, posean una gran tendencia a formar asfaltos y otros materiales bituminosos sólidos y semi-sólidos.

- **Compuestos nitrogenados.** Casi todos los petróleos conocidos contienen compuestos nitrogenados en cantidades que por lo general no pasan del 1% como máximo. Los parafínicos carecen de estos compuestos (sólo trazas en algunos casos); se cree que los petróleos mas antiguos geológicamente hablando, han perdido con el tiempo gran parte de sus compuestos nitrogenados que originalmente pudieron contener.

2.4 FACTOR DE CARACTERIZACIÓN DE WATSON

Este coeficiente ha sido usado ampliamente alrededor del mundo para caracterizar los crudos y definirlos entre grupos (parafínico, aromático e incluso asfáltico) este da una medida cualitativa del crudo ubicándolo dentro de los grupos definidos anteriormente. Esto es de gran ayuda en campos donde es necesario corroborar la presencia de distintos crudos. El coeficiente de Watson es una correlación que tiene en cuenta la temperatura absoluta en el punto de ebullición medio del crudo obtenido a partir de una curva de puntos de ebullición de una destilación simulada.

$$K \approx \frac{[T_{abs}(50)]^{1/3}}{\rho_{oSC}}$$

K: factor de caracterización de Watson, [$^{\circ}R/(gr/cm^3)$]

T: temperatura promedio de ebullición [$^{\circ}R$]

ρ : Densidad crudo [gr/cm^3]

El factor K describe de manera global el sentido del comportamiento promedio de la mezcla de componentes en un crudo. Dependiendo del valor se puede clasificar según su base como muestra la tabla 2. Repsol YPF define claramente todo los

rangos donde se puede establecer la clasificación del crudo, otras referencias bibliográficas no ofrecen rangos tan claros.

Tabla 2. Parámetros factor caracterización Watson según Repsol YPF.

CLASIFICACIÓN	RANGO
ALTAMENTE PARAFINICO	13
PARAFINICOS	> 12,1
MIXTO (NAFTENICO-PARAFINICO)	11,5 -12,1
NAFTENICO	10,5 - 11,5
AROMATICO	10,5 -11,5

Fuente: tomado de Repsol YPF

El factor K es normalmente exacto ± 0.05 unidades pero relativamente sensible debido a su escala. Esta también sujeto a mala interpretación debido a que los cálculos de la curva de punto de ebullición están hechos a partir de porcentajes en peso en vez de en porcentajes en volumen.

2.5 PROPIEDADES DEL CRUDO

- ◆ **Gravedad específica.** Es un número adimensional que representa la relación entre la densidad del crudo y la del agua a 60 °F. Sirve para diferenciar los crudos dependiendo de su composición química o base a que pertenecen.
- ◆ **Gravedad API.** Es una escala arbitraria de valores para indicar la densidad del crudo, se da en grados y aumenta en sentido contrario a la densidad o gravedad específica. Varía de un crudo a otro (entre 11 y 45 °API). El conocimiento de esta propiedad tiene un importante valor comercial ya que la cotización de crudos depende en parte de esta propiedad.

- ◆ **Viscosidad absoluta o dinámica.** La viscosidad de un líquido indica, a grosso modo, su resistencia a fluir o a cambiar de forma física, también se puede decir que es la fuerza que un fluido opone a ser deformado a temperatura ambiente, por lo general varía, entre 0.4 Cp para crudos livianos y miles para crudos pesados.

- ◆ **Viscosidad cinemática.** Es la relación entre la viscosidad absoluta del fluido en Cp y su densidad en gr/cc, medidas a la misma temperatura, se expresa en centistokes (Cst). Se utiliza para el estudio del comportamiento del flujo de crudos en el yacimiento, dentro del pozo y en superficie durante el transporte por tuberías.

- ◆ **Flash point copa abierta o copa cerrada.** Es la temperatura en grados Fahrenheit más baja a la cual al aplicar una llama a la superficie del crudo causa una pequeña ignición de los vapores liberados. El método copa cerrada se usa para productos del petróleo y crudos con flash point por encima de 79°C (175°F) y por debajo de 400°C (752°F) excepto para fuel oils. El método copa abierta se usa para productos del petróleo y crudos con flash point por debajo de los 49°C (120°F).

- ◆ **Punto de fluidez.** Es la temperatura a la cual el crudo deja de fluir cuando es sometido a enfriamiento.

- ◆ **BSW.** Cantidad de agua en emulsión y sedimentos que se encuentran asociados con el crudo. Un alto valor de BSW causa problemas en el transporte y tratamiento de crudos elevando los costos.

- ◆ **Contenido de cenizas.** Es la cantidad de residuos en forma de cenizas (metales, azufre, minerales, etc) que quedan al quemar el crudo a 775 °C. Se

reporta en porcentaje en peso, el contenido de cenizas encontradas en un crudo normalmente es del orden de 0.01 a 0.05 % en peso.

- ◆ **Color.** Los crudos pueden tener color amarillo pálido, tonos de rojo y marrón hasta llegar a negro. Por reflexión de la luz pueden aparecer verdes, amarillos con tonos azules, rojo, marrón y negro.

- ◆ **Punto de nube.** Es la temperatura a la cual aparece el primer cristal de parafina en forma de nube en el líquido cuando es enfriado bajo ciertas condiciones previstas.

- ◆ **Punto de congelación.** Varía desde 15,5 °C hasta la temperatura de - 45 °C. Al igual que todas las propiedades depende de las propiedades y características de cada crudo. Este factor es de importancia al considerar el transporte de los hidrocarburos, principalmente en invierno y en las tierras gélidas.

- ◆ **Presión de vapor Reid.** La medida de la presión de vapor y del punto de inflamación de los crudos permite inferir el contenido de hidrocarburos ligeros y la volatilidad. Existen normas de seguridad que reglamentan el transporte y el almacenamiento de crudos y productos petrolíferos en función de su punto de inflamación, que está directamente ligado con la presión de vapor. Se admite generalmente que los crudos con una presión de vapor superior a 0.2 bar (2.9 psi) a 37.8 °C tienen un punto de inflamación inferior a 20°C

- ◆ **Salinidad.** La salinidad del crudo es un dato importante para determinar el tratamiento a seguir, con el fin de poder entregarlo a refinería en las condiciones requeridas (entre 15-20 Lb de sal/1000 bb).

◆ **Punto de ebullición.** El crudo es una mezcla de hidrocarburos que no ebulle a una misma temperatura, sino que lo hacen dentro de un intervalo definido para cada crudo particular y caracterizado por dos temperaturas extremas denominadas punto inicial y punto final de ebullición.

◆ **Calor específico.** Es la cantidad de calor necesaria para aumentar en un grado la temperatura de la unidad de masa de una sustancia. Es de gran importancia en la Ingeniería de Petróleos ya que interviene en todos los cálculos de calentamiento y enfriamiento a que deban ser sometidos los fluidos.

◆ **SARA (saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos)**

El SARA es un análisis que se le realiza al crudo con el propósito de definir las proporciones en que están presentes los componentes saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos. En el capítulo 3 se hará una definición más amplia de este concepto.

SATURADOS: Son una mezcla de hidrocarburos de cadenas lineales y ramificadas, en mayor proporción son alcanos, cuyo número de carbonos van de C18 a C60. Generalmente son llamados parafinas.

AROMATICOS: Son hidrocarburos cíclicos (anillos con seis átomos de carbono), están constituidos especialmente por el benceno y sus derivados. La mayoría son líquidos menos densos que el agua de olor aromático y los restantes son sólidos. Los crudos que contengan un contenido mayor 45% de este tipo de hidrocarburos se denominan aromáticos.

RESINAS: Es la fracción de crudo no soluble en etil-acetato pero soluble en n-heptano y solventes aromáticos a temperatura ambiente; junto con los asfaltenos constituyen lo que se denomina material asfáltico.

ASFALTENOS: Son hidrocarburos base aromática de estructura amorfa, se presentan en el crudo en forma de partículas dispersas con naturaleza coloidal. El contenido de asfaltenos generalmente disminuye al aumentar la gravedad API.

2.6 TIPO DE CARACTERIZACIÓN

El tipo de caracterización se establece a partir de las necesidades originadas a partir de su uso. En el Instituto Colombiano del Petróleo por ejemplo se manejan tres tipos de Evaluación de crudos, dependiendo de la profundidad de estudio, éstos son:

Caracterización tipo 1. Este tipo de caracterización es la más básica y con menos número de pruebas que se le realizan al crudo en la tabla 3 se enumeraran las pruebas en este tipo de caracterización. Este tipo de caracterización no se realiza pruebas para ningún tipo de fracción del crudo.

Caracterización tipo 2. Esta caracterización se realiza al crudo como también a algunos de sus derivados, eso se puede observar en la tabla 4. Para este análisis las muestras de crudo que tengan un contenido de agua superior al 0.5% vol, requieren deshidratación previa al análisis.

Caracterización tipo 3. Estas pruebas se hacen para las fracciones del crudo, la información es más detallada y precisa, esto se presenta en la tabla 5.

Tabla 3. Caracterización tipo 1

No	NOMBRE DEL ANALISIS	NORMA TECNICA
1	Densidad @ 15.0°C	ASTM D-5002
2	Gravedad °API	calculado
3	Número neutralización	ASTM D-664
4	Presión de vapor Reid	ASTM D-323
5	Punto de fluidez	ASTM D-97
6	Punto de inflamación	ASTM D-93
7	Insolubles en n-C7	UOP-614
8	Constante Visco-gravedad	ASTM D-2501
9	Factor de caracterización	UOP-375
10	Viscosidad a t1	ASTM D-445
11	Viscosidad a t2	ASTM D-445
12	Agua y Sedimento	ASTM D-96
13	Contenido de azufre	ASTM D-4294
14	Residuo de Carbón Micro	ASTM D-4530
15	Gases disueltos en crudo	ICP PTE 47.004-1
16	Destilación simulada de Crudos	ASTM D-5307
17	Cenizas	ASTM D-482
18	Poder Calorífico	ASTM D-240
19	Porcentaje en ceras	UOP 46 mod.
20	Sal	Aruba
21	Contenido de metales	ASTM D-5863
22	Cobre	
23	Hierro	
24	Magnesio	
25	Níquel	
26	Sodio	
27	Vanadio	
22	Calcio	

Fuente: Información suministrada por el Lab de caracterización y análisis de crudos. ICP

Tabla 4. Caracterización tipo 2

No	ANÁLISIS	MÉTODO
1	Destilación atmosférica.	ASTM D-2892
2	Destilación al vacío	ASTM D-5236
3	Gravedad API/específica	ASTM D-5002/4052
4	Agua y Sedimento BSW	ASTM D-96
5	% Azufre Horiba	ASTM D-4294
6	Punto de fluidez	ASTM D-97
7	Viscosidad cinemática a 2 Temperaturas	ASTM D-445
8	Gases disueltos en crudos (Livianos)	PTE 47-0004
9	Destilación Simulada	ASTM D 5307
10	Factor K	UOP - 375
11	Constante de viscosidad gravedad VGC	ASTM D-2501
12	Sal en crudos	ARUBA
13	Determinación de vanadio	ASTM D 5863
14	Determinación de níquel	ASTM D 5863
15	Determinación Silicio	ASTM D 5863

Fuente: Información suministrada por el Lab de caracterización y análisis de crudos. ICP

Tabla 5. Caracterización tipo 3

No.	ANÁLISIS	MÉTODO
1	Azufre horiba productos petróleo	ASTM D 4294
2	BSW en crudos	ASTM D 4007
3	Cenizas en prod. petróleo	ASTM D 482
4	Contenido de ceras en crudos mod.	UOP 46-MOD.
5	Densidad digital (api)	ASTM D 5002
6	Destilación simulada crudos 20-550+c	ASTM-D 5307
7	Factor de caracterización crudo	UOP 375
8	Gases disueltos en crudos(c1-7+)	
9	Insolubles en n-heptano	ASTM D 3279
10	Número de acido prod. petróleo	ASTM D 664
11	Presión de vapor reid d 323/4953	ASTM D 323
12	Punto de fluidez prod. petróleo	ASTM D 97
13	Punto inflamación pensky martens	ASTM D 93
14	Residuo de carbón micro	ASTM D 4530
15	Sal en crudos aruba	ARUBA
16	Viscosidad cinemática 2 temperaturas	D 445
17	Destilación crudo-50lts assay	ASTM D 2892
18	Destilación hidr. pesado assay	ASTM D 5236
19	Nitrógeno kjeldalh en lubricantes	ASTM D 3228
20	Análisis SARA	ASTM D 2007
21	Aluminio-icp ms hidrocarburos	Laboratorio Espectrometría Instituto Colombiano Del Petróleo
22	Arsénico-icp ms hidrocarburos	
23	Calcio-icp ms hidrocarburos	
24	Cobre-icp ms hidrocarburos	
25	Hierro-icp ms hidrocarburos	
26	Magnesio-icp ms hidrocarburos	
27	Níquel-icp ms hidrocarburos	
28	Sodio-icp ms hidrocarburos	
29	Vanadio-icp ms hidrocarburos	

Fuente: Información suministrada por el Lab de caracterización y análisis de crudos. ICP

2.7 MUESTREO DE HIDROCARBUROS

Existen dos métodos aceptados para el muestreo de los fluidos del yacimiento con el fin de medir posteriormente las propiedades físicas y químicas del crudo y gas, estos son muestreo de fondo y muestreo de superficie (Norma API RP 44 de 2003)¹².

La Selección de un método de muestreo es influenciado por importantes consideraciones como:

- Volumen de muestra requerido en el laboratorio
- Tipo de fluido a ser muestreado
- Grado de depleción del yacimiento
- Condición mecánica del pozo
- Tipo de equipo de separación en la superficie

El uso de alguna de estas técnicas no puede ser considerada como una actividad rutinaria; cada campo productor presenta dificultades o circunstancias particulares para esto. Por ejemplo, las operaciones de campo imponen algunas restricciones en la preparación y ejecución de un programa de muestreo, así como el equipo usado en el pozo podría limitar el uso de las herramientas para la operación.

El ingeniero debe seleccionar un pozo con alta productividad de manera que la presión alrededor de pozo se mantenga lo más alta posible, se sugiere que éste sea lo más nuevo posible para minimizar la saturación de gas libre.

¹² Norma API RP 44 de 2003

Los pozos que presentan variaciones bruscas de flujo son problemáticos para tomar los datos de producción en el momento del muestreo; la época del año o situaciones ambientales también tienen influencia en la operación. Así, el procedimiento de muestreo está sujeto a algunos detalles locales relacionados con la logística del campo.

2.7.1 Muestreo de fondo

Este método consiste en bajar una herramienta denominada muestreador de fondo dentro del pozo a una profundidad seleccionada. Una porción de fluido se atrapa (en una sección especial del muestreador) a las condiciones de presión y temperatura a esa profundidad en el momento del muestreo; por medio de un mecanismo especial de la herramienta, el fluido es mantenido dentro de una sección herméticamente sellada, para su posterior regreso a superficie.

Ya en superficie la muestra se debe transferir a unos cilindros y enviarla al laboratorio. Es importante durante la transferencia conservar los fluidos en su mismo volumen traído del fondo y evitar la pérdida de gas que afectaría la representatividad de la muestra.

El muestreo de fondo es usado cuando la presión de flujo es mayor que la presión de saturación.

Se aconseja una serie de pruebas de productividad para determinar las presiones fluyendo a varias ratas de flujo; se escoge la mayor presión fluyendo a la rata a la cual el G.O.R. se estabilice.

Cuando la herramienta y la muestra es llevada a superficie, se chequea si hay fugas, la presión también debe ser medida para saber si el mecanismo de cierre de la sección hermética del muestreador estuvo convenientemente activado en el fondo. La presión del fluido en el muestreador traído a la superficie debe ser menor que la presión de fondo a la cual la muestra fue recogida.

Punto apropiado en pozo para el muestreo

El mejor punto para asegurar una muestra homogénea de líquido es en la parte mas baja de las perforaciones, siempre y cuando estén todavía alejados del contacto Aceite-Agua, de igual forma se hace necesario conocer la ubicación del contacto Gas-Aceite.

Para tener una mejor certeza del punto en el pozo para llevar a cabo la recolección, es fundamental correr registros de presión y temperatura para tratar de ubicar las profundidades de los contactos Gas-Aceite y Aceite-Agua *dentro del yacimiento*, esto permitirá llevar a cabo la prueba con una mayor precisión. Un punto clave es dejar la herramienta por cerca de 30 minutos en los posibles puntos para la recolección con el fin de eliminar cualquier perturbación que cause una lectura anómala.

Luego se grafican los datos de Presión Vs. Profundidad, con el fin de conocer la ubicación de los contactos dentro del pozo.

Ventajas del muestro de fondo

- Obtiene o recolecta la muestra requerida directamente.

- ✿ Puede mantener la presión total sobre la muestra (con una herramienta especial).
- ✿ Evita el uso de separadores de superficie.
- ✿ Requiere que menos información del muestreo sea transmitida a la pruebas de laboratorio.
- ✿ Elimina errores potenciales en recombinación, que es requerida en muestreo de superficie.

Problemas asociados al muestreo de fondo

- ✿ Fugas en la cámara de muestreo, los componentes livianos son propensos a liberarse generando cambios en la composición del fluido.
- ✿ Contaminación con aditivos del lodo.
- ✿ Absorción de gases ácidos y componentes pesados.
- ✿ Errores de transferencia del fluido de la cámara al recipiente de transporte.
- ✿ Recipientes de transferencia contaminados.

Para más ilustración, consultar la norma API RP 44 de 2003.

2.7.2 Muestreo de superficie

Esta técnica de muestreo se puede realizar ya sea en el separador o en las líneas de superficie antes del choque (cuando se esté seguro que el fluido se conserva en estado monofásico).

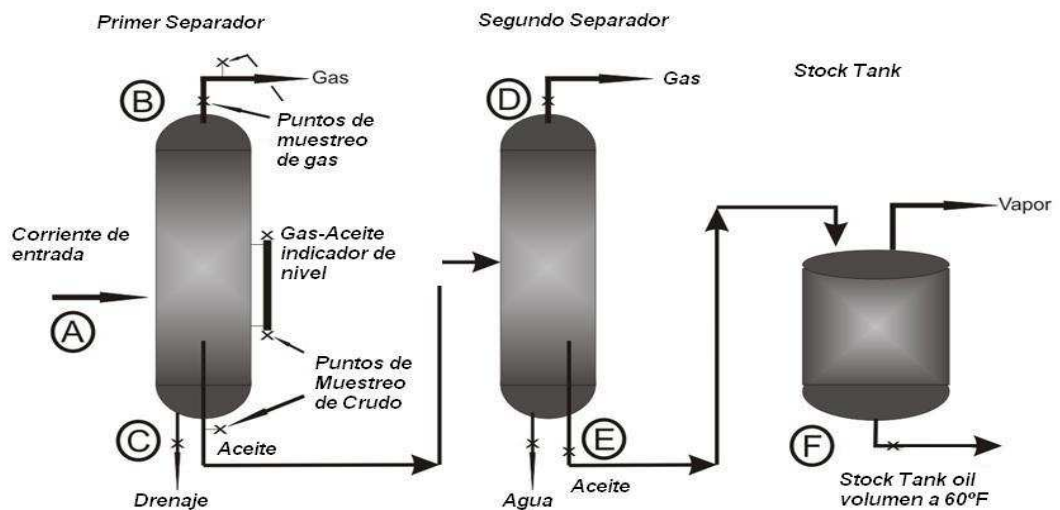
El método de muestreo en el separador consiste en tomar muestras de gas y aceite. El fluido del yacimiento se reconstruye en el laboratorio por recombinación del gas y el aceite con las proporciones debidas, este método puede ser tan bueno

como la técnica de fondo para yacimientos donde la presión de flujo excede la presión de burbuja estimada.

Selección de la Localización de la toma de muestra en el Separador

- ✿ En general las muestras son tomadas en el primer separador (en los puntos **B** y **C** ver figura 5).

Figura 5. Selección de la Localización de la toma de muestra en el Separador



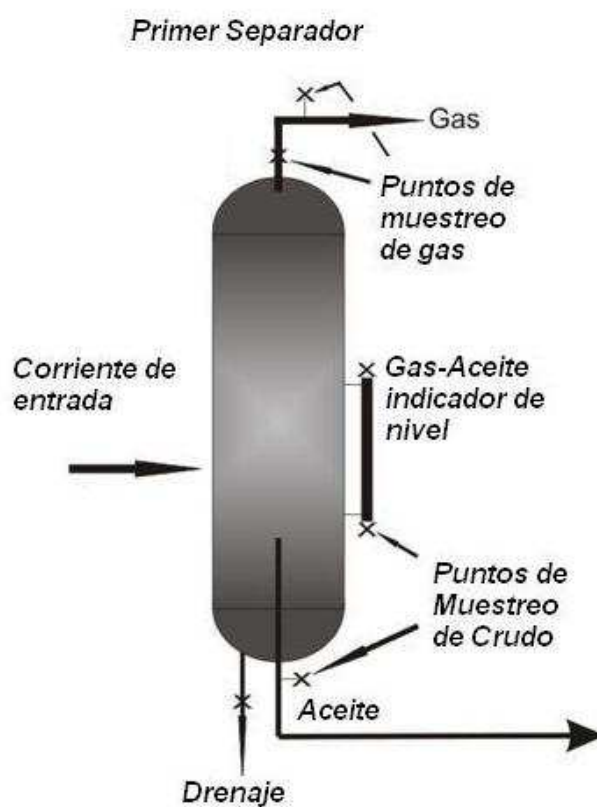
Fuente: Norma API RP 44 de 2003

- ✿ En algunos casos tomar la muestra del primer separador no sería recomendado porque el fluido no está separado eficientemente en gas y aceite, es decir el gas todavía puede arrastrar líquidos pero puede ser tomado del segundo separador si se toma del segundo separador se sacan pruebas de gas de ambas etapas de tal manera que el gas de la corriente **D** y el aceite de la corriente **E** de la segunda etapa pueda ser recombinada para reconstruir el aceite de la primera etapa (punto **C**), así este aceite será recombinado con el

gas de la primera etapa. De todos modos este tipo de operaciones, aumentan la posibilidad de cometer errores, por esto es preferible que la muestra sea tomada directamente de la primera etapa si es posible.

- ❁ Las muestras de líquido deben ser tomadas a la presión total de la línea de crudo, pero también pueden ser tomadas de la válvula de fondo del “gas-oil sight gauge”, de la válvula superior del “oil-water sight gauge”, o de la válvula de drenaje en el fondo del separador (ver figura 6).

Figura 6. Separador



Fuente: Norma API RP 44 de 2003

- ❁ El muestreo del líquido debe ser precedido por el drenaje de al menos 100 cc de aceite con el fin de limpiar la válvula de residuos de agua.

- El volumen de aceite a purgar depende de las tuberías del equipo de muestreo, pero debería ser como mínimo cinco veces el volumen interno de la línea de muestreo y las válvulas.

Al tomar la muestra de gas del separador es necesario tener en cuenta la relación gas-aceite para saber cuantos cilindros con muestra de gas se deben tomar; esto se rige de acuerdo a:

G.O.R. menor de 1500 PCS/BF	2 cilindros
G.O.R. entre 1500 y 3000 PCS/BF	3 cilindros
G.O.R. mayor de 3000 PCS/BF	4 cilindros

Con este método se disponen de grandes volúmenes de muestra. Así mismo antes de tomarla, el flujo alrededor del pozo debe estar estabilizado. Errores en la medida de la relación gas-aceite influirán negativamente en la posterior recombinación de los fluidos.

Acondicionamiento del pozo Muestreo de Superficie

La selección del pozo que se va a muestrear se basa en las mismas condiciones especificadas para el muestreo de fondo.

Una vez el pozo haya sido seleccionado, se hace fluir por un periodo de tiempo suficiente para estabilizar el G.O.R. de producción en superficie, por lo menos en tres intervalos de tiempo de 2-4 horas (o más tiempo si se requiere), con lecturas de la relación gas-aceite que no difieren en más del 10%.

En el momento de recoger la muestra se debe tomar y contar con los siguientes datos respectivamente:

1. El factor de merma (shrinkage) (Es el inverso del factor volumetrico de formación el cual se obtiene de un PVT).
2. Temperatura y presiones del separador
3. Temperatura y presión en el tanque de almacenamiento
4. Gravedad específica del aceite fiscal y del gas del separador.
5. El valor de la relación gas-aceite estabilizada por lo menos en tres intervalos de tiempo.
6. La presión y temperatura de flujo.
7. La presión de cierre y temperatura estática.

Con estos datos es posible obtener un análisis del fluido entrando al separador para una propia recombinación.

Ventajas del muestreo de superficie

- ✿ Facilidad de recolectar grandes volúmenes de muestra.
- ✿ Facilidad de obtener las muestras.
- ✿ El costo de recolección es menor.
- ✿ No hay interrupción de la producción durante el periodo de prueba.

Principales problemas asociados al muestreo de superficie

- ✿ La caída de presión debe ser mínima durante el muestreo para evitar condensación en el yacimiento o liberación de gas, pero la tasa de producción debe ser suficientemente alta para llevar todo el flujo del pozo hasta superficie.

- ✿ Existe alto riesgo de contaminación en el muestreo en los separadores, también hay riesgo de contaminación asociada a los químicos agregados para prevenir la formación de hidratos y de espumas.
- ✿ En algunas ocasiones logra la estabilidad de flujo.
- ✿ Si el separador no está bien diseñado o si el líquido presenta una considerable formación de espumas, se podrá obtener líquido en la muestra de gas del separador o gas en la muestra del líquido.

2.6.3 Muestreo de crudo en cabeza de pozo

Cuando se requiere muestrear crudo en cabeza de pozo, se sigue el siguiente procedimiento, el cual ha sido estructurado por el Laboratorio de fluidos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS y aplicado en muchos campos de Colombia.

- ✓ Verifique que el recipiente “toma muestras” se encuentre limpio y seco. Utilice contenedores de 5 litros de máxima capacidad y que tengan tapa de seguridad. El tomar las muestras en recipientes relativamente pequeños permite determinar y evacuar más fácilmente el contenido de agua que pueda estar presente en el aceite. Lleve consigo un marcador de tinta indeleble, cinta de enmascarar, material para toma de apuntes y elementos de limpieza.
- ✓ Prepare un recipiente de boca lo suficientemente ancha y de aproximadamente 10 litros de capacidad (“balde”) para realizar las

operaciones de purga de la tubería. Esto impedirá que haya derrames fuera del contrapozo con los conocidos daños al medio ambiente.

- √ Coloque el recipiente de drenaje unos centímetros debajo de la válvula toma muestras del pozo. Abra la válvula lentamente y permita que salga fluido por el espacio de 5 segundos, cierre y realice de nuevo la operación de apertura de la válvula hasta $\frac{3}{4}$ de su máxima capacidad y purgue por otros 15 segundos, tiempo en el cual se espera se hayan removido de los sitios cercanos a la válvula, depósitos sólidos (posiblemente de parafinas) al igual que los asentamientos de líquidos densos como el agua. No realizar esta operación de purga del sistema válvula y accesorios antes de la toma de muestras, conlleva a grandes errores y al final resulta siendo considerada muestra no representativa.

- √ Sin cerrar la válvula haga el cambio de recipiente, de drenaje al de toma de muestra. Llene el recipiente hasta el 75% de su máxima capacidad. Regularmente en crudos con altos contenidos de parafinas y debido a su temperatura y velocidad; el fluido que sale está acompañado en grandes proporciones de material espumoso que oculta el verdadero volumen de líquido colectado. Por esta razón se hace necesario, después de un aparente llenado del contenedor; esperar el tiempo suficiente hasta que el fenómeno desaparezca, tras lo cual se realizan purgas breves de 5 segundos hasta el completo llenado del recipiente.

- √ Cierre la válvula y tape herméticamente el contenedor, límpielo y rotúlelo debidamente. Los residuos de crudo deposítelos en un recipiente con tapa que debe estar disponible en el pozo. Nunca lleve estos fluidos al contrapozo pues debe considerar la posibilidad de lluvias las cuales harán que el fluido sea esparcido al ambiente.

2.8 PRUEBAS DE LABORATORIO PARA CRUDO

Para el desarrollo de pruebas de laboratorio existen normas estandarizadas como las ASTM (American Society for Testing and Materials) o las API (American Petroleum Institute) con el fin de integrar a nivel mundial un criterio generalizado para describir propiedades de crudos o de sus derivados. Las siguientes pruebas son las que se usarán en el desarrollo de la aplicación de este trabajo, de lo contrario será necesario consultar la norma correspondiente.

- ◆ **API (ASTM D287).** El método para determinar la gravedad API se basa en el principio de que la gravedad de un líquido varía directamente con la profundidad de inmersión de un cuerpo flotante en el mismo. El cuerpo flotante está graduado en unidades API y se denomina Hidrómetro (instrumento utilizado para medir la gravedad específica de los líquidos) (ver figura 7).

La gravedad API se lee observando la graduación más cercana a la intersección aparente del plano horizontal de la superficie del líquido con la escala vertical del hidrómetro, luego de que la temperatura de equilibrio se ha alcanzado. La temperatura de la muestra se lee de un termómetro ASTM. Luego se hacen los ajustes por temperatura.¹³

¹³ Norma ASTM D287

Figura 7. Hidrómetro y tubo porta muestra.



Fuente: Foto Laboratorio de fluidos de la UIS

- ◆ **AGUA Y SEDIMENTOS EN CRUDO (ASTM 96)** Esto se determina mediante el método de la centrifuga (ver figura 8), es un procedimiento que no siempre da los resultados más precisos, pero que es considerado el método más práctico. Conociendo los volúmenes de crudo y solvente se colocan en un tubo de centrifuga y se calientan a $60^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$, luego de la centrifugación se lee el volumen de la capa de agua y sedimentos en el fondo del tubo. El crudo debe agitarse vigorosamente para homogenizar antes de colocarse en el tubo y debe estar detalladamente reseñado, que haya sido correctamente muestreado y a su vez la muestra a usar sea representativa.

Figura 8. Centrifuga y recipientes para la medida BSW.



Fuente: Foto Laboratorio de fluidos de la UIS

- ◆ **CONTENIDO DE SAL.** Para determinar esto se utiliza el método de Mohr el cual consiste en mezclar el crudo con un solvente y agua destilada para luego centrifugar y mediante la aplicación de un indicador y un titulador determinar la cantidad de cloruros. El método se basa en la afinidad que posee el nitrato de plata por los cloruros en presencia del cromato de potasio (ver figura 9).

Figura 9. Equipo Laboratorio para medida contenido de Sal



Fuente: Foto Laboratorio de fluidos de la UIS

- ✦ **VISCOSIDAD SAYBOLT (ASTM D 88 – 56).** Este método se basa en el principio de flujo por gravedad de un volumen determinado de líquido que pasa a través de un orificio calibrado. La prueba se hace para temperaturas entre 70 °F y 210 °F (ver figura 10).

Figura 10. Viscosímetro Saybolt Universal y Furol.



Fuente: Foto tomada en el laboratorio de fluidos de la UIS

El tiempo de flujo se mide para el paso de 60 ml de muestra fluyendo a través de un cilindro con un orificio calibrado en la parte inferior bajo condiciones controladas de temperatura. El tiempo se corrige por un factor de temperatura del orificio y se toma como la viscosidad Saybolt de la muestra a esa temperatura. Mediante las siguientes correlaciones es posible conocer la viscosidad cinemática a partir de la viscosidad Saybolt.

Viscosidad Saybolt	Intervalo t (segundos)	Visc. Cinematica (stoke)
<i>SSU</i>	$32 \leq t \leq 100$	$0,00226t - 1,95 / t$
	$t \geq 100$	$0,00220t - 1,35 / t$
<i>SSF</i>	$25 \leq t \leq 40$	$0,00226t - 1,84 / t$
	$t \geq 40$	$0,00220t - 0,60 / t$

SSF (Orificio Furol) y SSU (Orificio Universal)

- ♦ PUNTO DE RELAMPAGUEO Y FUEGO (COPA ABIERTA CLEVELAND) (ASTM D 92 – 90).** Flash point o punto de relampagueo es aquella temperatura donde el crudo sumergido en un recipiente al tener una fuente de ignición para el caso de esta prueba fuego reacciona con un destello sin dar inicio a la combustión, si se da inicio a la combustión por al menos 3 segundos se denomina punto de llama o fire point. Para determinar estas dos temperaturas el método consiste en llenar la copa a un nivel específico con la muestra, incrementar rápidamente la temperatura al principio y luego a una tasa constante baja hasta alcanzar el flash point. A intervalos específicos se pasa una pequeña flama de prueba sobre la copa. Para determinar el FIRE point (punto de fuego) la prueba se continúa hasta que al aplicar la flama se cause una combustión sostenida de por lo menos cinco segundos (ver figura 11)

Figura 11. Montaje Copa abierta Cleveland.



Fuente: Foto tomada en el laboratorio de fluidos de la UIS

- ◆ **PUNTO DE RELAMPAGUEO (COPA CERRADA PENSKY - MARTENS) (ASTM D 93 – 90).** Esta prueba no se realiza a aceites secos ó ceras, ó asfaltos. La muestra es calentada a una tasa baja y constante de temperatura con continua agitación. Una pequeña flama se introduce dentro de la copa a intervalos regulares con interrupción simultánea de la agitación. El punto de relampagueo será la temperatura mas baja a la cual la aplicación de la flama de prueba cause que el vapor sobre la superficie de la muestra de pruebas de ignición (ver figura 12).

Figura 12. Copa cerrada PENSKEY – MARTENS



Fuente: Foto tomada en el laboratorio de fluidos de la UIS

- **CONTENIDO DE CENIZAS (ASTM d 482 – 03).** Se realiza para determinar el contenido de impureza o contaminantes de productos derivados del petróleo. Esta norma no contempla productos de petróleo que contengan aditivos formadores de ceniza o ciertos componentes fosforosos. Tampoco contempla a los aceites lubricantes que contienen plomo como aditivo. La muestra contenida en un recipiente adecuado se enciende y se deja quemar hasta que solo se visualicen ceniza y carbón. El residuo carbonoso se reduce a ceniza calentando en un horno mufla a 775 °C, se enfría y se pesa (ver figura 13).

Figura 13. Horno para carbonizar la muestra de crudo y obtener cenizas.



Fuente: Foto Laboratorio de Carbones Escuela ingeniería Metalúrgica de la UIS.

- ◆ **PRESIÓN DE VAPOR REID (ASTM D 323- 99a).** Este método es usado para determinar la presión de vapor a 37.8°C (100°F) de productos del petróleo y crudos con un punto de ebullición superior a 0°C (32°F). La importancia de esta prueba radica en que este dato es importante para la producción, almacenamiento del crudo y los tratamientos iniciales de refinería (ver figura 14). Este valor es un parámetro importante para el diseño de tanques, puesto de que cuanto mas alta es este valor el tanque debe ser mas seguro para impedir escape de livianos.

Figura 14. Baño térmico y cilindro para medir presión de vapor Reid.



Fuente: Foto Laboratorio de fluidos de la UIS

- ◆ **DENSIDAD A PRESIÓN ATMOSFERICA (MÉTODO DEL PICNOMETRO DE BINGHAM).** El procedimiento de manera general, es llenar el picnómetro con la muestra y pesarlo, se registra la temperatura del laboratorio para luego reportarla a dicha temperatura y a 60° F. La densidad se calcula con la diferencia entre el peso del picnómetro lleno de crudo menos la masa de éste vacío y se divide en el volumen del picnómetro. **Picnómetro:** instrumento utilizado para determinar la densidad de los líquidos (ver figura 15).

Figura 15. Picnómetro para medir la densidad del crudo.



Fuente: Foto Laboratorio de fluidos de la UIS

- ◆ **CONTENIDO DE AZUFRE (ASTM D-4294).** El método consiste en quemar una muestra dentro de un recipiente sellado al que se le ha introducido oxígeno a una determinada presión. Después de la combustión se lava el interior del recipiente de donde se obtiene sulfato de bario, de allí se separa el azufre después de un largo proceso de evaporación filtrado y reducción de la solución en un horno. Este método abarca la determinación de azufre en productos de petróleo, incluidos los aceites con aditivos, aditivos concentrados y grasas

lubricantes que no se pueden quemar totalmente en una lámpara de mecha. El método de prueba se aplica a cualquier producto de petróleo con una volatilidad lo suficientemente baja y que pueda ser pesado con precisión en un recipiente de pesada abierto y que contenga por lo menos 0,1 % de azufre. Este método no se puede utilizar en muestras con elementos que dejan residuos además del sulfato de bario; éste es insoluble en ácido clorhídrico diluido y podría interferir en el paso de la precipitación. Entre los elementos que interfieren están el hierro, aluminio, calcio, silicio y plomo que muchas veces están presentes en las grasas, aditivos de aceites lubricantes o aceites aditivos. Otros materiales ácidos insolubles que interfieren son: sílice, disulfuro de molibdeno, asbestos, mica y otros. El método tampoco se aplica para los aceites usados que contienen metales de desgaste y plomo o silicatos provenientes de contaminación.

Figura 16. Tanque térmico para introducir la bomba calorimétrica.



Fuente: Foto laboratorio Carbones Escuela Ingeniería Metalúrgica UIS.

- ◆ **IDENTIFICACIÓN Y TRATAMIENTO DE EMULSIONES.** Un proceso desemulsificante actúa sobre la fase dispersa de la emulsión permitiendo que las gotas en suspensión puedan agruparse para convertirse en una fase

continua que pueda ser fácilmente retirada y separada del crudo. El éxito de esta operación radica en la dosificación adecuada del producto desemulsificante. El aumento en temperatura facilita el agrupamiento de la fase dispersa. Este procedimiento es llevado a cabo en una botella donde se suministra la dosis de desemulsificante a una cantidad específica de crudo, la idea es conocer cual es la mínima cantidad de producto que se debe agregar para que la separación del agua sea efectiva sin causar pérdidas del costoso producto.

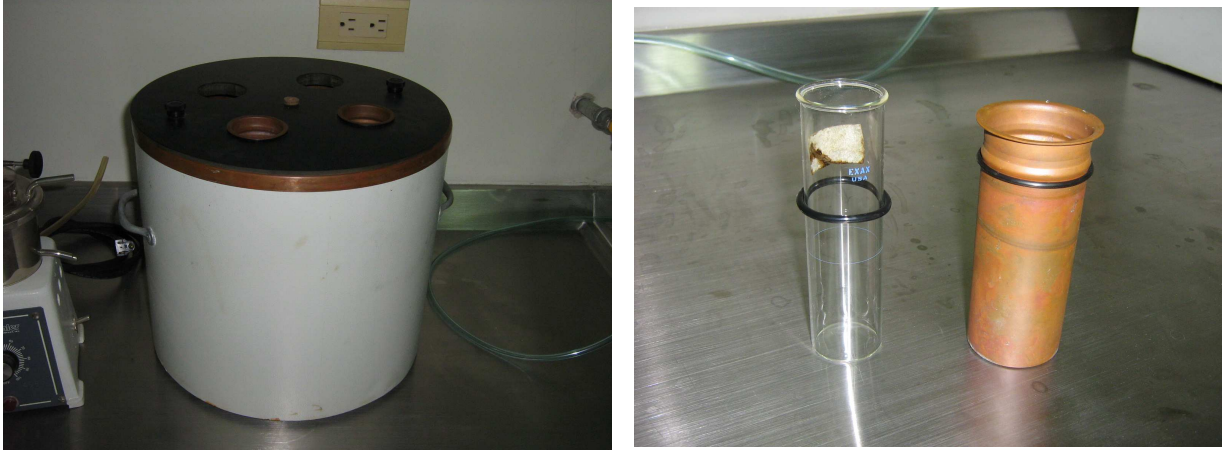
Figura 17. Botellas para prueba de



Fuente: Foto Laboratorio de fluidos de la UIS

- ◆ **PUNTO DE FLUIDEZ (ASTM D 97).** El recipiente de prueba se somete a un enfriamiento gradual, se examina la apariencia del aceite cuando la temperatura esté $9\text{ }^{\circ}\text{C}$ por encima del punto de fluidez esperado, estos se expresan como enteros positivos ó negativos múltiplos de $3\text{ }^{\circ}\text{C}$, luego se inclina el recipiente o suficientemente para determinar si hay algún movimiento del aceite en el recipiente de prueba, si no fluye, se ha encontrado el punto de congelamiento, si no, se continua disminuyendo la temperatura hasta encontrar este estado.

Figura 18. Equipo Laboratorio para la determinación del punto de fluidez



Fuente: Foto Laboratorio de fluidos de la UIS

- ✦ **PODER CALORIFICO.** Para la determinación del valor calorífico bruto de un combustible líquido a volumen constante y a la temperatura de referencia de 25°C en una bomba calorimétrica, calibrada por medio de la combustión de ácido benzoico certificado. El resultado obtenido es el valor calorífico bruto de la muestra de análisis a volumen constante con toda el agua de los productos de combustión como agua líquida. En la práctica, el combustible se quema a una presión (atmosférica) constante y el agua no se condensa, sino que se elimina como vapor con los gases de combustión. Bajo estas condiciones, el calor operativo de la combustión corresponde al valor calorífico neto del combustible a presión constante.

Figura 19. Bomba calorimétrica y sus partes



Fuente: Foto Laboratorio de fluidos de la UIS

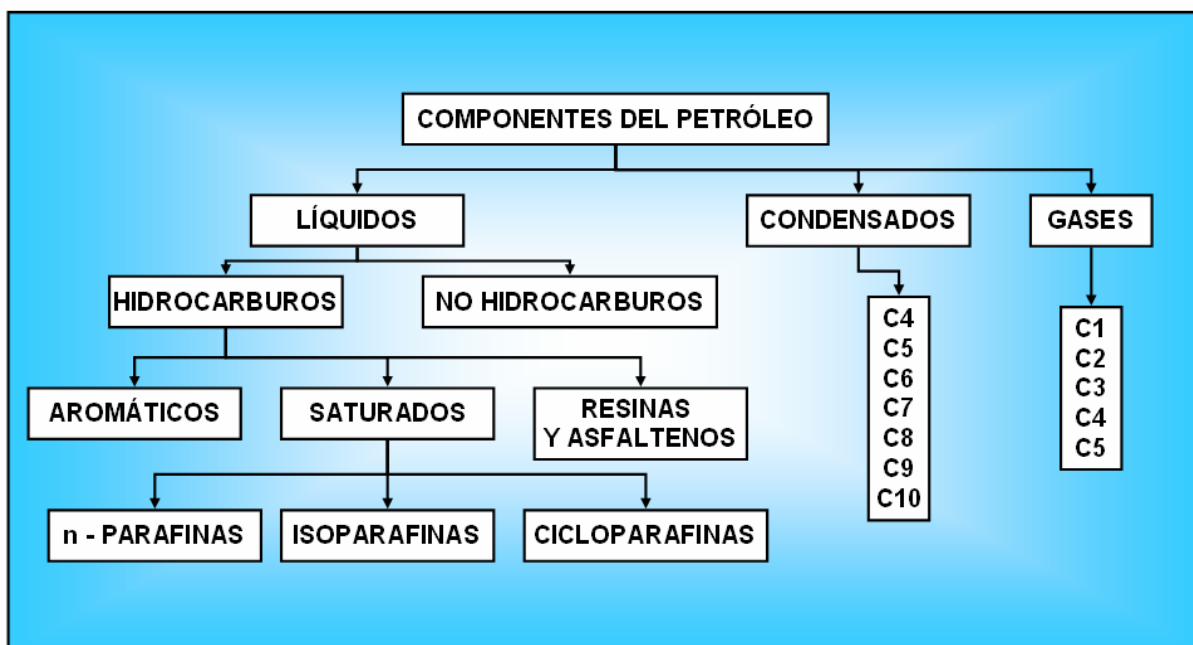
- ◆ **DESTILACIÓN SIMULADA.** La destilación simulada por cromatografía en fase gaseosa es un método reproducible para analizar un corte de petróleo; es aplicable a fracciones con punto final inferior a 500 °C y donde el intervalo de ebullición (Boiling Range) es superior a 50 °C. Los resultados de este ensayo se presentan en forma de una curva de temperatura en función del % destilado en masa, equivalente a una TBP (true boiling point) atmosférica.

El proceso consiste básicamente en diluir la muestra de crudo con “carbon sílfide” y la solución resultante es inyectada a la columna de gas cromatográfico que separa los hidrocarburos en sus puntos de ebullición en orden. La temperatura de la columna se incrementa a una tasa lineal y se van registrando los datos en un cromatograma. Los puntos de ebullición son asignados al eje de tiempo por la comparación de una curva de calibración obtenida bajo las mismas condiciones realizando una mezcla de n parafinas de puntos de ebullición conocido a través de la temperatura igual a 538°C, la cantidad de la muestra que ebulle sobre los 538 °C es estimada por los resultados de un segundo análisis.

◆ Análisis SARA

Comúnmente conocido como un análisis composicional donde se clasifican las partes SATURADOS, AROMATICOS, RESINAS Y ASFALTENOS. Esta prueba, da en porcentaje en peso la cantidad de saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos dentro del crudo (ver figura 20). Esta información pretende inferir si el crudo presente problemas de depositación de parafinas o asfaltenos. Por otra parte los contenidos de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos reflejan en parte la naturaleza de la materia orgánica de la roca madre, pero principalmente el grado de madurez de crudo y la intensidad de procesos de alteración post-expulsión.

Figura 20. Esquema de componentes del petróleo



Fuente: Adaptado de Refino del petróleo. J. P. Wauquier.

El análisis SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas, Asfaltenos) se realiza normalmente en fracciones pesadas (residuos atmosféricos o de vacío, destilados de vacío) con una doble finalidad:

- ◆ El conocimiento de las cantidades ponderadas de los cuatro tipos compuestos que supone una importante información para su refinación.
- ◆ La preparación de fracciones para realizar un análisis posterior de las mismas: espectrometría de masas para las fracciones valorizables, RMN del protón o del carbono para el conjunto, etc.

El análisis SARA es útil para conocer cual o cuales fracciones pueden precipitar como sólidos orgánicos en el yacimiento en el proceso de producción desde fondo a superficie lo cual causa grandes problemas y obstrucción del flujo.

La cromatografía líquida está precedida por una precipitación de los asfaltenos y después se aplica la cromatografía a los maltenos o resinas. La separación entre hidrocarburos saturados y aromáticos no plantea ningún problema, debido a su diferente carácter químico, el revés de lo que ocurre entre hidrocarburos aromáticos y resinas. En efecto, estas últimas son también muy aromáticas y se distinguen más por su alto contenido en heteroelementos.

En el cromatograma no aparece una división neta entre los aromáticos y resinas. El rendimiento de cada una de las fracciones dependerá de su respectivo volumen en retención, que dependerá a su vez del adsorbente elegido y por el poder de elusión o no eficacia de los disolventes.

Al no disponer actualmente de normas precisas para éste método, existe gran diversidad, así como comparaciones aleatorias entre diferentes laboratorios.

Sin embargo, para un mismo equipo de trabajo y con las variables cromatográficas fijas, los análisis SARA se realizan muy a menudo para caracterizar cargas pesadas o hacer un seguimiento de su conversión.

Sin entrar en detalle del método cromatográfico, se indica solamente que se puede realizar una separación SAR (por eliminación previa de los asfaltenos), mediante una columna mixta de sílice seguida de alúmina. La separación de los hidrocarburos saturados se realiza con n-heptano, la de los hidrocarburos aromáticos con una mezcla 2:1 en volumen de n-heptano y tolueno, y las resinas con una mezcla 1:1:1 de diclorometano, tolueno y metanol.

3 CARACTERIZACIÓN DE GAS

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos livianos en estado gaseoso, que en su mayor parte está constituida por metano y etano y en menor proporción por propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados. Generalmente, esta mezcla contiene impurezas tales como vapor de agua, gas carbónico y nitrógeno.

El conocimiento de las propiedades del gas natural permite entender mejor su comportamiento en los procesos en los que está involucrado. Como consecuencia de ello se mejora el rendimiento de los procesos, la puesta a punto de los equipos y la precisión de las medidas.

La composición del gas, su gravedad específica, su peso molecular y su poder calorífico son diferentes en cada yacimiento. El rango de variación del poder calorífico está entre 900 y 1400 BTU/PC. Está compuesto principalmente por metano en cantidades que comúnmente pueden superar el 90 ó 95% y suele contener otros gases como nitrógeno, etano, CO₂, H₂S, butano, propano, mercaptanos y trazas de hidrocarburos más pesados.

El gas natural se utiliza como materia prima o como combustible en los sectores industrial, petroquímico, termoeléctrico, doméstico, comercial y de transporte terrestre. Sus principales usos por sector se muestran en la tabla 6.

El uso del gas natural como combustible en los anteriores sectores, sustituye energéticos como la electricidad, GLP, ACPM, queroseno, fuel oil, crudos pesados y carbón en el área industrial; y electricidad, GLP, queroseno en el sector doméstico y comercial; y gasolina y diesel en el transporte.

Tabla 6. Usos del gas natural en Colombia

SECTOR	USOS	
Industrial	<ul style="list-style-type: none"> - Refinerías de petróleo - Industria del vidrio - Minas de ferroniquel - Industria alimenticia - Hierro y acero 	<ul style="list-style-type: none"> - Pulpa y papel - Industria del cemento - Cerámica - Industria textil
Petroquímico	<ul style="list-style-type: none"> - Urea - Alcoholes - MTBE - Etileno - ETC 	<ul style="list-style-type: none"> - Nitrato de amonio - Aldehídos - Acetileno - Polietileno
Termoeléctrico	<ul style="list-style-type: none"> Turbogeneradores - Calderas (turbinas a vapor) - Plantas de ciclo combinado 	<ul style="list-style-type: none"> - Plantas de ciclo "STIG" - Plantas de cogeneración - Plantas de trigeneración
Doméstico y comercial	<ul style="list-style-type: none"> - Cocinas - Secadoras de ropa - Refrigeración y acondicionamiento de aire 	<ul style="list-style-type: none"> Calentadores de agua - Calefacción Restaurantes - Hoteles
Transporte	<ul style="list-style-type: none"> - GNV - Gas Natural Vehicular comprimido en reemplazo de gasolina motor. 	

Fuente: www.ecopetrol.com.co

3.1 PROPIEDADES DEL GAS

◆ Composición

La composición del gas natural varía según la zona geográfica, la formación o la reserva de la que es extraído. Los diferentes hidrocarburos que forman el gas natural pueden ser separados utilizando sus propiedades físicas respectivas. En función de su contenido en componentes pesados, el gas es considerado como

rico (cinco o seis galones o más de hidrocarburos extraíbles por pie cúbico) o pobre (menos de un galón de hidrocarburo extraíble por pie cúbico)

El gas natural comercializable se compone casi exclusivamente de metano y de etano, excluyendo las impurezas que como la humedad deben ser removidas del gas natural bruto. El transporte por gasoductos impone a su vez reglas sobre la calidad del gas natural. En cualquier caso, el gas natural debe ser tratado con el fin de eliminar el vapor de agua, los sólidos y los otros contaminantes y separarlo de ciertos hidrocarburos cuyo valor es más elevado como producto separado que como producto mezclado.

La composición de una muestra de gases es, probablemente, el parámetro más importante de la misma. Esta característica es el resultado de la facilidad con que pueden estimarse las distintas propiedades de un gas a partir de su composición, ya sea mediante correlaciones, ecuaciones de estado o cálculo de propiedades aditivas.

Cuando se conoce la composición (mezcla de gases) es posible obtener los siguientes parámetros con razonable exactitud:

- Densidad.
- Viscosidad.
- Poder Calorífico.
- Presión de Rocío.
- etc.

Por esta razón es muy importante que los sistemas de análisis de gases estén adecuadamente calibrados.

◆ Gravedad Específica.

Relación entre el peso específico del aire o gas y el del aire seco a la misma temperatura y presión.

◆ GPM.

Normalmente, cuando se procesa gas en superficie se le remueven hidrocarburos intermedios en forma líquida. Esos líquidos a menudo son llamados productos de planta. Las cantidades de estos productos líquidos que pueden obtenerse, están determinados en galones de líquido por cada mil pies cúbicos estándar de gas procesado, gal/Mscf, o GPM.

Cuando se tiene la composición de gas en libra mol del componente J por libra mol del gas total, esta puede ser llevada a gal/Mscf de la siguiente manera¹⁴:

$$GPM_J = 19,65 * \frac{Y_J M_J}{\rho_{oj}} \frac{gal}{Mscf}$$

GPM: Galones por minuto.

Y_j: fracción molar.

ρ_{oj} : Densidad del componente a condiciones estándares (*lbm / ft³*).

M_j: peso molecular del componente.

◆ Poder calorífico

Energía que se desprende en la combustión completa de la unidad de masa o de volumen del combustible.

¹⁴ GPSA. engineering Data Book. 11th edition. FPS Volumes I % II

El poder calorífico inferior (PCI), se denomina así al poder calorífico cuando el agua resultante de la combustión se supone en estado de vapor con los demás productos de la combustión. Poder calorífico superior (PCS), se denomina al poder calorífico cuando el agua resultante de la combustión se supone líquida (condensada) en los productos de combustión. En los contratos de compra de gas suelen definir el poder calorífico inferior del gas que suele situarse en 950 Btu/scf. Dado que el nitrógeno no tiene un considerable poder calorífico, en algunos casos, cuando el gas no alcanza las mínimas exigencias en cuanto al poder calorífico, se procede a la retirada de este nitrógeno del caudal de gas, este proceso se realiza mediante plantas de baja temperatura o con membranas permeables.

Por tanto la diferencia entre PCS y PCI es igual por definición al calor de condensación del vapor de agua resultante de la combustión del combustible. La relación PCI/PCS depende de la proporción de los elementos carbono e hidrogeno presentes en gas combustible. Para los gases combustibles más usuales el valor de PCI/PCS ronda el valor de 0,9.

Generalmente el valor del gas depende de su poder calorífico, de todas formas si existiera un mercado para el etano, propano, butano, etc., puede ser rentable comprimir estos componentes del gas aunque rebajemos su poder calorífico.

3.2 MUESTREO DE GAS

Para el muestreo de gas es conveniente tener en cuenta los siguientes factores.

Limpieza de los cilindros de muestreo: Hay dos tipos de impurezas que pueden afectar notoriamente la calidad de una muestra de gas, el aire y los hidrocarburos líquidos.

✿ **Presencia de Aire**

La contaminación con aire es un problema de importancia cuando los sistemas de análisis no discriminan entre Nitrógeno y Oxígeno. Como los gases asociados a las mezclas naturales de hidrocarburos no contienen oxígeno libre, en la cromatografía estándar se asume que la señal generada por el oxígeno es parte de la señal correspondiente al nitrógeno. Como resultado la presencia de aire en la muestra puede acarrear una sobre-estimación del contenido de Nitrógeno en la misma.

✿ **Presencia de Hidrocarburos Líquidos**

Si el cilindro de muestreo contiene líquidos hidrocarburos (en general como resultado de muestreos previos y limpieza inadecuada) suelen presentarse dos problemas diferentes.

- Disolución de los componentes pesados del gas en el líquido retenido en el botellón. En este caso se observa una menor proporción de dichos componentes en el análisis de la muestra.
- Vaporización del líquido durante el calentamiento del cilindro. En este caso se observa un exceso de componentes pesados provenientes de la fracción líquida calentada para cumplir las normas de muestreo.

A continuación se mencionan problemas frecuentes relacionados, o no, con las situaciones mencionadas (presencia de distintos tipos de impurezas). También se comentan las posibles soluciones.

- Presencia de oxígeno. En este caso suele asumirse que el oxígeno proviene de una contaminación con aire y se descuenta su contenido y el de nitrógeno asociado. El dato final suele ser representativo.
- Temperaturas de rocío superiores a la de muestreo. En este caso debe suponerse que, por alguna razón, en el cilindro existe una fracción líquida que incrementa la proporción de componentes pesados durante el calentamiento. La solución de este inconveniente requiere un análisis detallado de la secuencia de muestreo y análisis.
- Temperaturas de rocío inferiores a la de muestreo. Si el gas estaba en contacto con líquido a la temperatura de muestreo (caso típico de separadores gas-líquido) esta situación es anómala. En general indica una mala técnica de análisis (sistemas mal calibrados, no calentamiento de los botellones o líneas de conducción, etc.).
- Presencia de componentes no reportados en el informe de laboratorio. Es el caso habitual con el H₂S y otros posibles contaminantes; se debe recurrir a laboratorios que realicen los análisis correspondientes. Muchas veces se deben emplear otros detectores o técnicas complementarias. El contenido de agua más representativo suele obtenerse por cálculo a partir de la medición de la temperatura de rocío de agua en el punto de muestreo. El

contenido de agua en condiciones de reservorio conviene obtenerlo mediante cálculos de equilibrio termodinámico.

3.3 CROMATOGRAFÍA

La cromatografía es, esencialmente, un método físico de separación, en el cual los componentes a separar se distribuyen en dos fases, la fase estacionaria, de gran área superficial y la fase móvil que se hace pasar a lo largo de la fase estacionaria. Los procesos cromatográficos tienen lugar como resultado de repetidas adsorciones y desorciones durante el movimiento de los componentes de la muestra a lo largo de la fase estacionaria, alcanzándose la separación gracias a las diferencias en los coeficientes de distribución de los distintos componentes de la muestra. La cromatografía como técnica analítica instrumental es capaz de proporcionar información tanto cualitativa como cuantitativa acerca de la composición de la mezcla. Además, las especies separadas se pueden caracterizar empleando los detectores apropiados.

En una cromatografía de gas se hace pasar el gas a través de una columna rellena de líquido. A la entrada de la columna se coloca tres compuestos (en estado gaseoso), éstos serán arrastrados por el gas, dependiendo de su coeficiente de reparto irán quedando más o menos tiempo en el líquido, lo que provoca la separación de los tres compuestos, saliendo antes aquel que haya permanecido más tiempo en la fase móvil. A la salida se coloca un aparato que detecta la salida de los componentes.

La velocidad de los componentes de la muestra dependerá entonces de la velocidad que se le da al gas, al que se le llama gas portador y de su naturaleza, así como de la fase estacionaria.

El detector colocado al final de la columna envía una señal que se refleja en forma de picos, cada uno correspondiente a un componente de la muestra. El primer pico que aparece se denomina pico del aire y corresponde a la detección de una cantidad muy pequeña de aire que entra a la columna cuando se introduce la muestra en el cromatógrafo. En muchas ocasiones se toma como punto de referencia. La línea base es la parte del registro que corresponde al gas portador puro, sin compuesto.

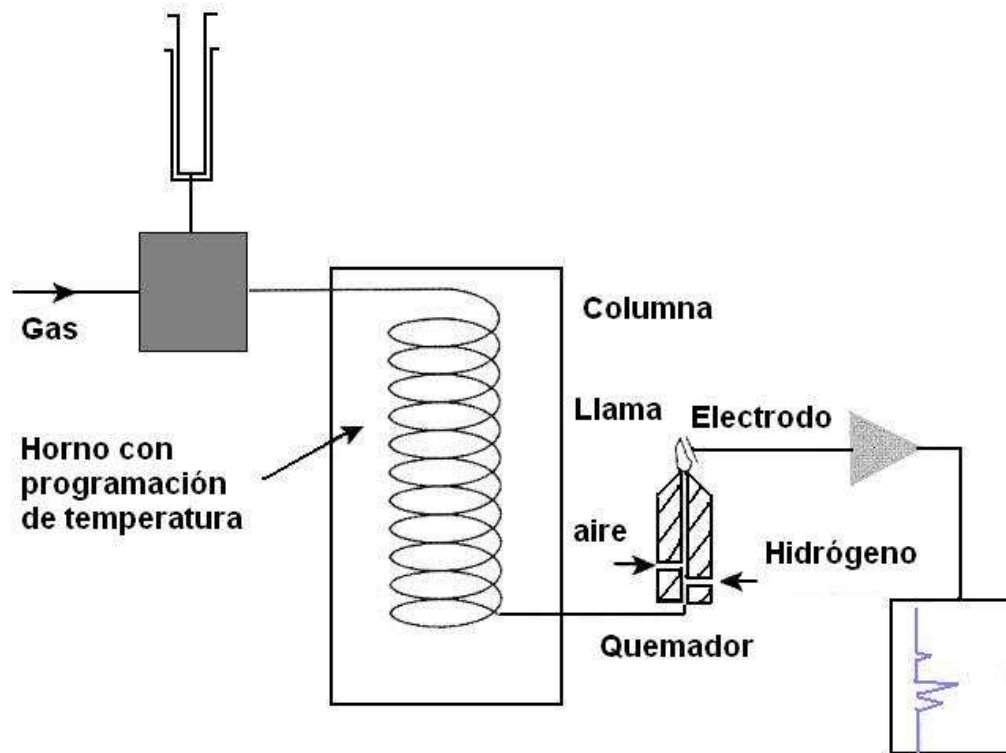
Un **cromatógrafo de gases** consiste en una bombona de gas, que debe ser inerte (Helio (He)). La salida del gas a unas 150-180 atm requiere de una serie de manoreductores (reductores de presión) en todo caso suficiente para que la presión no supere las 4 o 5 atm al llegar a la siguiente pieza, el inyector.

El inyector es el encargado de introducir la muestra en la columna. Hay que reseñar que el volumen muerto del inyector debe ser el menor posible, con el fin de compactar la muestra gaseosa y hacer que entre en la columna posible, para así lograr una separación mucho más exacta.

La columna puede ser de vidrio, pero se confecciona más habitualmente de otros materiales (cobre, aluminio, acero inoxidable). Esta se encuentra dentro de una cavidad denominada horno, cuya función consiste en mantener la temperatura deseada, que dependiendo del programa puede permanecer constante, o varíen de una forma u otra con el tiempo (ver figura 21).

A la salida de la columna se encuentra el detector el encargado de mostrar la salida de los componentes, normalmente en gráficas en forma de picos. A él se conectan dos bombonas de gas, una de H₂ y otra de aire.

Figura 21. Esquema de Cromatógrafo de gás.



Fuente: Refino del petróleo

4 CARACTERIZACIÓN DE AGUA

En los campos maduros a menudo el agua impulsa la producción primaria e interviene en la producción secundaria, este de agua representa un pasivo y un costo significativo para las compañías productoras de petróleo y gas.

El agua de un campo petrolero puede tener básicamente dos destinos finales, el vertimiento en afluentes de agua o para la reinyección en procesos de recuperación secundaria. El análisis de las propiedades del agua es importante para determinar el cumplimiento con la normatividad ambiental, específicamente con el decreto 1594 de 1984 (Usos del agua y residuos líquidos) donde se establecen los criterios mínimos para el vertimiento del agua a afluentes con el objetivo de brindar protección del medio ambiente en Colombia.

4.1 PROPIEDADES DEL AGUA

Algunas de las propiedades que deben ser medidos y controlados para el propósito anteriormente descrito son las siguientes¹⁵:

◆ **Sabor.** Compuestos químicos presentes en el agua como los fenoles, diversos hidrocarburos, cloro, materias orgánicas que pueden dar olores y sabores muy fuertes al agua, aunque estén en muy pequeñas concentraciones.

¹⁵ Manual de Campo Interinstitucional para la Recolección de Datos sobre la Calidad del Agua U.S. Geological Survey.

- ◆ **Color.** El agua no contaminada suele tener ligeros colores rojizos, pardos, amarillentos o verdosos. Las aguas contaminadas pueden tener muy diversos colores pero, en general, no se pueden establecer relaciones claras entre el color y el tipo de contaminación.

- ◆ **Turbidez.** Se debe a la presencia de materias en suspensión finamente divididas.

- ◆ **pH.** El agua de los yacimientos tiene un pH entre 4 y 8. Tanto el H₂S como el CO₂ son gases ácidos, así que ellos tienden a bajar el pH del agua (hacerla mas ácida) cuándo estos se encuentran disueltos en ella. Estos compuestos ionizan a un cierto grado cuando se disuelven y el pH ayuda a determinar el grado de ionización. Esto es importante para predecir el efecto de corrosión y la suspensión de sólidos.

- ◆ **Volumen de sólidos suspendidos.** La cantidad de sólidos puede ser filtrada desde un volumen de agua dado, usando una membrana de filtro. Es una base para estimar la tendencia de taponamiento del agua. Un tamaño de poro del filtro usado comúnmente es de 0.5 μm .

- ◆ **Distribución del tamaño de partículas.** El conocimiento de la distribución del tamaño de partículas puede ser muy útil en la determinación de la selección para la filtración y el filtro.

- ◆ **Cationes**
 - **Calcio.** El ion calcio es el mayor constituyente de las salmueras de los campos y puede usarse tan alto como 30000 mg/l aunque esta concentración es normalmente baja. El ion calcio es de gran

importancia debido a que fácilmente combina con los iones sulfatos y carbonatos y precipita para formar scales o sólidos suspendidos.

- **Magnesio.** El ion magnesio usualmente esta presente en concentraciones mas bajas que el calcio. Sin embargo, el problema resultante es el mismo que con el calcio.
- **Sodio.** Es el mayor constituyente de las aguas de los campos, pero normalmente no causa ningún problema, con la única excepción de la precipitación de NaCl desde salmueras extremadamente saladas.
- **Hierro.** El contenido natural de hierro del agua natural de formación normalmente es bastante bajo y su presencia usualmente indica corrosión. Este puede estar presente en soluciones como iones Fe^{+++} (férrico) o Fe^{++} (ferroso), o puede estar en suspensión como un precipitado del un compuesto del hierro.
- **Bario.** El bario es importante principalmente por su habilidad de combinarse con el sulfato de hierro para formar sulfato de bario, el cual es extremadamente insoluble; incluso en pequeñas cantidades pueden presentarse problemas severos.
- **Estroncio.** Como el bario y el calcio, el estroncio puede combinarse con el sulfato de hierro para formar el insoluble sulfato de estroncio..

◆ Aniones

- **Cloro.** El ion cloro es casi siempre el mayor anión producido en salmueras y usualmente esta presente en altos contenidos en el

agua fresca. La mayor fuente del ion cloro es el NaCl, por lo tanto la concentración de este ión es usada como una medida de la salinidad del agua. El principal problema asociado con el ion cloro es que la corrosividad del agua incrementa cuando esta se hace mas salada.

- **Carbonato y bicarbonato.** Estos iones son importantes ya que pueden formar sólidos insolubles. La concentración de ion carbonato es algunas veces llamado fenolftaleina alcalina y representan fuentes de alcalinidad.
 - **Sulfato.** El ion sulfato es un problema porque tiene habilidad para reaccionar con el calcio, bario y estroncio para formar sólidos insolubles
-
- ◆ **Temperatura.** El aumento de temperatura disminuye la solubilidad de gases (oxígeno) y aumenta, en general, la de las sales. Este factor aumenta la velocidad de las reacciones del metabolismo, acelerando la putrefacción y afecta a la vida de los organismos
 - ◆ **DBO5.** Es la cantidad de oxígeno disuelto requerido por los microorganismos para la oxidación aerobia de la materia orgánica biodegradable presente en el agua.
 - ◆ **DQO.** Es la cantidad de oxígeno que se necesita para oxidar los materiales contenidos en el agua con un oxidante químico (normalmente dicromato potásico en medio ácido).

4.2 MUESTREO DE AGUA

Para dar un adecuado manejo y disposición final al agua es determinante hacer un buen muestreo y hallar su composición. Un análisis químico preciso de la muestra de agua seguida por una apropiada evaluación de los problemas indicados por el análisis es útil si la muestra de agua es representativa.

La selección de los recipientes y los volúmenes de las muestras depende de los análisis que se van a efectuar, no obstante se debe tener presente que mínimo 200ml. Así mismo, deben emplear frascos de vidrio esterilizados y limpios con tapas de rosca, el cuello del frasco se protege de la contaminación cubriéndolo adecuadamente con papel especial o una hoja de aluminio. También se pueden usar frascos de polipropileno que soporten la temperatura.

Las propiedades del agua que pueden variar rápidamente luego del muestreo, son el pH, temperatura, contenido de gas disuelto, sólidos suspendidos y población de bacterias. Esto significa que muchas de las propiedades de interés se deben medir haciendo las pruebas en el lugar del muestreo. Por lo tanto, un análisis completo de agua, incluye tanto los análisis de laboratorio como los de campo.

En el caso de un Campo maduro el punto de muestreo es donde se reúnen las aguas de producción, es decir en el tanque de almacenamiento o en los separadores, si son varios, se debe tomar la muestra de agua final que va a ser vertida.

4.3 NORMATIVIDAD AMBIENTAL PARA EL VERTIMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN DE POZOS

En el artículo 72 del decreto 1594 de 1984 del Ministerio del medio ambiente se nombran las normas que se deben cumplir para todo vertimiento de agua residual.

Los criterios de calidad señalados en dicho artículo constituyen disposiciones básicas iniciales, sin embargo el Ministerio de Salud con fundamento al artículo 7 de la Ley 9 de 1979 pueden modificar, restringir, incluir o ampliar las normas de vertimiento y criterios de calidad siguiendo los procedimientos señalados en este decreto. (Parámetros generales tabla 7)

Tabla 7. Normatividad ambiental.

REFERENCIA	NIVEL DE APROBACIÓN
pH	5-9
Temperatura	< 40° C
Material flotante	Ausente
Grasas y aceites	Remoción >80% en carga
Sólidos suspendidos	Remoción >80% en carga
Demanda bioquímica de oxígeno.	Remoción >80% en carga

Fuente: Decreto 1594 de 1984

Las concentraciones para el control de la carga de las sustancias de interés (tabla 8) son:

Tabla 8. Normatividad ambiental- Análisis fisicoquímico del agua

SUSTANCIA	EXPRESADA COMO	CONCENTRACIÓN (mg/L)
Arsénico	As	0.5
Bario	Ba	5.0
Cadmio	Cd	0.1
Cobre	Cu	3.0
Cromo	Cr ⁺⁶	0.5
Compuestos Fenólicos	Fenol	0.2
Mercurio	Hg	0.02
Níquel	Ni	2.0
Plata	Ag	0.5
Plomo	Pb	0.5
Selenio	Se	0.5
Cianuro	CN-	1.0
Difenil policlorados	Concentración Agente activo	No detectable
Mercurio orgánico	Hg	No detectable
Tricloroetileno	Tricloroetileno	1.0
Cloroformo	Extracto Carbón Cloroformo (ECC)	1.0
Tetracloruro de carbono	Tetracloruro de Carbono	1.0
Dicloroetileno	Dicloroetileno	1.0
Sulfuro de Carbono	Sulfuro de Carbono	1.0
Otros compuestos organoclorados, cada variedad	Concentración de agente activo	0.05
Compuestos organofosforados cada variedad	Concentración de agente activo	0.1
Carbamatos		0.1

Fuente: Decreto 1594 de 1984

5 PROCEDIMIENTOS METODOLÓGICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS

Identificar y evaluar las características de los fluidos producidos en los yacimientos petrolíferos permitirá comprender la naturaleza de los hidrocarburos y el agua asociada a ellos, definir los tratamientos correspondientes para un óptimo aprovechamiento y evaluar el impacto ambiental que puedan ocasionar.

La caracterización de fluidos es un procedimiento que debe realizarse periódicamente, pues las propiedades de los fluidos no son estáticas. Esto tiene implicaciones en el proceso de extracción, tratamiento y de transporte de los fluidos (crudo, gas y agua) en un campo petrolero, más en un campo maduro, en el cual es muy probable que falte información, ya sea porque no es confiable o porque no se realizaron estudios completos del yacimiento durante la vida productiva.

En un campo maduro la gerencia está enfocada en la reactivación de pozos o de aumentar el factor de recobro, entre otros factores, para esto es necesario contar con una información básica que facilite la implementación de nuevas tecnologías, para hacer de un campo maduro un buen negocio.

Se ha encontrado que existen seis etapas fundamentales para la caracterización de fluidos, tanto para crudo, gas y agua, como se muestra en la figura 22.

Cada etapa varía por el procedimiento que se lleva a cabo, sin embargo para cada una existen normas estandarizadas (ASTM, API o EI STANDARD METHODS) para que los resultados obtenidos tengan representatividad y que adicionalmente

impliquen un lenguaje común o universal entre quienes generan la información y quienes la evalúan y la aplican.

En la etapa 1 se inicia el proceso analítico, se debe identificar para qué se quiere analizar el crudo, también es importante planificar como se va a utilizar la información obtenida, definir la profundidad del estudio (detalle información) y las limitaciones de las técnicas de análisis.

La caracterización de fluidos en un campo maduro se debe realizar como paso previo, para hacer reacondicionamiento de facilidades de superficie, información para el hallazgo, causa y consecuencias de problemas operacionales, para identificar si es necesario realizar cambios en el tratamiento y procesamiento de fluidos, para cumplimiento de norma ambiental en el vertimiento de agua entre otras, dependiendo de esto se definen que propiedades deben ser medidas, se puede hacer una caracterización tipo 1, 2 o 3, dependiendo de la profundidad del estudio.

En la etapa 2 se calcula el número de pozos de los cuales se debe tomar una muestra de fluidos (ver sección 5.1.2), para poder hacer inferencia de todo el yacimiento o población; para estos existen métodos probabilísticos (ver sección 5.1.3) o no probabilísticos (ver sección 5.1.4) caso en el que influyen criterios de ingeniería para la selección sin perder la objetividad representatividad del estudio.

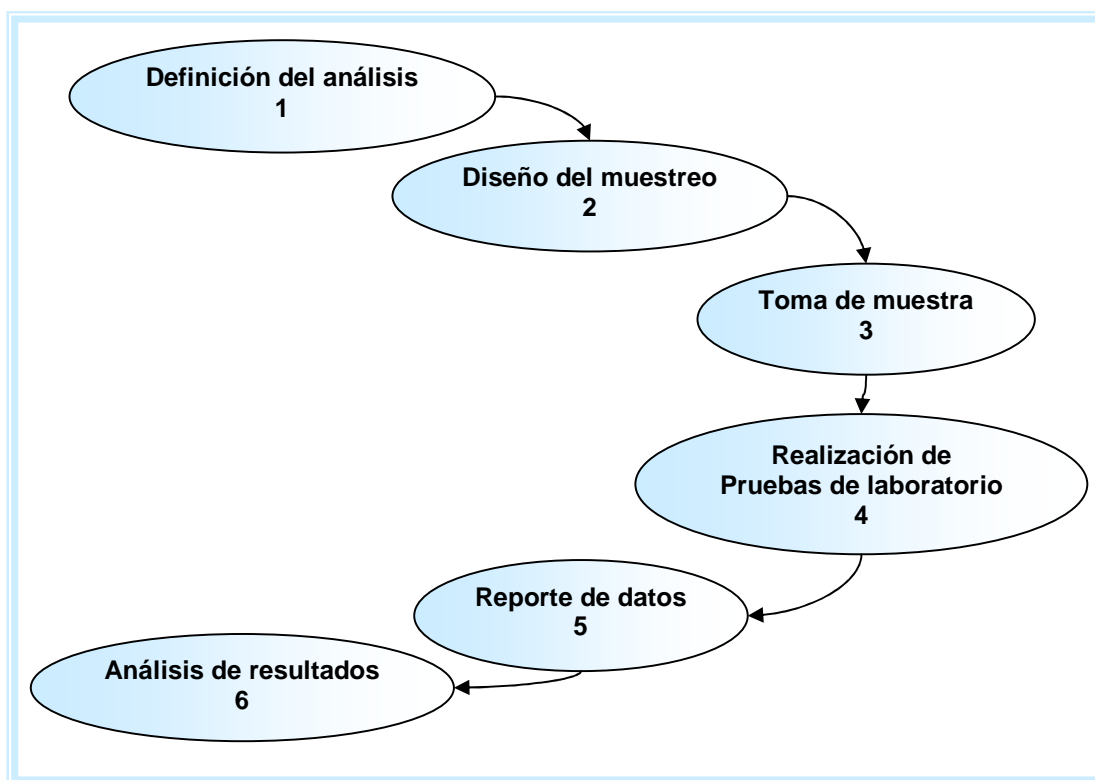
En la etapa 3 se define el procedimiento para la toma de muestra del fluido, la cual puede ser en superficie o de fondo, y depende de las etapas iniciales, si se requiere crudo muerto o vivo (Ver sección 2.6)

En la etapa 4 se realizan las pruebas de laboratorio siguiendo normas estandarizadas, es importante que en pruebas como el SARA no se realicen

comparaciones de datos obtenidos de diferentes laboratorios y mas aún si se han realizado procedimientos diferentes.

Las dos últimas etapas (5 y 6) son reporte de datos y análisis de los resultados, se hacen las conclusiones, recomendaciones y posibles comparaciones con otros campos.

Figura 22. Etapas caracterización de fluidos



Fuente: autores del proyecto

5.1 CONCEPTOS GENERALES DE MUESTREO

5.1.1 Teoría básica del muestreo

Una parte fundamental para realizar un estudio estadístico de cualquier tipo es obtener resultados confiables y que puedan ser aplicables. Resulta casi imposible o impráctico llevar a cabo algunos estudios sobre toda una población, por lo que la solución es llevarlo a cabo tomando una parte de ella, denominada muestra.

Sin embargo, para que los estudios tengan la validez y confiabilidad buscada, es necesario que tal subconjunto de datos, o muestra, posea algunas características específicas que permitan generalizar los resultados hacia toda la población. Esas características tienen que ver principalmente con el tamaño de la muestra y con la manera de obtenerla.

Los autores Wonnacott y Wonnacott ofrecen las siguientes razones adicionales sobre la importancia de tomar una muestra:

- Recursos limitados. Es decir, no existen los recursos humanos, materiales o económicos para realizar el estudio sobre el total de la población.
- Escasez. Es el caso en que se dispone de una sola muestra.
- Pruebas destructivas. Es el caso en el que realizar el estudio sobre toda la población llevaría a la destrucción misma de la población.
- El muestreo puede ser más exacto. Esto es en el caso en el que el estudio sobre la población total puede causar errores por su tamaño o, en el caso de los censos, que sea necesario utilizar personal no capacitado

suficientemente; mientras que, por otro lado, el estudio sobre una muestra podría ser realizada con menos personal pero más capacitado.¹⁶

5.1.2 Tamaño de la muestra

Para calcular el tamaño de una muestra hay que tomar en cuenta tres factores:

1. El porcentaje de confianza con el cual se quiere generalizar los datos desde la muestra hacia la población total.
2. El porcentaje de error que se pretende aceptar al momento de hacer la generalización.
3. El nivel de variabilidad que se calcula para comprobar la hipótesis.

La confianza o el porcentaje de confianza es el porcentaje de seguridad que existe para generalizar los resultados obtenidos. Esto quiere decir que un porcentaje del 100% equivale a decir que no existe ninguna duda para generalizar tales resultados, pero también implica estudiar a la totalidad de los casos de la población.

Para evitar un costo muy alto para el estudio o a que en ocasiones llega a ser prácticamente imposible el estudio de todos los casos, entonces se busca un porcentaje de confianza menor. Comúnmente en las investigaciones sociales se busca un 95%.

El error o porcentaje de error equivale a elegir una probabilidad de aceptar una hipótesis que sea falsa como si fuera verdadera, o la inversa: rechazar la hipótesis

¹⁶ Wonnacott, Thomas H. y Ronald J. Wonnacott (1998) *Introducción a la estadística*. Limusa/IPN. México. (Colección "Textos Politécnicos", serie Matemáticas.)

verdadera por considerarla falsa. Al igual que en el caso de la confianza, si se quiere eliminar el riesgo del error y considerarlo como 0%, entonces la muestra es del mismo tamaño que la población, por lo que conviene correr un cierto riesgo de equivocarse.

Comúnmente se aceptan entre el 4% y el 6% como error, tomando en cuenta de que no son complementarios la confianza y el error.

La variabilidad es la probabilidad (o porcentaje) con que se aceptó y se rechazó la hipótesis que se quiere investigar en alguna investigación anterior o en un ensayo previo a la investigación actual. El porcentaje con que se aceptó tal hipótesis se denomina variabilidad positiva y se denota por p , y el porcentaje con el que se rechazó la hipótesis es la variabilidad negativa, denotada por q .

Hay que considerar que p y q son complementarios, es decir, que su suma es igual a la unidad: $p+q=1$. Además, cuando se habla de la máxima variabilidad, en el caso de no existir antecedentes sobre la investigación (no hay otras o no se pudo aplicar una prueba previa), entonces los valores de variabilidad es $p=q=0.5$.

Una vez que se han determinado estos tres factores, entonces se puede calcular el tamaño de la muestra como se expone continuación.

Hablando de una población de alrededor de 10,000 casos, o mínimamente esa cantidad, se puede pensar en la manera de calcular el tamaño de la muestra a través de las siguientes fórmulas. Hay que mencionar que estas fórmulas se pueden aplicar de manera aceptable pensando en instrumentos que no incluyan preguntas abiertas y que sean un total de alrededor de 30.

Se presentan dos fórmulas, siendo la primera la que se aplica en el caso de que no se conozca con precisión el tamaño de la población, y es:

$$n = \frac{Z^2 pq}{E^2}$$

Donde:

n : es el tamaño de la muestra

Z : es el nivel de confianza

p : es la variabilidad positiva

q : es la variabilidad negativa

E : es la precisión o error

Hay que tomar nota de que debido a que la variabilidad y el error se pueden expresar por medio de porcentajes, hay que convertir todos esos valores a proporciones en el caso necesario.

También hay que tomar en cuenta que el nivel de confianza no es ni un porcentaje, ni la proporción que le correspondería, a pesar de que se expresa en términos de porcentajes. El nivel de confianza se obtiene a partir de la distribución normal estándar, pues la proporción correspondiente al porcentaje de confianza es el área simétrica bajo la curva normal que se toma como la confianza, y la intención es buscar el valor Z de la variable aleatoria que corresponda a tal área

En el caso de que sí se conozca el tamaño de la población entonces se aplica la siguiente expresión:

$$n = \frac{Z^2 pqN}{NE^2 + Z^2 pq}$$

Donde:

n : tamaño de la muestra

Z : nivel de confianza

p : variabilidad positiva
 q : variabilidad negativa
 N : tamaño de la población
 E : precisión o el error

La ventaja sobre la primera expresión es que al conocer exactamente el tamaño de la población, el tamaño de la muestra resulta con mayor precisión y se puede incluso ahorrar recursos y tiempo para la aplicación y desarrollo de una investigación.

5.1.3 Muestreo probabilístico (técnica muestreo 1)¹⁷

Una vez se han especificado la población objetivo y las características, se enfoca la atención en seleccionar un método para obtener una muestra que será representativa de toda la población en cuanto concierne a la característica de particular interés. Para emplear correctamente los métodos estadísticos de deducir inferencias sobre una población a partir de una muestra, es esencial que la aleatoriedad en el proceso de selección sea de forma explícita. Específicamente, antes de que se haga la elección a partir de la estructura, el método de selección debería especificar la probabilidad de que cualquier miembro particular o grupo de miembros sea incluido en la muestra. Todos los métodos de muestreo que satisfacen este criterio son llamados muestreos probabilísticos. Las probabilidades conocidas de las unidades de ser incluidas en la muestra permiten determinar estimativos puntuales e intervalos de confianza para el valor de una cantidad (parámetro) de la población.

Los muestreos probabilísticos pueden ser con o sin reemplazo.

¹⁷ Probabilidad y Estadística Aplicada a la Ingeniería, Douglas C. Montgomery. Mc Graw Hill, Mexico 1996

Los *muestreos con reemplazo* son aquellos en los que una vez que ha sido seleccionado un individuo (y estudiado) se le toma en cuenta nuevamente al elegir el siguiente individuo a ser estudiado. En este caso cada una de las observaciones permanece independiente de las demás, pero con poblaciones pequeñas. Tal procedimiento debe ser considerado ante la posibilidad de repetir observaciones. En el caso de poblaciones grandes no importa tal proceder, pues no afecta sustancialmente una repetición a las frecuencias relativas.

Los *muestreos sin reemplazo* son los que una vez que se ha tomado en cuenta un individuo para formar parte de la muestra, no se le vuelve a tomar en cuenta nuevamente. En este caso, y hablando específicamente para el caso de poblaciones pequeñas, las observaciones son dependientes entre sí, pues al no tomar en cuenta nuevamente el individuo se altera la probabilidad para la selección de otro individuo de la población. Para el caso de las poblaciones dicha probabilidad para la selección de un individuo se mantiene prácticamente igual, por lo que se puede decir que existe independencia en las observaciones.¹⁸

Las técnicas de muestreo probabilístico que se mencionarán serán básicamente cuatro: aleatorio simple, aleatorio estratificado, sistemático y por conglomerados.

- **Muestreo aleatorio simple**

En este muestreo todos los individuos tienen la **misma probabilidad** de ser seleccionados. La selección de la muestra puede realizarse a través de cualquier mecanismo probabilístico en el que todos los elementos tengan las mismas opciones de salir.

¹⁸ Freund, John E. y Gary A. Simon. *Estadística elemental*. Prentice-Hall Hispanoamericana, SA. México, 1994. (8ª edición.)

Es el procedimiento probabilístico de selección de muestras más sencillo y conocido, no obstante, en la práctica es difícil de realizar debido a que requiere de un marco muestral o muestra que represente toda la población y en muchos casos no es posible obtenerlo. Puede ser útil cuando las poblaciones son pequeñas y por lo tanto, se cuenta con listados. Cuando las poblaciones son grandes, se prefiere el muestreo en etapas. Se utiliza ampliamente en los estudios experimentales, además, de ser un procedimiento básico como componente de métodos más complejos (muestreo estratificado y en etapas).

Para él calculo muestral, se requiere de: El tamaño poblacional, si ésta es finita, del error admisible y de la estimación de la varianza.

- **Muestreo aleatorio estratificado**

Es frecuente que cuando se realiza un estudio interese observar una serie de **subpoblaciones (estratos)** en la población, siendo importante que en la muestra haya representación de todos y cada uno de los estratos considerados. El muestreo aleatorio simple no nos garantiza que tal cosa ocurra. Para evitar esto, se saca una muestra de cada uno de los estratos.

Hay dos conceptos básicos:

- **Estratificación:** El criterio a seguir en la formación de los estratos será formarlos de tal manera que haya la máxima homogeneidad en relación a la variable a estudio dentro de cada estrato y la máxima heterogeneidad entre los estratos.

- **Afijación:** Reparto del tamaño de la muestra en los diferentes estratos o subpoblaciones. Existen varios criterios de afijación entre los que destacamos:
 - **Afijación igual:** Todos los estratos tienen el mismo número de elementos en la muestra.
 - **Afijación proporcional:** Cada estrato tiene un número de elementos en la muestra proporcional a su tamaño.

- **Muestreo sistemático**

Una muestra sistemática es obtenida cuando los elementos son seleccionados en una manera ordenada. La selección depende del número de elementos incluidos en la población y del tamaño de la muestra. Primero el número de elementos en la población es dividido por el número deseado en la muestra. El cociente indicará si cada décimo, cada onceavo, o cada centésimo elemento en la población va a ser seleccionado.

El primer elemento de la muestra es seleccionado al azar. Por lo tanto, una muestra sistemática puede dar la misma precisión de estimación acerca de la población, que una muestra aleatoria simple cuando los elementos en la población están ordenados al azar.

- **Muestreo polietápico o por conglomerados**

Para obtener una muestra de conglomerados, primero se debe dividir la población en grupos que son convenientes para el muestreo. En seguida, seleccionar una porción de los grupos al azar o por un método sistemático. Finalmente, tomar todos los elementos o parte de ellos al azar o por un método sistemático de los

grupos seleccionados para obtener una muestra. Bajo este método, aunque no todos los grupos son muestreados, cada grupo tiene una igual probabilidad de ser seleccionado.

Una muestra de conglomerados, usualmente produce un mayor error muestral (por lo tanto, da menor precisión de las estimaciones acerca de la población) que una muestra aleatoria simple del mismo tamaño. Los elementos individuales dentro de cada "conglomerado" tienden a ser iguales. La variación entre los elementos obtenidos de las áreas seleccionadas es, por lo tanto, frecuentemente mayor que la obtenida si la población entera es muestreada mediante muestreo aleatorio simple. Esta debilidad puede reducirse cuando se incrementa el tamaño de la muestra de área.

5.1.4 Muestreo no probabilístico- (técnica de muestreo 2)

En ocasiones, para estudios exploratorios, el muestreo probabilístico resulta excesivamente costoso y se acude a métodos no probabilísticos, aun siendo conscientes de que no sirven para realizar generalizaciones, pues no se tiene certeza de que la muestra extraída sea representativa, ya que no todos los sujetos de la población tienen la misma probabilidad de ser elegidos. En general se seleccionan a los sujetos siguiendo determinados criterios procurando que la muestra sea representativa.

En algunas circunstancias los métodos estadísticos permiten resolver los problemas de representatividad aun en situaciones de muestreo no probabilístico, por ejemplo los estudios de caso-control, donde los casos no son seleccionados aleatoriamente de la población.

Este muestreo hace útil cuando:

- Se quiere cualificar
- Todos los casos no tiene la misma probabilidad de ser seleccionados para la muestra.
- El investigador elige los casos que más le interesan para una información más rica.
- Requiere un conocimiento elevado de la población
- Permite hacer inferencias lógicas

Tipos

- **Muestreo de conveniencia (FORTUITO O ACCIDENTAL)**

El investigador selecciona aquellos casos que le están más disponibles. Los resultados que se obtengan no podrán generalizarse más allá de los individuos que componen la muestra, al igual que las conclusiones.

- **Muestreo por cuotas**

Es una serie bastante amplia de variantes la mayoría de las cuales se asemeja bastante a una muestra aleatoria estratificada con afijación proporcional. Todo muestreo por cuotas rompe el proceso de aleatoriedad en la fase de extracción del elemento muestral.

PASOS

- Se seleccionan de unas características de control, se escogen porque se considera que están relacionadas con la variable a investigar. Se emplean para estratificar la población y determinar que proporción de ellas tiene cada estrato.
- Se adopta una representación general de cada estrato en la muestra final.
- Se selecciona el candidato a muestreo con las características que deben reunir de acuerdo con las variables de control que se emplearon para estratificar al población y fijar la muestra.

Este método asume que una muestra que se parece a la población con respecto a características importantes, lo hará de igual forma respecto a las demás que se quieren estudiar (una asunción bastante arriesgada)

Ventajas del muestreo por cuotas

- Bajo costo.
- Asegura la heterogeneidad y proporcionalidad de la muestra

Inconvenientes del muestreo por cuotas

- Dificultad de diseñar un sistema de estratificación para construir las cuotas que considere más de tres variables de control.

Son muchas las estrategias para reducir los sesgos al seleccionar candidatos de muestra. Una de las opciones es llevar a cabo un muestreo probabilístico polietápico con cluster, seleccionando a las muestras mediante cuotas en la última etapa.

- MUESTREO INTENCIONAL

El muestreo intencional constituye una estrategia no probabilística válida para la recolección de datos, en especial para muestras pequeñas y muy específicas.¹⁹

Existe diversidad de muestreos intencionales clasificados de la siguiente manera:

TIPOS

Muestreo de casos extremos: seleccionar sólo aquellos casos cuyos valores se encuentren en el extremo del rango de una variable

Muestreo de casos poco usuales: Seleccionar aquellos elementos cuyos valores en el rango de una variable son poco frecuentes

Muestreo de casos con máxima variación: pretende construir una muestra lo más heterogénea posible. Esto en muestras pequeñas representa un problema, se convierte en este tipo de muestreo en una potencialidad

Muestreo de subgrupos homogéneos: Escoger una muestra pequeña lo más homogénea posible, si surge la necesidad de recoger información sobre uno o varios grupos.

Muestreos con informantes estratégicos: Este tipo de muestreo es un compuesto del homogéneo y del estructural, y parte de que el conocimiento y la información están desigualmente distribuidos.

Muestreo de criterio: Selecciona para su estudio a aquellos casos que se ajustan a algún criterio predeterminado.

¹⁹ Spiegel, M.R. *Estadística*. McGraw-Hill. México. (Serie Schaum.)

Muestreo de casos críticos: Trata casos que en relación al tema de estudio, pueden servir de referencia lógica para el resto de la población o parte de ella. Estos muestreos hacen posible las generalizaciones lógicas derivadas del peso de la evidencia que puede llegar a producir incluso un solo caso

Muestreo de casos confirmatorios y contradictorios: Es interesante cuando la investigación está avanzada, ya que muestrea específicamente en busca de casos que sirvan para confirmar o contradecir el trabajo que se ha efectuado.

5.1.5 Criterios de ingeniería

El muestreo probabilístico tiene algunas limitaciones, en caso que se requiera hacer inferencias sobre todo el yacimiento en un campo maduro, ya que por lo general no se pueden obtener muestras de fluidos de todos los pozos que se requieren para que el muestreo sea representativo. En este caso se tiene que hacer descarte de estos pozos si se encuentran inactivos o se presenta alguna de las siguientes situaciones:

- Limitaciones para el uso de herramientas para la operación de muestreo
- Taponamiento por depositación de orgánicos en el pozo o en superficie.
- Pozo no fluye en superficie
- Acceso difícil al punto de muestreo
- Limitaciones económicas
- Estado irregular de válvula toma muestra en cabeza de pozo.
- Mal estado de las facilidades de superficie

Ante esta situación se debe recurrir a la técnica de muestreo no probabilístico, por tanto no se podrán hacer generalizaciones del yacimiento, pero se llegarán a

inferencias específicas, que igualmente serán valiosas para el desarrollo del campo.

5.2 PROCEDIMIENTOS METODOLÓGICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE CRUDO

A continuación se plantean los procedimientos metodológicos para la caracterización de crudo, cada una de las etapas son fundamentales para obtener datos representativos de las propiedades de este fluido en un yacimiento.

Aunque muchas propiedades y procedimientos han sido normalizados para efecto de valorización y comercialización, no existe un procedimiento único o universal de identificación o clasificación. Es decir el procedimiento se establece a partir de las necesidades emanadas de su uso, sin embargo en este proyecto se plantea un sistema de procedimientos (figura 23) el cual es mostrado en la herramienta dinámica anexa a este proyecto.

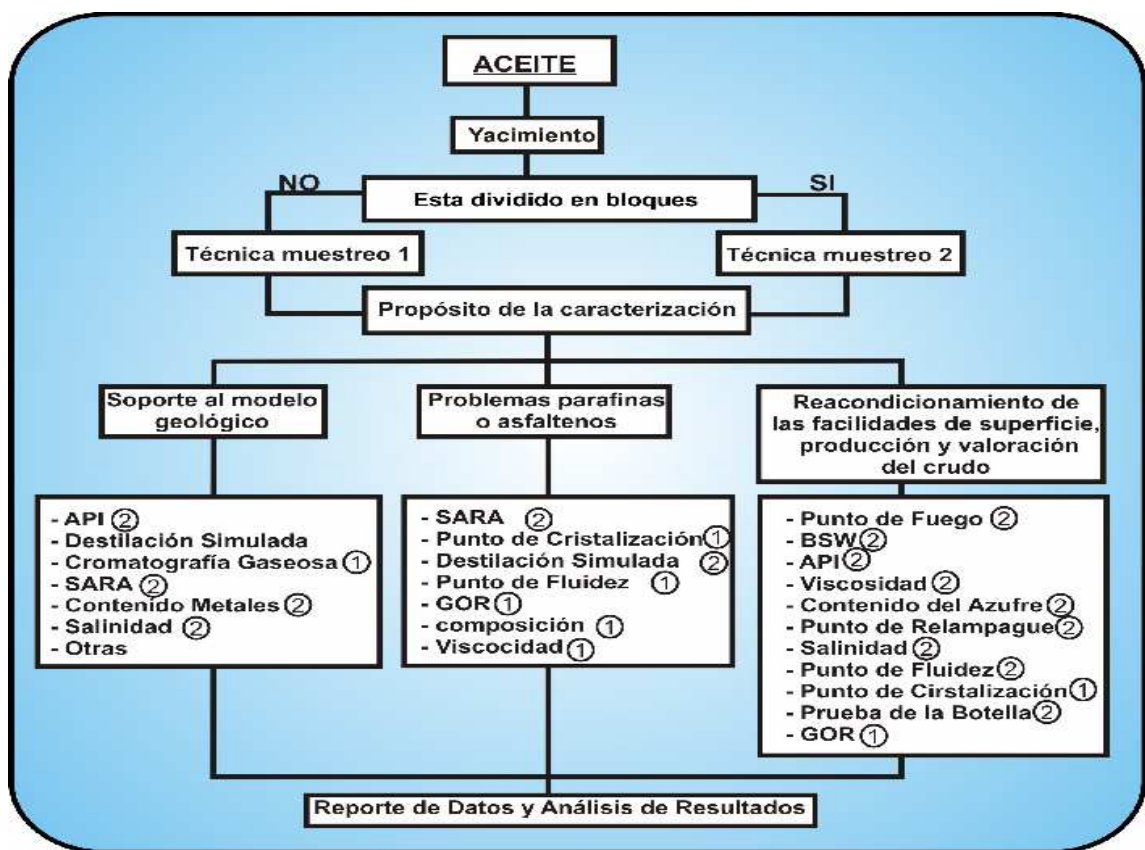
La etapa inicial en este diagrama de flujo indica que es necesario conocer la información del yacimiento, hacer un estudio previo para identificar con que se cuenta y qué se necesita. Existen métodos de muestreo para organizar dicha información y poder hacer un estudio estadístico para seleccionar los pozos candidatos a obtener muestras representativas del fluido.

Dependiendo del yacimiento y de su condición, se selecciona alguna técnica de muestreo, es decir, probabilístico o no probabilístico (ver sección 5.1.1), luego se calcula el tamaño de la muestra (ver teoría 5.1.2). Es una ecuación sencilla, que se aplica cuando se conoce la población, en este caso, donde por lo general se conocerá el número de pozos, y las condiciones de cada uno de ellos. En caso de

utilizar la técnica de no probabilístico se debe observar que limita el muestreo y se deben utilizar los criterios de ingeniería (ver sección 5.1.5)

Luego se define el propósito de realizar una campaña para la obtención de fluidos. Se plantean tres ítems, los cuales indican una serie de pruebas, en cada una se indica el tipo de fluido que es adecuado muestrear para realizar dicha prueba de laboratorio (ver figura 23 y 24).

Figura 23. Diagrama de flujo para caracterización de crudos.

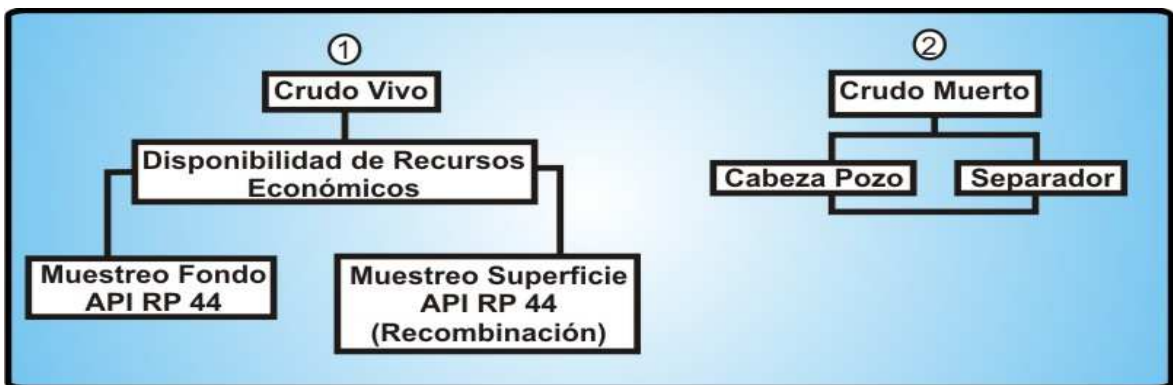


Fuente: autores del proyecto

El muestreo de fluidos y las pruebas de laboratorio se realizan bajo normas estandarizadas, se hace la reproducibilidad y repetibilidad que indica cada

procedimiento según la norma. En cuanto al muestreo se utiliza la norma API RP 44 y para la realización de las pruebas de laboratorio se utilizan normas ASTM, las cuales en la metodología presentada de forma dinámica se puede observar el principio y el procedimiento global, para conocer el proceso en forma detallada revisar la norma.

Figura 24. Diagrama para toma de muestra de crudo vivo o muerto.



Fuente autores del proyecto

5.3 PROCEDIMIENTOS METODOLÓGICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE AGUA

Los procedimientos para la caracterización del agua dependen del uso que se le va a dar. En un campo petrolero se puede pensar en procesos de recobro como la inyección de agua y en el caso en que no sea viable se tiene que hacer un análisis de ésta para su vertimiento, para lo cual existe una normatividad ambiental con límites permisibles en las propiedades fisicoquímicas del agua para la protección del medio ambiente (ver sección 4.3).

El desarrollo de éstos procedimientos estarán concentrados en la obtención de muestras representativas de agua para dar cumplimiento a la normatividad y las

pruebas de laboratorio se realizan bajo métodos estándares, en el diagrama de flujo corresponde a lo que se observar en el segundo recuadro de la figura 25.

Al igual que la caracterización de crudos, el diseño del muestreo se realiza con el fin de asegurar la obtención de información relevante de acuerdo a los objetivos enmarcados en cada una de las fases de investigación con una fiabilidad conocida, sin embargo este tipo de muestreo se realiza en el separador, así que todo esto se resumen en el tipo de muestreo no probabilístico (ver sección 5.1.4 y figura 25).

La tercera etapa que es la toma de la muestra, se define el método de obtención dependiendo de la exactitud con que se haya fijado la estrategia de investigación, es decir las propiedades del agua al no ser estáticas, es necesario hacer muestreo y pruebas de laboratorio a varios tiempos, para mirar la variabilidad de las propiedades.

Muestreo compuesto: En algunos casos puede ser necesario efectuar tomas de muestras a intervalos de tiempo regulares en los que se producen cambios en las propiedades.

Las pruebas de laboratorio siguen procedimientos estándar y para efectos de este trabajo, se realizan las que son exigidas por la normatividad ambiental, decreto 1594 de 1984 - artículo 74, para el cumplimiento de los límites permisibles para el vertimiento de aguas residuales y se hace el análisis de resultados y plantean posibles soluciones.

Figura 25. Diagrama de flujo para caracterización de agua.



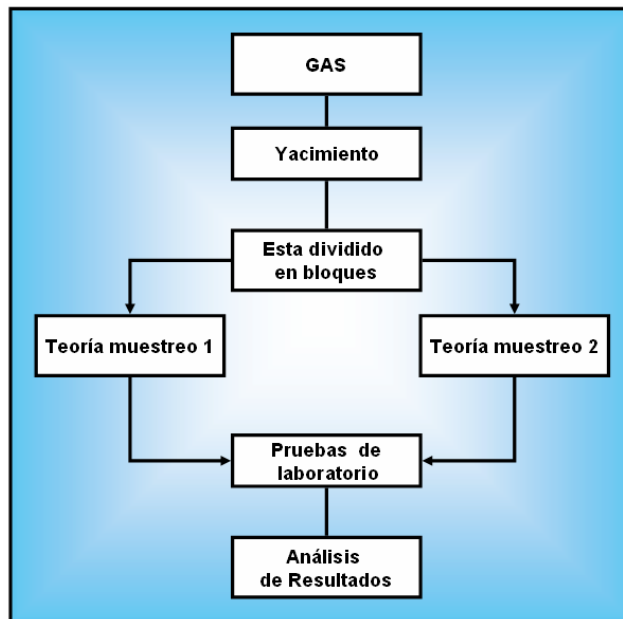
Fuente autores del proyecto

5.4 PROCEDIMIENTOS METODOLÓGICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE GAS

Los procedimientos metodológicos que se plantean para la caracterización de gas (ver figura 26) son muy similares a los de crudo, sin embargo, en un Campo Maduro donde se presente la depositación de orgánicos es necesario tener conocimiento de todas las propiedades del gas, principalmente de su composición, debido que con ésta en combinación con la composición del crudo se pueden emplear modelos para predecir la precipitación de orgánicos. La primera etapa es la recopilación y análisis de la información, luego la etapa de la selección de los pozos, seguidamente la muestra de fluido se toma en el separador, sin embargo dependiendo de los pozos que se seleccionen se utilizarán la líneas de prueba

(ver sección 5.1.3). En el caso de no este el separador de la estación del campo en funcionamiento es necesario llevar un separador portátil para la toma de gas. En esta situación la selección del pozo tendría otras consideraciones como accesibilidad a la zona, además que las válvulas de conexión pozo-separador esten en el estado adecuado.

Figura 26. Diagrama de flujo para caracterización de gas



Fuente autores del proyecto

El procedimiento para la caracterización de gas que es el recomendado se describe en el anexo A.

La prueba que se realiza en esta caracterización es una cromatografía de gases (ver sección 3.3), la última etapa es el reporte de datos y análisis de la información.

6 CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS DEL CAMPO COLORADO

El Campo Colorado tiene más de cinco décadas de explotación y cuenta con un largo historial de datos de yacimiento, producción, workover, problemas de depositación de orgánicos y propiedades de fluidos. Sin embargo, al efectuar un análisis detallado de la información existente, se encontró que no todos los pozos contaban con datos relevantes como la gravedad API, BSW, viscosidad, salinidad, presión de vapor Reid, SARA, entre otras.

Igualmente se observó que algunos de los datos existentes en los archivos de pozo no eran confiables y que debían ser repetidos según las recomendaciones hechas en los mismos. Las etapas siguientes, como la toma de muestra de fluido y la realización de las pruebas de laboratorio se llevaron a cabo bajo las normas estándares establecidas por la API y ASTM.

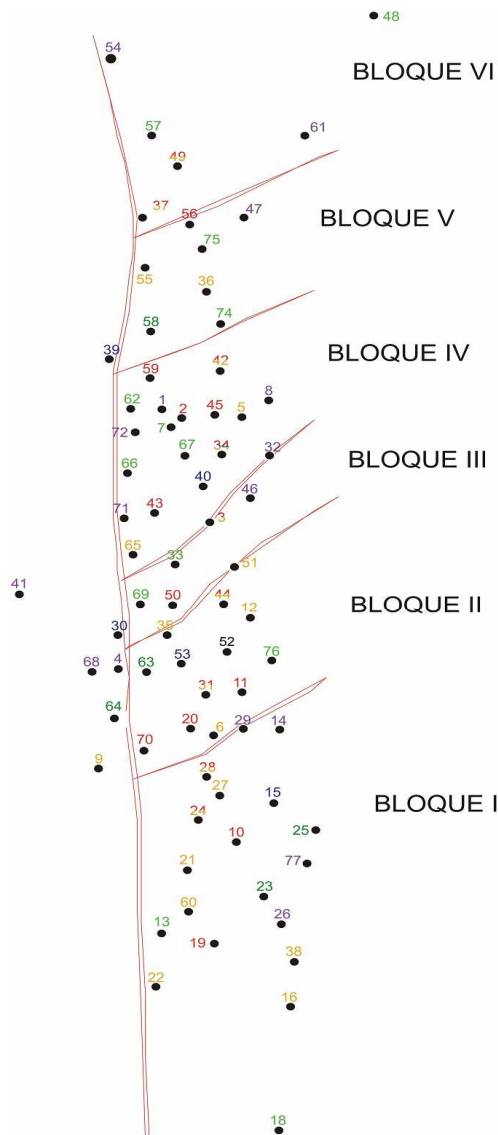
6.1 CARACTERIZACIÓN DE CRUDO DEL CAMPO COLORADO

6.1.1 Diseño del muestreo para el campo colorado

A continuación se detallan los pozos seguidos en el diseño del muestreo del Campo Colorado

a. En la Figura 27 se muestra el mapa del campo Colorado con la ubicación de la totalidad de los pozos. En este primer paso se tuvieron en cuenta como población los pozos que pueden aportar fluidos, es decir los que según informes se reportan como activos.

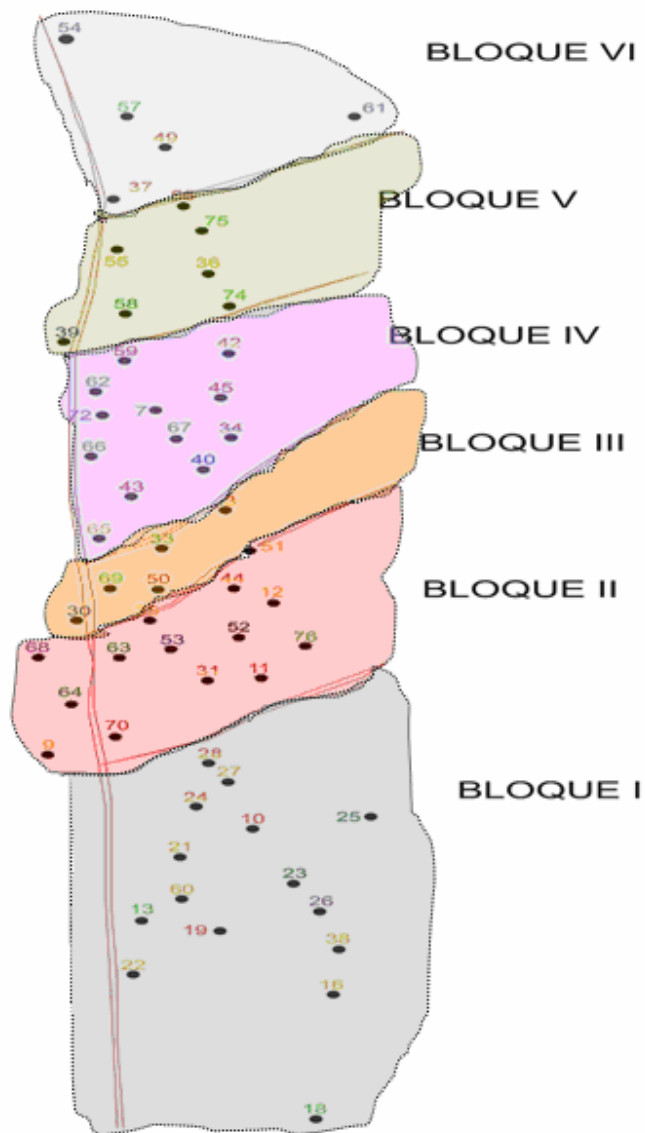
Figura 27. Mapa de todos los pozos posibles candidatos para el muestreo.



Fuente: Informe campo escuela Colorado. Ing Cesar Pineda. 2006.

b. En este paso se tuvieron en cuenta los bloques (hipótesis) del campo Colorado para hacer una primera etapa del muestreo, es decir, se divide la población total en subpoblaciones como muestra en la Figura 28:

Figura 28. Mapa de pozos candidatos por bloque a ser muestreados.



Fuente: Modificado del original obtenido del Informe campo escuela Colorado. Ing Cesar Pineda. 2006.

Se tiene una población total de 57 pozos los cuales se dividen por bloques así:

- Bloque 1: 14 pozos
- Bloque 2: 14 pozos
- Bloque 3: 5 pozos
- Bloque 4: 12 pozos
- Bloque 5: 7 pozos
- Bloque 6: 5 pozos

Estadísticamente el número de pozos para toda la población asumiendo una distribución normal es la siguiente:

$$n = \frac{N * P * Q}{(N - 1) * \left(\frac{\varepsilon}{Z}\right)^2 + P * Q}$$

Para el caso del Campo Colorado se tiene:

$N = 57$, es el número total de pozos posibles a muestrear en todo el campo

$P = 0,5$ es la probabilidad de que la hipótesis sea válida

$Q = 0,5$ es la probabilidad de que la hipótesis sea falsa

$\varepsilon = 0,1$ (Equivalente al 10%), Estadísticamente es el porcentaje máximo permisible

$Z = 1,959$ Nivel de confianza, se obtiene de tablas estadísticas para distribución normal.

Resolviendo se tiene que:

$n = 36$ es el total de pozos a muestrear en el campo Colorado.

Ahora se debe mirar el número de pozos por bloque el cual depende del número de pozos total, es decir, son 57 pozos para repartir en 6 bloques, lógicamente el bloque que mayor número de pozos posea es el que mayor número de pozos le corresponderán para ser muestreados, esto usualmente se conoce como afijación proporcional y esta gobernada por la siguiente expresión:

$$n_i = n \left(\frac{N}{N_i} \right)$$

Donde:

n_i = Es el número de pozos a muestrear de cada bloque.

n = Número de pozos a muestrear totales en el campo.

N = Numero de pozos totales en cada bloque.

N_i = Número de pozos en el campo.

De esta manera entonces se tiene los resultados mostrados en la tabla 9:

$$N_i = 57$$

$$n = 36$$

Tabla 9. Número de pozos teóricos a muestrear.

Parámetro	Bloque1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Bloque 6
N	14	14	5	12	7	5
n_i	9	9	3	8	4	3

Fuente: Autores del proyecto

Ahora se conoce el número de pozos teóricos a muestrear en el campo Colorado, la idea es amarrar ese número de pozos a criterios técnicos para la selección de pozos.

6.1.2 Selección de los pozos y campaña de muestreo

A partir de los resultados estadísticos se define un número de pozos para muestrear en cada bloque, cuando se trata de muestrear fluidos en un campo petrolero este indicativo estadístico no es más que una guía para saber aproximadamente cuantos pozos se deben muestrear porque prevalecen los criterios de ingeniería para la selección. Como se explicó anteriormente este diseño del muestreo no es probabilístico, es a criterio del investigador, por lo tanto se debe tener buen conocimiento del campo para tomar la mejor decisión.

Es difícil establecer que pozos son los más indicados para tomar una muestra que permita caracterizar el fluido de todo el campo, haciendo uso exclusivo de la estadística. Es preciso hacer uso de criterios de ingeniería tales como:

- a. Que la energía del fluido sea natural o artificial sea suficiente tal que llegue a la cabeza del pozo.
- b. Buen estado de la válvula toma muestras en el cabezal del pozo, vías en buen estado para el acceso del personal calificado para el muestreo.
- c. Que al momento de la toma de la muestra el flujo se sostenga lo suficiente para hacer efectivo el muestreo bajo el protocolo.

Como se ha visto uno de los criterios más importantes para la selección de los pozos es que este tenga el potencial de entregar fluidos en cabeza de pozo, sea por flujo natural o por la ayuda de una unidad de levantamiento artificial. Para la selección de los pozos en el campo Colorado, previamente se contactó con el operador del campo para consultar cuales eran los pozos que entregasen fluido para la caracterización, a partir de esta consulta, el total de los pozos posibles a muestrear, bajo a 9 pozos, y por ende estadísticamente el error es grande:

Pozos que pueden aportar fluidos en superficie:

COL-11, COL- 12, COL-13, COL- 25, COL- 37, COL- 38, COL- 62, COL 64, COL-70.

De los anteriores pozos tan solo los pozos COL 37 y COL 38 tienen unidad de levantamiento, el resto aportaron su fluido mediante flujo natural, debido a que son pocos los pozos produciendo, hay represión, lo cual permite a algunos pozos llenar su columna, hasta superficie.

En vista de que los pozos posibles al muestreo son tan pocos se toma la decisión de muestrearlos todos para la caracterización del crudo del Campo Colorado.

6.1.3 Campaña de muestreo en el Campo Colorado

Se realizaron campañas de muestreo de crudo en el campo Colorado, el día 31 de Agosto de 2007 bajo el procedimiento descrito en el capítulo 2 para muestreo de crudo en cabeza de pozo

En la tabla 10 se observan el número de muestras totales recopiladas con sus datos como: pozo, bloque, arena y fecha de muestreo. En la figura 29 se muestra la ubicación en el mapa de los pozos muestreados. Como se anotó anteriormente el principal criterio bajo el cual se seleccionaron los pozos era que presentaran flujo en cabeza. Hubo algunos a los que se les tomaron dos muestras en diferentes fechas, los datos oficiales son los del crudo mas reciente. Otros criterios adicionales fueron la accesibilidad al pozo y el estado en buenas condiciones de la cabeza del pozo que permitiera la toma de la muestra.

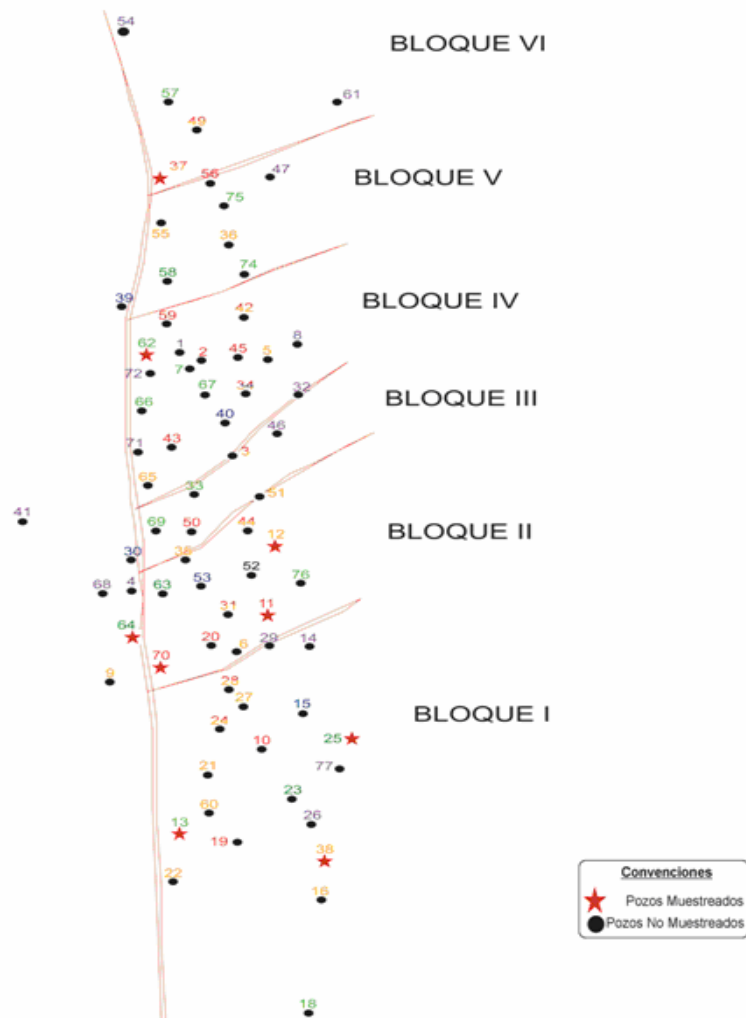
Tabla 10. Pozos muestreados para caracterización de crudo Colorado

BLOQUE	POZO	ARENA	FECHA DE MUESTREO
1	COL - 13	arena B	Ago-31/2007
	COL - 25	arena B	Ago-31/2007
	COL - 38	arenas B, C	Ago-31/2007
2	COL - 11	arena C	Ago-31/2007
	COL - 12	arena E	Ago-31/2007
	COL - 64	arena B	Ago-31/2007
	COL - 70	arena B	Ago-31/2007
4	COL - 62	arenas B, C	Ago-31/2007
6	COL - 37	arenas B, C	Ago-31/2007

Fuente: autores del proyecto

Para la caracterización del crudo, las pruebas se realizaron en los laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) y de las escuelas de Ingeniería de Petróleos e Ingeniería Metalúrgica de la Universidad Industrial de Santander. Finalmente se tomó una muestra de gas en el pozo Col 25 el cual fue seleccionado para el muestreo de fondo del cual se hizo una caracterización completa de sus fluidos incluyendo PVT y umbral de cristalización de parafinas, esta muestra fue transportada al laboratorio PVT del ICP donde se corrió una cromatografía.

Figura 29. Mapa pozos muestreados.



Fuente: Modificado de Informes UIS – Campo Colorado 2006. Ing César Pineda.

6.1.4 Pruebas de laboratorio para el crudo

Las pruebas se realizaron en los siguientes laboratorios:

Laboratorio de Fluidos de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS:

- GRAVEDAD API
- BSW
- PUNTO DE FLUIDEZ
- VISCOSIDAD
- PRESIÓN DE VAPOR REID
- PUNTO DE CHISPA Y LLAMA

Laboratorio de Corrosión de la escuela de Ingeniería Metalúrgica:

- PODER CALORIFICO
- CONTENIDO DE CENIZAS
- PORCENTAJE DE AZUFRE

Laboratorio del ICP:

- DESTILACION SIMULADA (Lab de Cromatografía)
- ANALISIS SARA (Lab de espectroscopia)
- CONTENIDO DE METALES (Lab de espectroscopia)
- PUNTO DE NUBE Y DE FLUIDEZ DINAMICO (Lab reología FIR)
- CROMATOGRFÍA GAS FRACCIÓN LIQUIDA C₃₀₊ (Lab de análisis PVT)

Gravedad API (ASTM D-287)

En el campo Colorado se cuentan con datos API de casi todos los pozos, medidos anteriormente, valores que varían entre 30 y 42 API (ver tabla11).

Tabla 11. Gravedad API Crudos Colorado

GRAVEDAD API CRUDOS COLORADO					
POZO	°API	POZO	°API	POZO	°API
COL - 1	Abandonado	COL - 29	Seco	COL - 49 E	38
COL - 2	38,3	COL - 30 B,C	36,3	COL - 50 D	40
COL - 3	37,2	COL - 30 D	33,9	COL - 51 D	35,5
COL - 4	Seco	COL - 31 C	38,5	COL - 52 C	36
COL - 5	37,8	COL - 31 E	36,5	COL - 52 D,E	29,1
COL - 6	36,9	COL - 32	Seco	COL - 53 C,E	32,7
COL - 7	Gas	COL - 33	NR*	COL - 54	Seco
COL - 8	Abandonado	COL - 34 C	38,7	COL - 55	36,5
COL - 9 C	35,5	COL - 34 D	37,3	COL - 56	39
COL - 10 B,C	38,5	COL - 34 E	35,3	COL - 57	NR*
COL - 11 C	37,5	COL - 35 E	35	COL - 58	NR*
COL - 12	35,7	COL - 36 B,C	36,1	COL - 59 B,C	39
COL - 13	NR*	COL - 36 D	36,9	COL - 60 B,C,E	36,4
COL - 14	Seco	COL - 37 B,C,D	39	COL - 61	Seco
COL - 15 B,C	31,1	COL - 37 E	37,8	COL - 62	NR*
COL - 16 C	35,6	COL - 38 C	36,7	COL - 63	NR*
COL - 18	NR*	COL - 39 E	32,7	COL - 64	NR*
COL - 19 B,C	38	COL - 40	31,2	COL - 65	36,3
COL - 20 C	41,4	COL - 41	Seco	COL - 66	NR*
COL - 21 C	37,9	COL - 42 B	36,2	COL - 67	NR*
COL - 22 B	34,4	COL - 42 C	39,2	COL - 68	Seco
COL - 23	NR*	COL - 43 B,C	41,8	COL - 69	NR*
COL - 24 B	37,2	COL - 44 C	34,3	COL - 70 B	39
COL - 24 C	39,3	COL - 44 E	38,1	COL - 71	Seco
COL - 25	NR*	COL - 45 C	39,4	COL - 72	Seco
COL - 26	Seco	COL - 46	Seco	COL - 74	NR*
COL - 27 C	37,6	COL - 47	Seco	COL - 75	NR*
COL - 28 C	37,7	COL - 48	Gas	COL - 76	NR*
COL - 28 D	40,6	COL - 49 D	34,5	COL 77	Seco

Fuente: Informe Campo Colorado Mapa distribución API. Ing Cesar Pineda 2006

*NR: No registra

En la tabla 12 se presentan los API de los pozos muestreados en la actual campaña. Si se comparan los datos actuales con los anteriores, se observa que varían en un grado API aproximadamente, por lo cual se considera un ajuste bueno.

Como se muestra en la figura 30 la gravedad API media es de 37 API, solo el pozo Col 62 se sale de la tendencia tocando los 45 API, esto se puede debido a que en el bloque 4 al cual pertenece Col 62 la arena productora es mas profunda que las productoras en otros bloques de así mismo, el gradiente geotérmico afectaría la maduración del crudo haciendo que este presente mayor gravedad API en la zona involucrada.

Tabla 12. Determinación de la gravedad API, crudos Colorado.

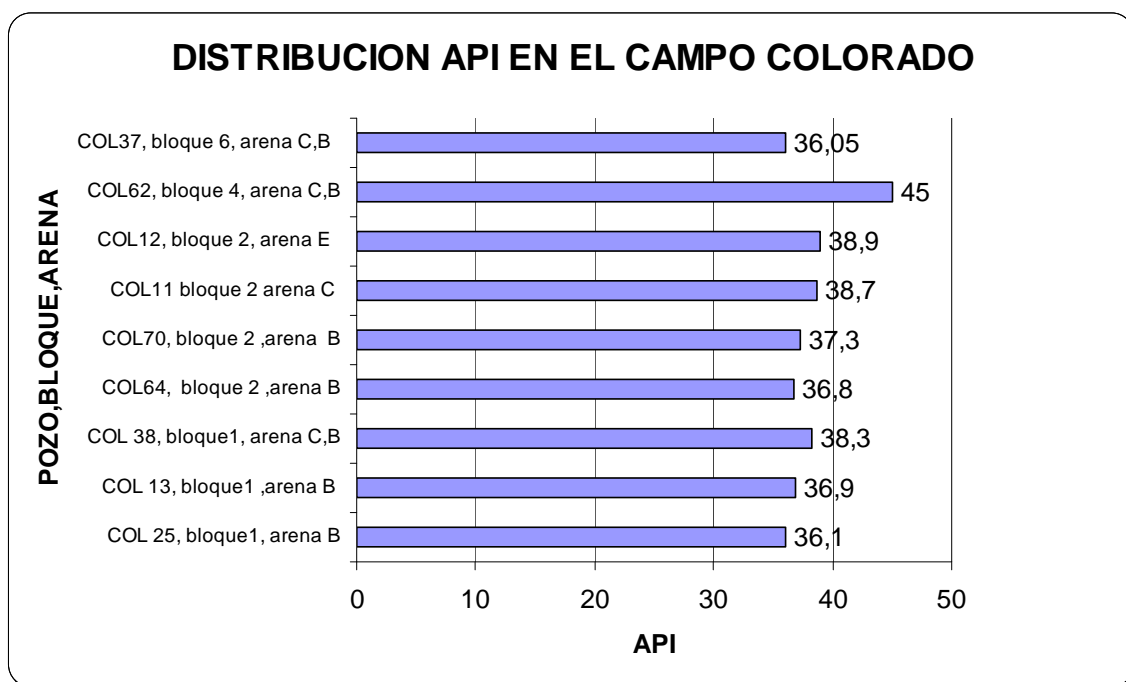
API (ASTM D 287-82)					
BLOQUE	POZO	ARENA	FECHA DE MUESTREO AÑO 2007	TEMP (°F)	(°API)
1	COL -13	B	Ago-31	78	36,0
	COL 25	B	Ago-31	78	36,1
	COL 38	C, B	Ago-31	79	38,3
2	COL11	C	Ago-31	77,5	38,7
	COL12	E	Ago-31	78	38,9
	COL64	B	Ago-22	78	36,8
	COL70	B	Ago-31	78,5	37,3
4	COL62	C, B	Ago-31	79	45,0
6	COL37	C, B	Ago-31	77,5	36,05

Fuente: Autores del proyecto.

Se observa que el API de la Arena E es mayor que el de la arena C y B. Haciendo el ejercicio de compara los pozos de la arena B no se notan cambios significativos

aun estando ubicados en diferentes bloques a grandes distancias (aprox. 3 km) el uno de otro, teniendo en cuenta que la distancia entre los pozos mas extremos en el sentido ESTE-OESTE es 3 km y en sentido NORTE-SUR es de 10 km.

Figura 30 Diagrama Barras, distribución API crudos Colorado.



Fuente: Autores del proyecto

Agua y sedimentos “BSW” (ASTM D 96 – 88)

Si se revisan los archivos de Colorado se nota que en general no ha sido productor de agua (0,04% peso²⁰) lo que indica la ausencia de un acuífero activo ratificando que su mecanismo de producción es posible por gas en solución.

Para la entrega de crudo en refinería actualmente se exige que tenga máximo 0.5% de BSW, que en Colorado es inferior.

²⁰ Compilado Información Yacimientos Campo Colorado.xls

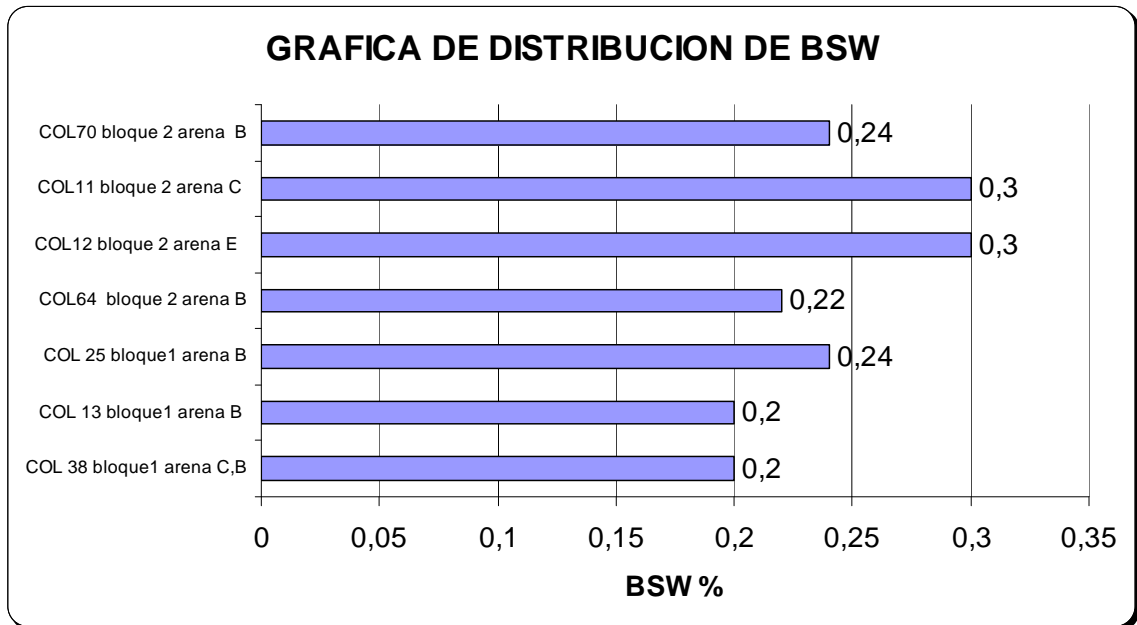
En la tabla 13 y la figura 31 se representa el contenido de agua y sedimentos según el pozo con su correspondiente bloque y arena las variaciones no son significativas. El promedio de BSW de los pozos analizados es de 0,26 %.

Tabla 13. Agua y sedimentos crudos Colorado

AGUA Y SEDIMENTOS EN CRUDOS COLORADO (CENTRIFUGA) ASTM D 96 – 88					
BLOQUE	POZO	ARENA	FECHA DE MUESTREO AÑO 2007	TEMP. PRUEBA (°C)	BSW (%)
1	COL 13	B	Jul-22	124	0,3
	COL 25	B	Ago-22	120	0,24
	COL 38	C, B	Ago-22	120	0,2
2	COL11	C	Jul-29	124	0,3
	COL12	E	Jul-14	124	0,3
	COL64	B	Ago-22	124	0,22
	COL70	B	Ago-31	120	0,24
4	COL62	C, B	Ago-31	120	0,3
6	COL37	C, B	Ago-24	124	0,24

Fuente: Autores del proyecto

Figura 31. Diagrama de barras, distribución BSW crudos Colorado.



Fuente: Autores del proyecto

Punto de fluidez (ASTM – D 97)

Este valor se halló para las siete muestras más recientes (tabla 14): Col 11, 12, 37, 38, 25, 62, 64 y Col 70. Como indica la norma ASTM D 97 este punto se logra sometiendo la muestra a disminución de la temperatura por medio de hielo seco en un recipiente especial, la muestra se retira del recipiente se gira el recipiente 90° y si tras cinco segundos el crudo no se mueve, este es el punto de fluidez, si se mueve antes, se introduce al recipiente y continua el descenso de la temperatura. Es de aclarar que la variación que se puede ver en la tabla 14 puede deberse a que mientras las muestras fueron llevadas a laboratorio y realizada la prueba muy posiblemente se precipitaron parafinas afectando la representatividad de los datos de punto de fluidez.

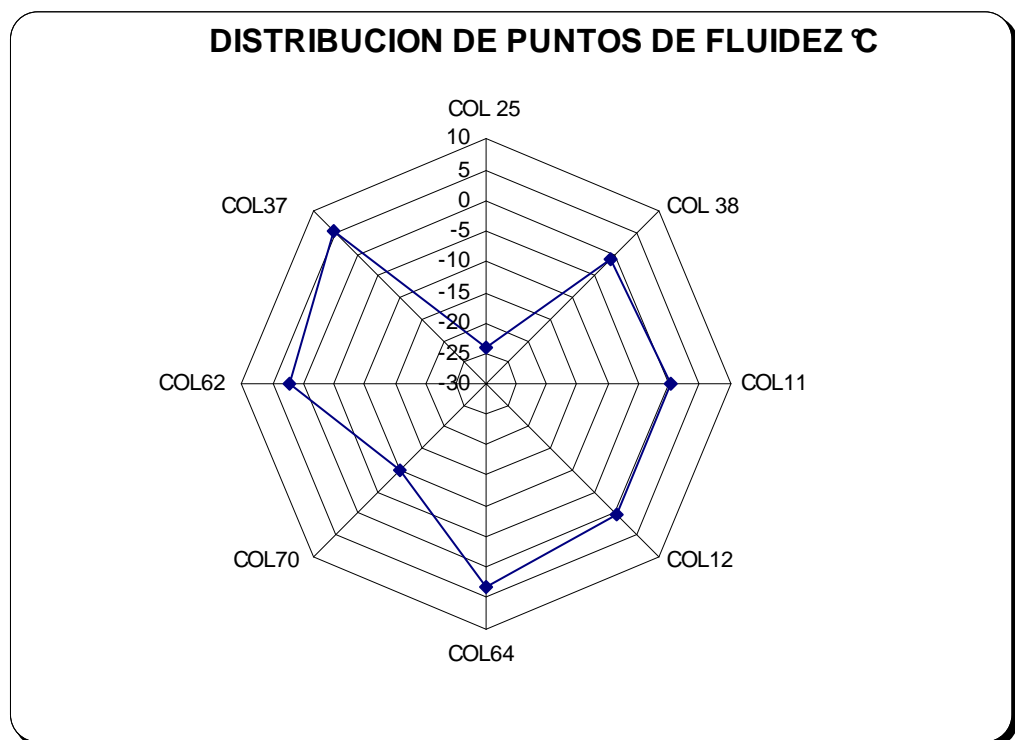
Tabla 14. Punto fluidez crudos Campo Colorado

PUNTO DE FLUIDEZ ASTM D-97				
BLOQUE	POZO	ARENA	FECHA DE MUESTREO AÑO 2007	PUNTO DE FLUIDEZ (°C)
1	COL 25	B	Ago-22	-24
	COL 38	C, B	Ago-22	-1
2	COL11	C	Jul-29	0
	COL12	E	Jul-14	0
	COL64	B	Ago-22	3
	COL70	B	Ago-31	-10
4	COL62	C, B	Ago-31	2
6	COL37	C, B	Ago-24	5

Fuente: Autores del proyecto.

En la figura 32 se presenta la comparación de los puntos de fluidez:

Figura 32. Diagrama estrella, distribución de puntos de fluidez Crudos Colorado



Fuente: Autores del proyecto

Se observa que el punto de fluidez de los pozos de las arenas E y C tienen mayor valor que los de la arena B, sin que se alcancen a condiciones de producción.

Aunque el punto de fluidez es muy importante especialmente en transporte de crudo y como una propiedad de flujo, el más fundamental para la precipitación de parafinas es el punto de cristalización, el cual se estudia en una tesis de maestría de la cual es soporte esta investigación.

Figura 33. Evidencia del Punto Fluidez del pozo Col 25 a -24°C.



Fuente: Foto tomada en el Laboratorio de fluidos de la UIS.

Punto de chispa y punto de fuego (ASTM D- 56 - 70)

Con las muestras de Colorado se hizo una prueba preliminar obviando a temperatura ambiente, para observar aproximadamente su punto de chispa. La prueba preliminar consistió en adicionar la muestra del pozo Col-37, el de menor gravedad API, a la copa del equipo Cleveland (copa abierta) a temperatura ambiente; se pasó el quemador sobre la copa y se generó combustión, esto indica que el punto de chispa está muy por debajo de la temperatura ambiente.

Revisando el punto de fluidez en la cual este crudo alcanza temperaturas inferiores a los 0° C, se hizo otra prueba preliminar a estas condiciones de temperatura y sorprendentemente los vapores del crudo hicieron combustión cuando se pasó el quemador del equipo.

La prueba se hizo base norma ASTM D97 para cada crudo, después de haber enfriado la muestra por debajo de los 0°C, se encontró que todos los crudos se encendieron, con lo cual se evidencia que el crudo del campo Colorado debe ser manejado con bastante precaución para evitar conflagración y accidentes.

En la figura 34 se evidencia la combustión de la muestra debajo de los 0 °C. En la tabla 15 se muestra el flash point para los crudos del Campo Colorado.

Figura 34. Combustión del Crudo Col 37 por debajo de los 0°C.



Fuente: Autores del proyecto. Foto tomada en el Laboratorio de Fluidos.UIS

Tabla 15. Punto de fuego y Punto de chispa Crudos Colorado

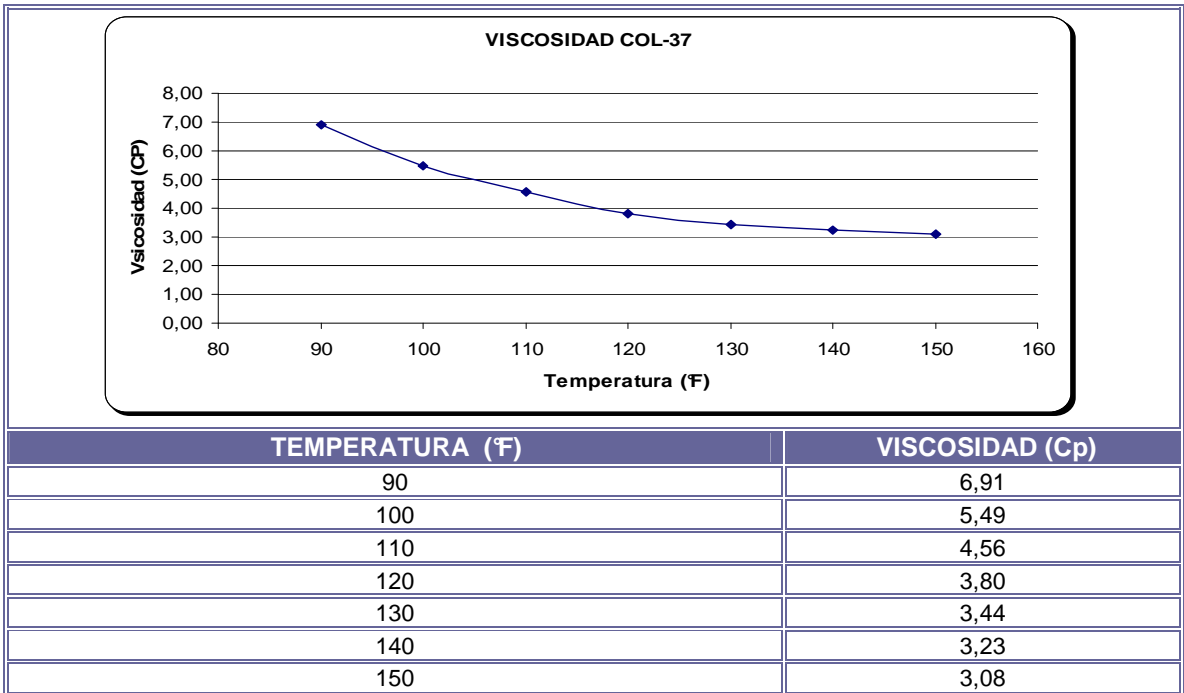
PUNTO DE CHISPA Y FUEGO ASTM D - 56 - 70					
BLOQUE	POZO	ARENA	FECHA DE MUESTREO AÑO 2007	PUNTO DE CHISPA (° C)	PUNTO DE FUEGO (° C)
1	COL 25	B	Ago-31	<<0	<0
	COL 38	C, B	Ago-31	<<0	<0
2	COL11	C	Ago-31	<<0	<0
	COL12	E	Ago-31	<<0	<0
	COL64	B	Ago-31	<<0	<0
	COL70	B	Ago-31	<<0	<0
4	COL62	C, B	Ago-31	<<0	<0
6	COL37	C, B	Ago-31	<<0	<0

Fuente: Autores del proyecto. Datos obtenidos en el Laboratorio de Fluidos de la UIS.

Viscosidad (ASTM D 88-94)

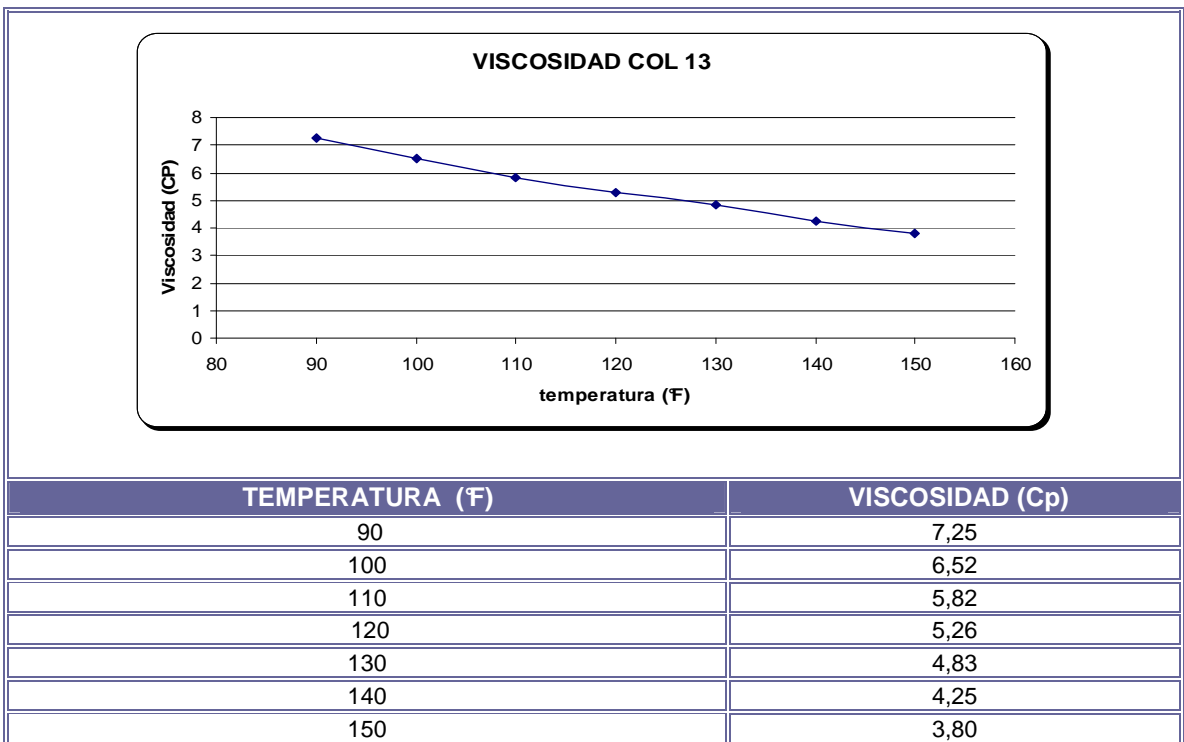
Para las muestras de crudos del campo Colorado se determinó la viscosidad a siete temperaturas; para generar una curva que permitiera observar el comportamiento partiendo desde 90°F cada diez grados hasta los 150°F. En las Tablas de la 16 a la 24 se presentaran los datos de los valores alcanzados con sus respectivas curvas.

Tabla 16. Curva viscosidad crudo Col 37



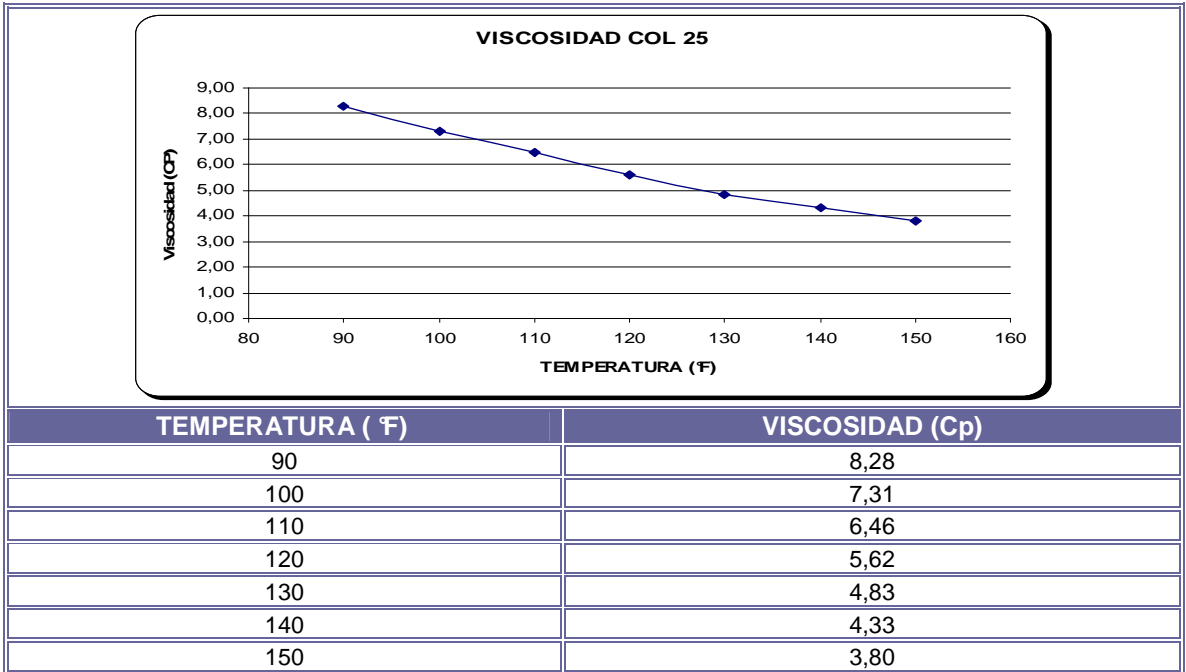
Fuente: Autores del proyecto

Tabla 17. Curva viscosidad crudo Col 13



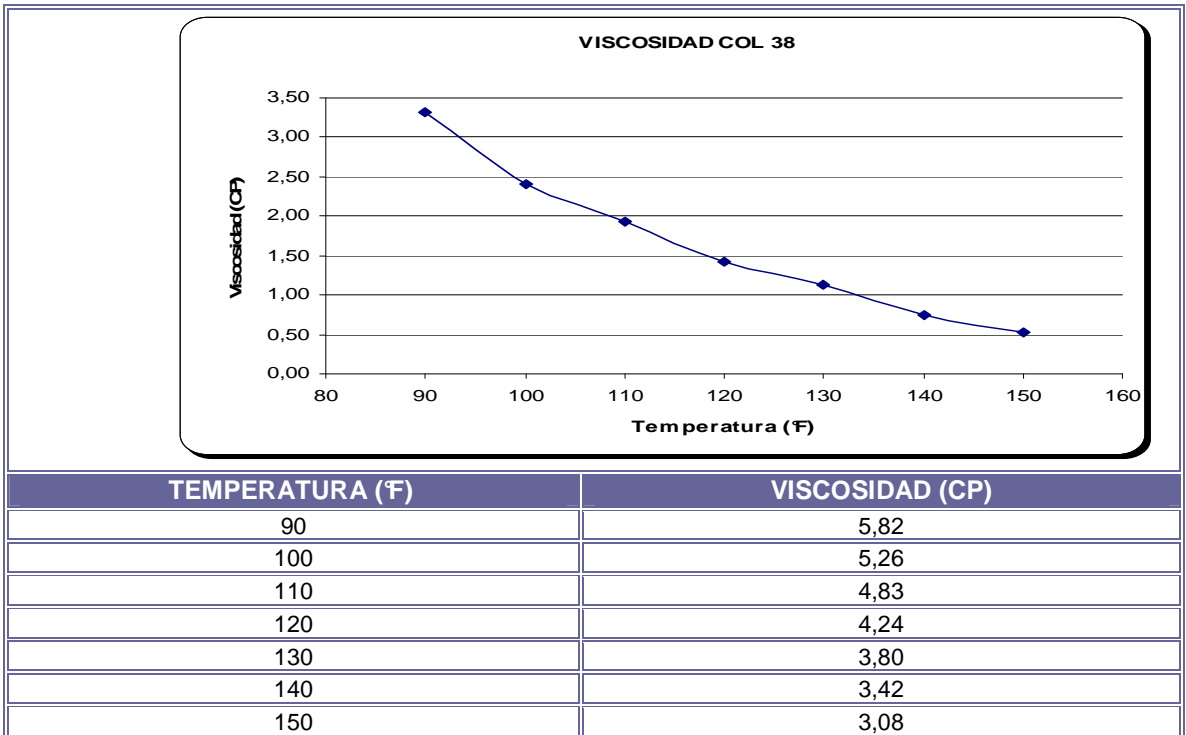
Fuente: Autores del proyecto

Tabla 18. Curva viscosidad crudo Col 25



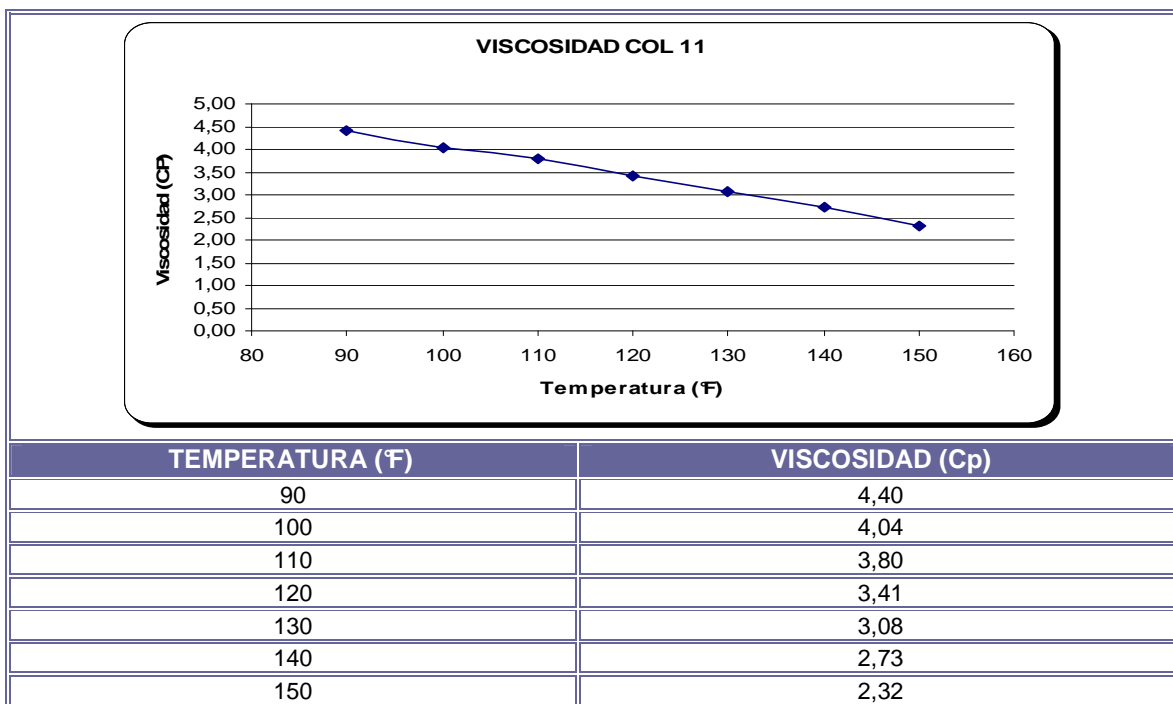
Fuente: Autores del proyecto

Tabla 19. Curva viscosidad crudo Col 38



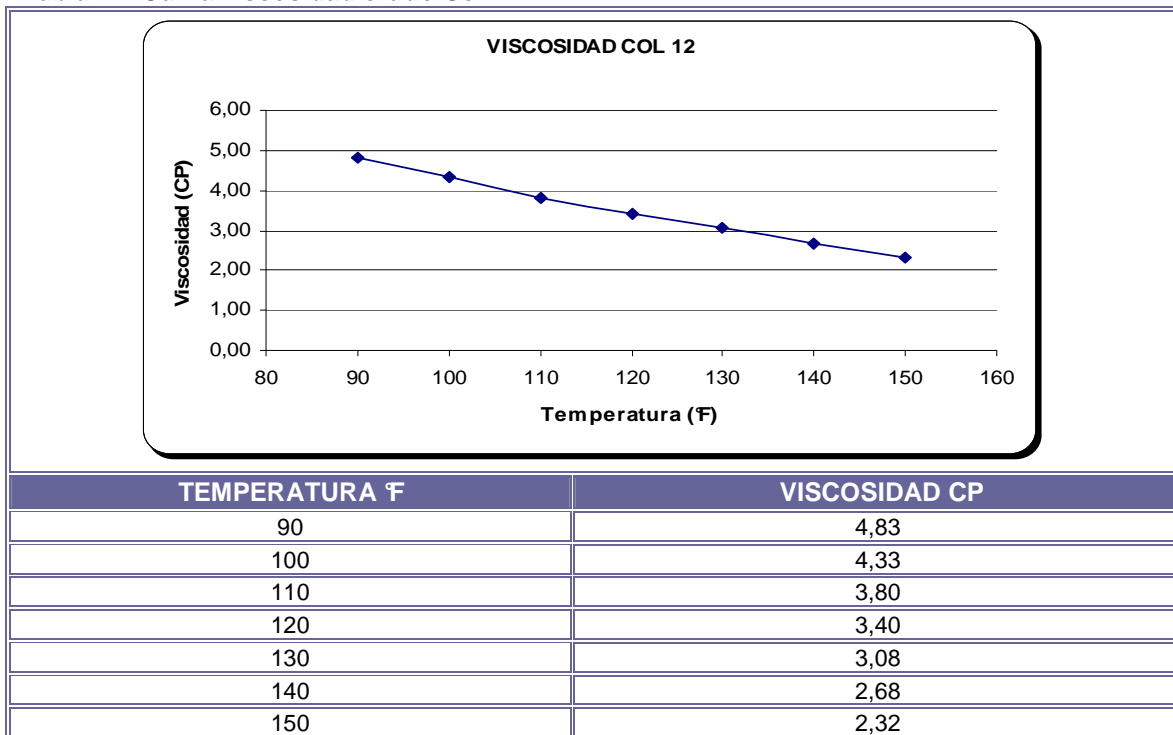
Fuente: Autores del proyecto

Tabla 20. Curva viscosidad crudo Col 11



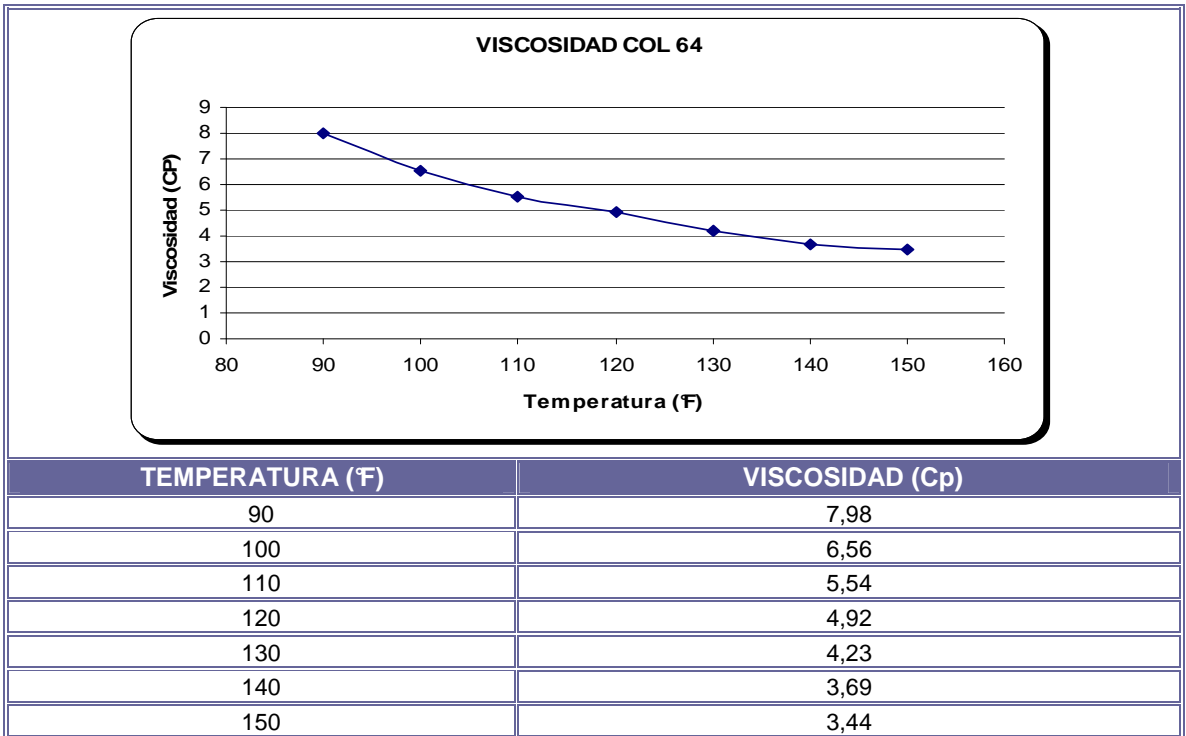
Fuente: Autores del proyecto

Tabla 21. Curva viscosidad crudo Col 12



Fuente: Autores del proyecto

Tabla 22. Curva viscosidad crudo Col 64



Fuente: Autores del proyecto

Tabla 23. Curva viscosidad crudo Col 70

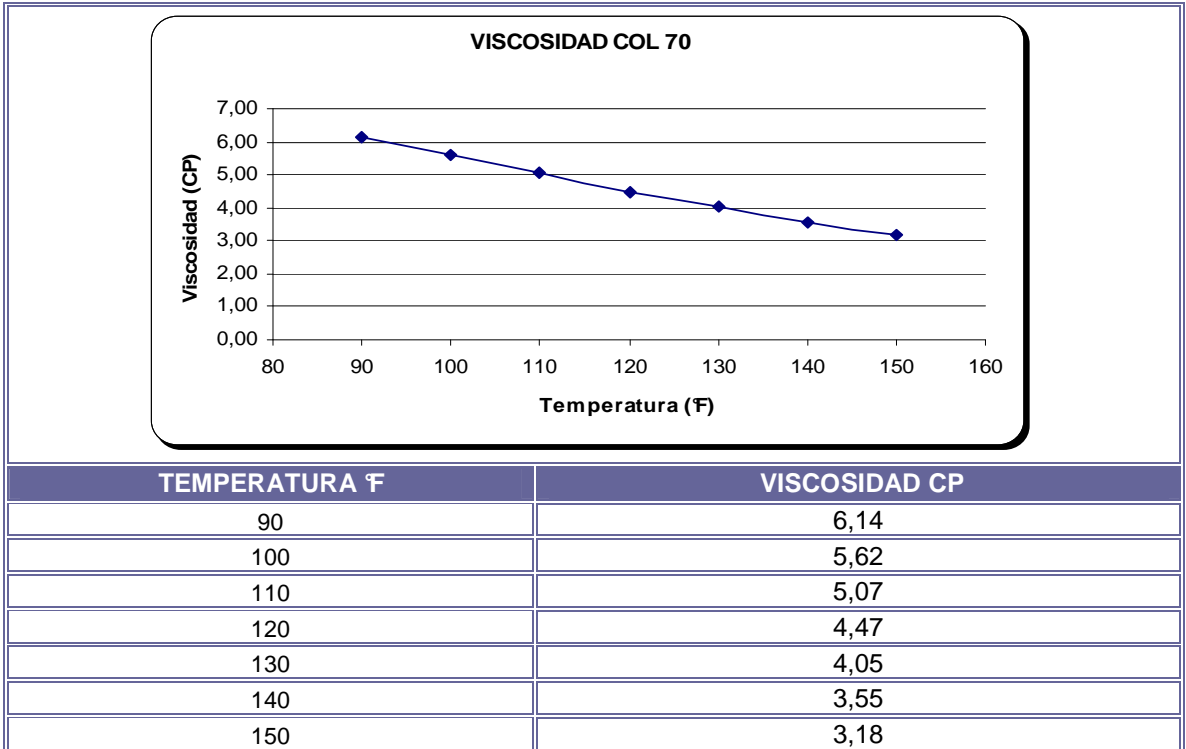
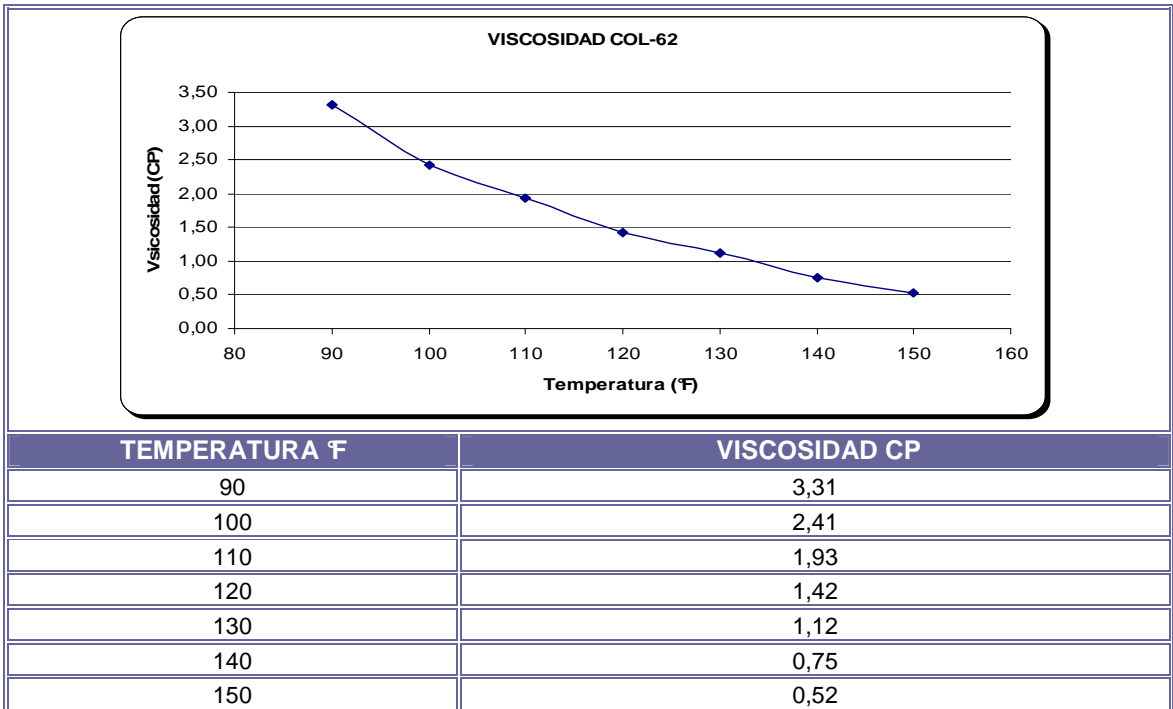


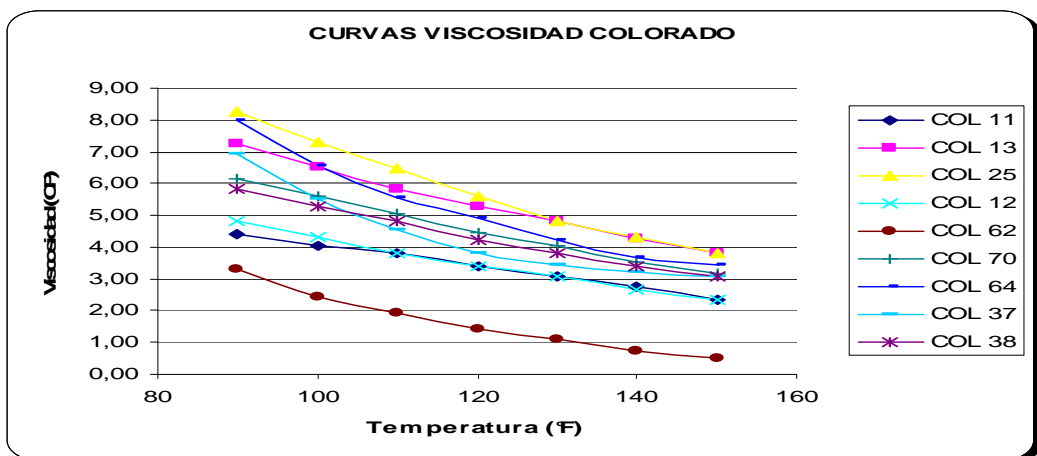
Tabla 24. Curva viscosidad crudo Col 62.



Fuente: Autores del proyecto

En la figura 35 se comparan las viscosidades de los pozos a las diferentes temperaturas de allí se puede concluir también que la viscosidad del crudo Campo Colorado es baja.

Figura 35. Comparación de viscosidades entre algunos pozos Colorado.



Fuente: autores del proyecto

Poder calorífico (ASTM D-2015 – 96)

Esta propiedad define el contenido energético del crudo por unidad de masa en la combustión. Esta propiedad se le determinó a 8 muestras del campo Colorado, las mediciones se llevaron a cabo en el laboratorio de Corrosión de la escuela de Ingeniería Metalúrgica. En la Tabla 25 y la figura 36 se muestran los resultados de esta prueba.

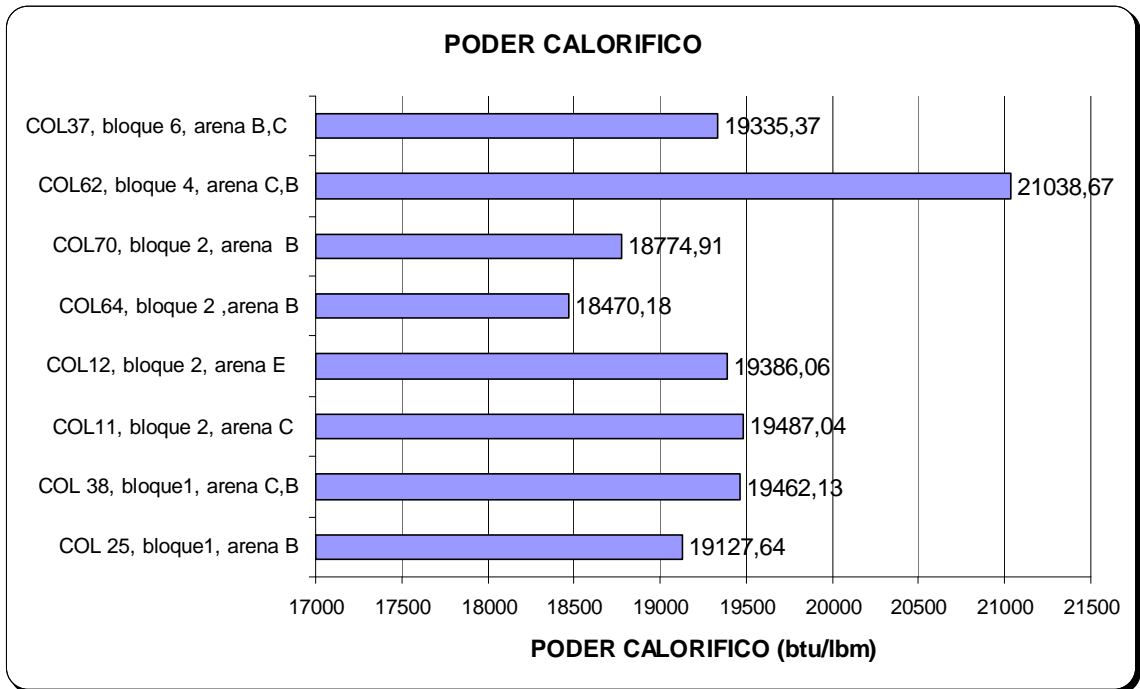
Así mismo la figura 37 relaciona la gravedad API de cada crudo con su poder calorífico, se nota que entre mas liviano mayor es la energía que entrega el crudo en la combustión.

Tabla 25. Poder calorífico crudo Campo Colorado

PODER CALORÍFICO ASTM				
BLOQUE	POZO	ARENA	FECHA DE MUESTREO AÑO 2007	PODER CALORÍFICO (BTU/lbm)
1	COL 25	B	Ago-31	19127,64
	COL 38	C, B	Ago-31	19462,13
2	COL11	C	Ago-31	19487,04
	COL12	E	Ago-31	19386,06
	COL64	B	Ago-31	18470,18
	COL70	B	Ago-31	18774,91
4	COL62	C, B	Ago-31	21038,67
6	COL37	C, B	Ago-31	19335,37

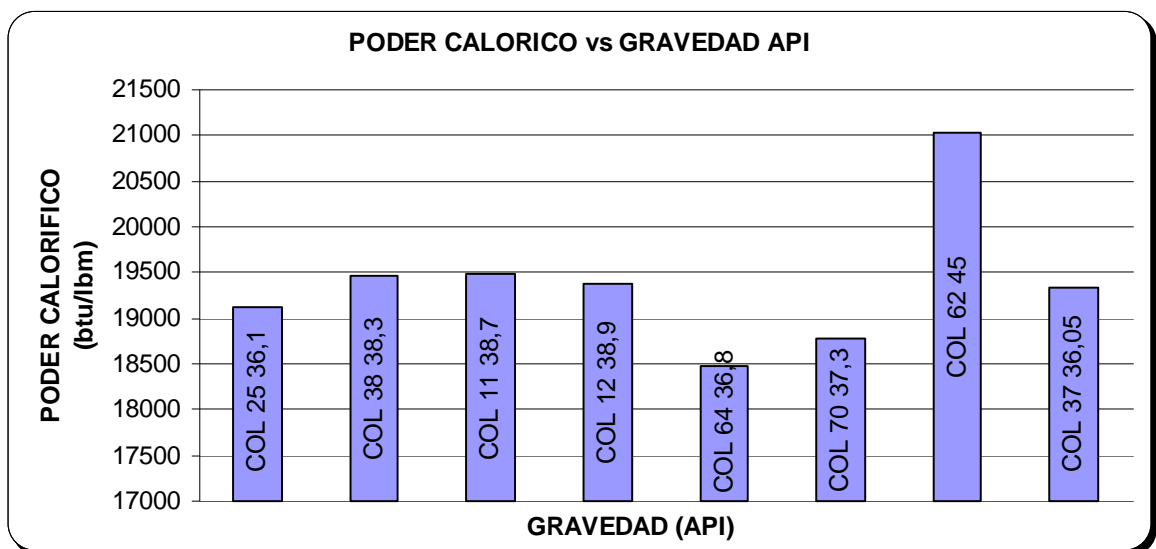
Fuente: Autores del proyecto

Figura 36. Distribución Poder Calorífico Crudos Colorado.



Fuente: Autores del proyecto

Figura 37. Poder calorífico Vs gravedad API



Fuente: Autores del proyecto

Presión de Vapor Reid (ASTM D-323)

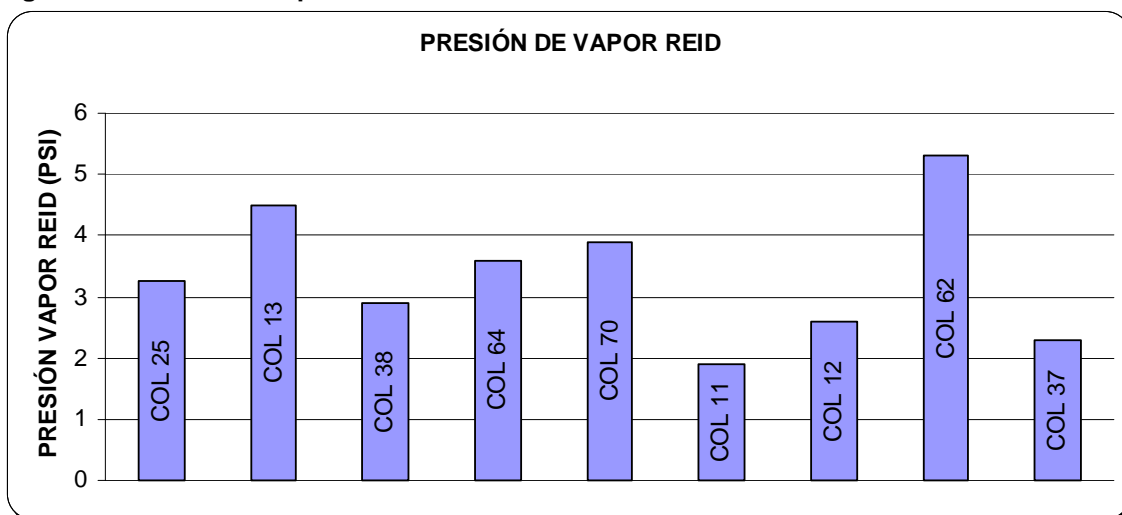
Esta prueba se hizo en el laboratorio de fluidos de la escuela de Ingeniería de Petróleos, bajo la norma ASTM 323. Este dato es de vital importancia en el campo colorado para efectos de las condiciones de almacenamiento del crudo en los tanques de una manera segura. Los valores oscilan entre 2 y 5 psi como se observa en la tabla 26 y la figura 28, siendo el de mayor gravedad API el que presenta una mayor presión de vapor.

Tabla 26. Presión de vapor Reid.

BLOQUE	POZO	ARENA	FECHA DE MUESTREO AÑO 2007	PRESIÓN DE VAPOR REID (PSI)
1	COL 25	B	Ago-31	3,25
	COL 38	C,B	Ago-31	2,9
	COL 13	B	Ago-31	4,5
2	COL11	C	Ago-31	1,9
	COL12	E	Ago-31	2,6
	COL64	B	Ago-31	3,6
	COL70	B	Ago-31	3,9
4	COL62	C,B	Ago-31	5,3
6	COL37	C,B	Ago-31	2,3

Fuente: Autores del proyecto

Figura 38. Presión de vapor Reid crudos Colorado.



Fuente: Autores del proyecto

Coeficiente de caracterización de Watson (k)

Este coeficiente es una herramienta supremamente importante que da una clasificación del tipo de crudo presente en un campo, y más aun si hay variedades de crudos en este.

A lo largo de la historia el coeficiente de caracterización de Watson ha sido utilizado para diversas aplicaciones, entre ellas una de las más recientes e interesantes se lleva a cabo en el campo Dai Hung ubicado en costa afuera a 200 millas en el este de Vietnam²¹, allí se sospecha de la presencia de varios crudos con diferencias composicionales, las cuales se ayudan a corroborar con este coeficiente. De esta manera se quiere, tratar de implementar esta aplicación en Colorado donde también se presentan crudos al menos con gravedades API diferentes. Surge entonces la idea de que el campo presenta cuerpos arenosos compartimentalizados.

Con este trabajo se quiere llevar a cabo la aplicación de Watson para inferir sobre esta posible diferencia composicional en el crudo y dejar algunas bases para futuros estudios que definan si realmente existe dicha compartimentalización. Como se anotó anteriormente el coeficiente de caracterización de Watson hace uso de una destilación simulada para obtener el punto promedio de ebullición de la mezcla y la gravedad específica. En la tabla 27 se mostrarán los resultados de la caracterización Watson.

²¹ The Significance of Large Variations in Oil Properties of the Dai Hung Field, Vietnam. SPE 29302. Peter Behrenbruch", BHP Petroleum Pty. Ltd. 1995

Tabla 27. Valores de K para crudos Campo Colorado

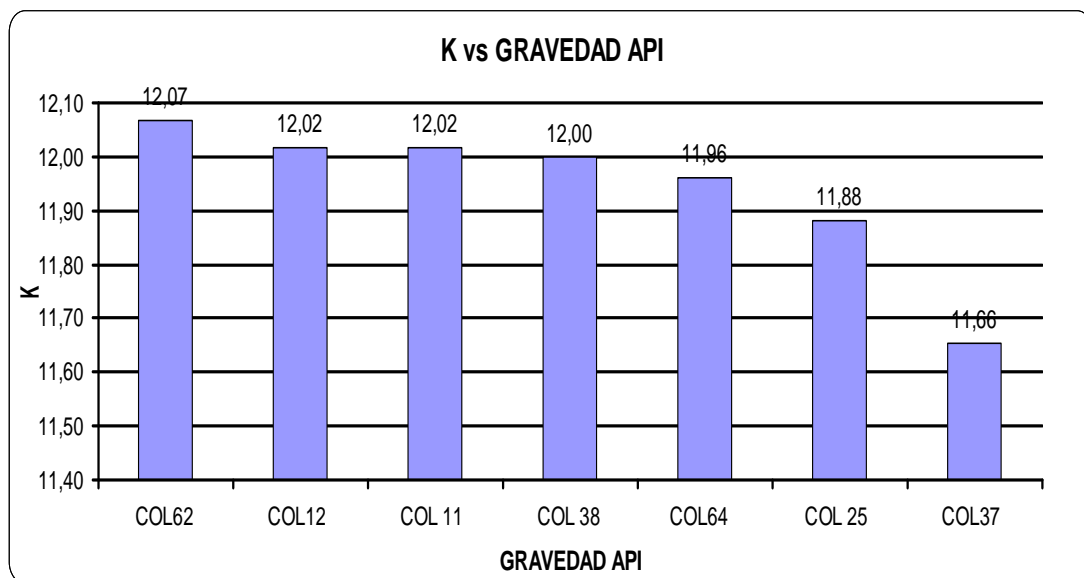
COEFICIENTE DE CARACTERIZACIÓN DE WATSON K						
BLOQUE	POZO	ARENA	FECHA DE MUESTREO AÑO 2007	TEB °R	GS	K
1	COL 25	B	Ago-31	1009,255	0,844	11,88
	COL 38	C, B	Ago-31	1000,848	0,833	12,00
	COL 11	C	Ago-31	997,17	0,831	12,02
2	COL 12	E	Ago-31	993,649	0,831	12,02
	COL64	B	Ago-31	1016,941	0,841	11,96
4	COL62	C, B	Ago-31	905,4433	0,802	12,07
6	COL37	C, B	Ago-31	1028,324	0,866	11,66

Fuente: Autores del proyecto

En la figura 39 se muestran los valores de K vs API, en esta se puede observar que K es directamente proporcional a la gravedad API del crudo y como es de esperarse los valores mas altos pertenecen a las arenas inferiores estructuralmente (C y E) y los valores mas bajos a las superiores (B), los Crudos de Colorado tienen una tendencia parafínica.

Los valores de K de los pozos Col-25 y Col-64 de la arena B no cambian significativamente, a pesar de que están en diferente bloque.

Figura 39. Factor de Caracterización Watson vs API.



Fuente: Autores del proyecto

Análisis de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos SARA

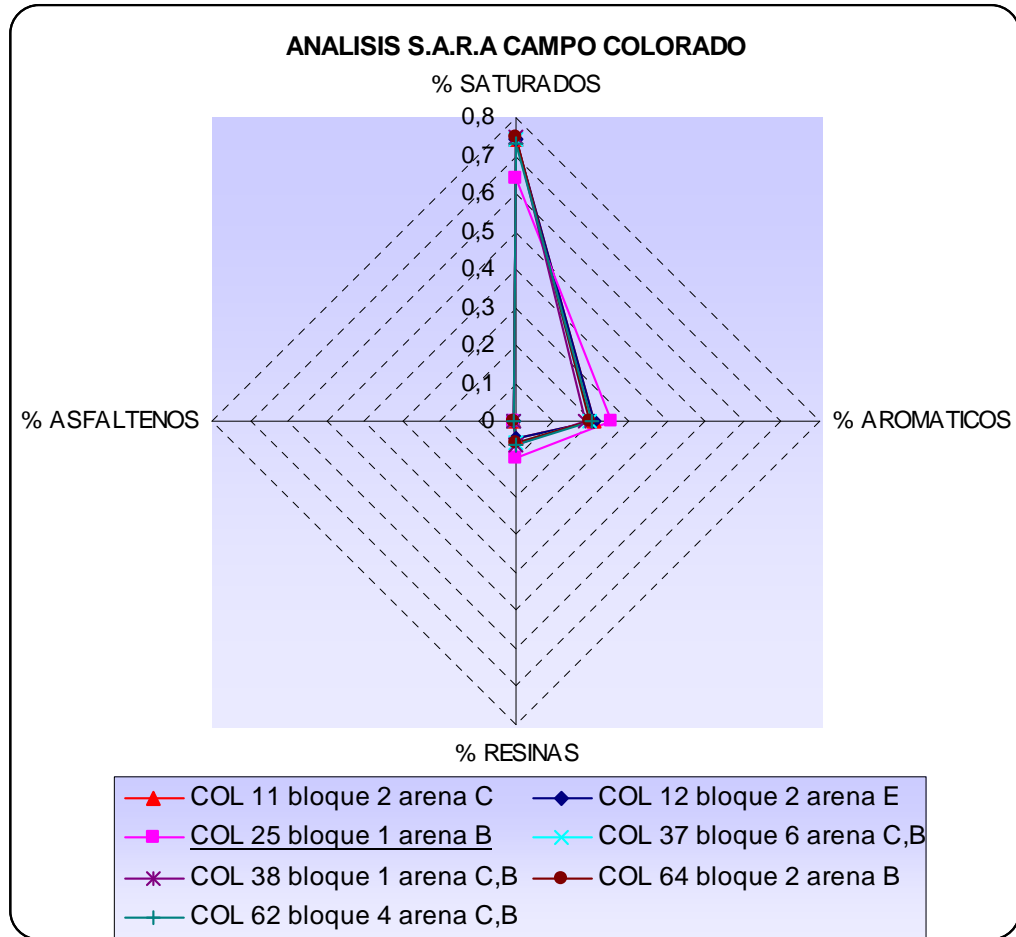
El análisis SARA se hizo para siete muestras del campo Colorado. Esta prueba fue realizada en el laboratorio de espectroscopia del ICP. Los resultados se muestran en la tabla 28 y en las figura 40 y 41.

Tabla 28. Resultados análisis SARA Normalizados

FRACCION	COL 11	COL 12	COL 25	COL 37	COL 38	COL 62	COL 64
SATURADOS %	74,17	74,39	64,09	74,11	75,04	74,70	72,95
AROMATICOS %	20,63	20,00	25,26	19,21	18,33	19,23	19,97
RESINAS %	4,62	5,04	9,93	5,99	6,06	5,47	6,52
ASFALTENOS %	0,58	1,31	0,73	0,68	0,58	0,61	0,55

Fuente: Laboratorio espectroscopia ICP.

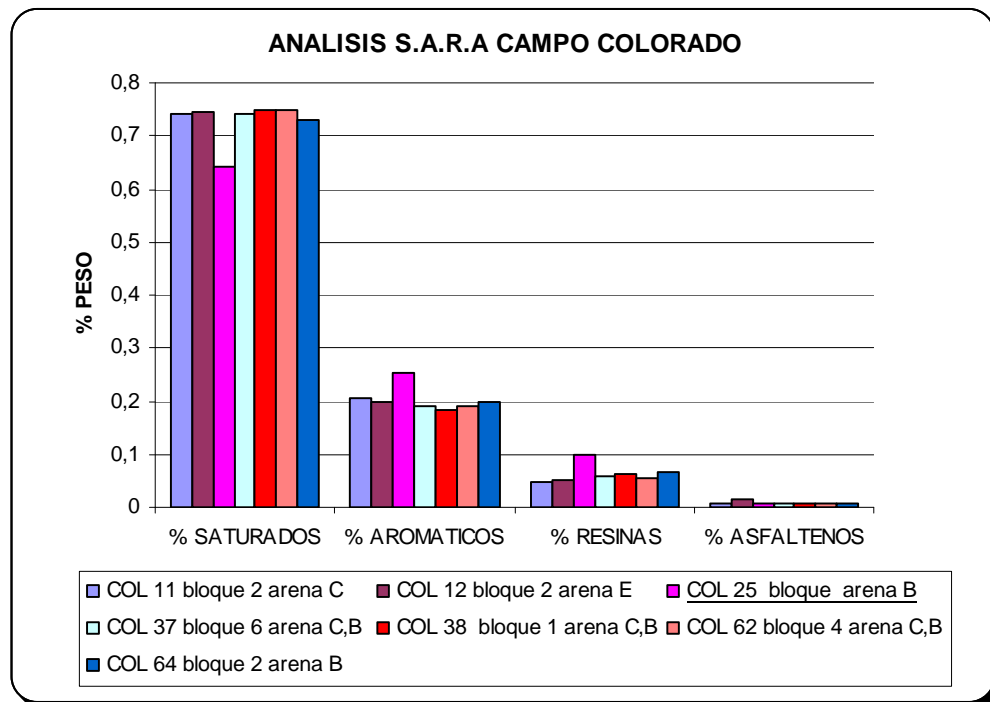
Figura 40. Análisis SARA crudos Colorado.



Fuente: Autores del proyecto.

Se observa que el porcentaje de las fracciones es prácticamente el mismo para todos los pozos, lo cual sugiere que posiblemente se trate de yacimientos de un mismo origen, es decir cargados con crudos de la misma roca generadora. El pozo Col 25 muestra un porcentaje de saturados menor, probablemente por la cercanía al contacto agua aceite que pudo favorecer la biodegradación del crudo y reducción en el porcentaje de saturados.

Figura 41. Análisis SARA crudos Colorado.



Fuente: Autores del proyecto.

El análisis SARA además será útil para conocer el contenido de las fracciones, ayuda a evaluar la estabilidad de los asfaltenos en el crudo. Existen variedad de índices para esta evaluación, para efectos de esta investigación se va a tratar el índice de inestabilidad coloidal (CII)²².

En una mezcla de hidrocarburos como se sabe hay varios componentes, saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos. Los asfaltenos siempre han de estar relacionados directamente con las resinas, pues estas son quienes rodean al asfalteno y evitan que estos se aglomeren causando la precipitación y posteriormente la depositación. Por esta razón se dio origen al índice de inestabilidad coloidal el cual es una relación de las fracciones para establecer

²² Fighting skin damage in Colombian fields- A war history C.A. Franco, A. Restrepo, L.P, Acosta, and E Junca. BP Exploration Colombia Ltd. SPE 98136

rangos dentro de los cuales se considera posiblemente se mantengan los asfaltenos en solución.

$$CII = \frac{\% Saturados + \% Asfaltenos}{\% Resinas + Aromáticos}$$

Cabe resaltar que para la comprobación de la inestabilidad se debe hacer un estudio más riguroso. Cuando el crudo es considerado estable los asfaltenos en solución no precipitarán, cuando es moderadamente estable se considera la posibilidad de que con cambios fuertes de temperatura y presión precipiten los asfaltenos y cuando el crudo es inestable con un pequeño cambio de temperatura y principalmente presión los asfaltenos en solución se precipitan.

Tabla 29. Clasificación de crudos según CII.

CLASIFICACIÓN DE CRUDOS SEGÚN CII	
TIPO DE CRUDO	CII
Estable	< 0,7
Moderadamente estable	0,7-0,9
Inestable	>0,9

Fuente: SPE 98136.

Como lo muestra la tabla 30 los crudos de Colorado según el CII son inestables, esto indica que un cambio en presión puede generar precipitación de asfaltenos. En la arena B de Colorado se comprobó por medio de un análisis PVT que la presión de yacimiento está por encima de la presión de saturación, estas condiciones de presión hacen que sea más inminente la precipitación de los asfaltenos.

Tabla 30. Índice de Inestabilidad Coloidal en crudos Colorado

ÍNDICE DE INESTABILIDAD COLOIDAL EN CRUDOS COLORADO							
	COL 11	COL 12	COL 25	COL 37	CO L 38	COL 62	COL 64
CII	2,96	3,02	1,84	2,97	3,10	3,05	2,77
	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable	Inestable

Fuente: Autores del proyecto.

Contenido de metales y azufre

El contenido de los metales de los crudos de los pozos Col 11, Col 25, Col 38, Col 62 (tabla 31), fue hallado en el laboratorio de espectrometría del ICP. En la figura 42 se muestra el contenido de metales y además el contenido de azufre (medido en el laboratorio de corrosión de Metalúrgica - UIS); se observa que el pozo Col 62 tiene un gran contenido de hierro (22,63 ppm), lo cual puede atribuirse al hecho de que fue el pozo que mas tiempo estuvo cerrado, allí el crudo que estuvo acumulado pudo haber sido contaminado con la tubería de producción que entre otras cosas lleva muchos años en uso y pudo fácilmente contaminar el crudo.

Tabla 31. Contenido de metales crudo Colorado.

	COL11 bloque 2 arena C	COL 25 bloque1 arena B	COL 38 bloque1 arena C, B	COL62 bloque 4 arena C, B
METAL	Concentración (ppm)	Concentración (ppm)	Concentración (ppm)	Concentración (ppm)
COBRE	0,818	0,059	0,603	0,32
HIERRO	0,415	0,143	0,111	22,63
NIQUEL	1,882	4,424	1,522	0,651
VANADIO	2,816	7,019	2,239	0,876

Fuente: Laboratorio de espectrometría ICP.

El contenido de metales en los crudos convencionales son máximo 93 ppm para el níquel; 370 ppm máximo para el vanadio; 1,33 ppm máximo para el cobre y 120 ppm como máximo para el hierro²³. De acuerdo a lo anterior los crudos analizados tienen bajo contenido de metales.

Por otra parte en el caso específico del Vanadio se nota que su concentración de 7,02 ppm en el crudo del pozo Col 25, supera la concentración de los demás crudos del análisis. Si se observa el análisis SARA se nota que Col 25 tiene contenido de resinas superior a las demás muestras analizadas, esto da confiabilidad a los dos test (SARA, Metales) debido a que los metales especialmente el Vanadio está asociados²⁴ a las resinas y se evidencia en la proporción en la que se encuentra en la muestra de Col 25.

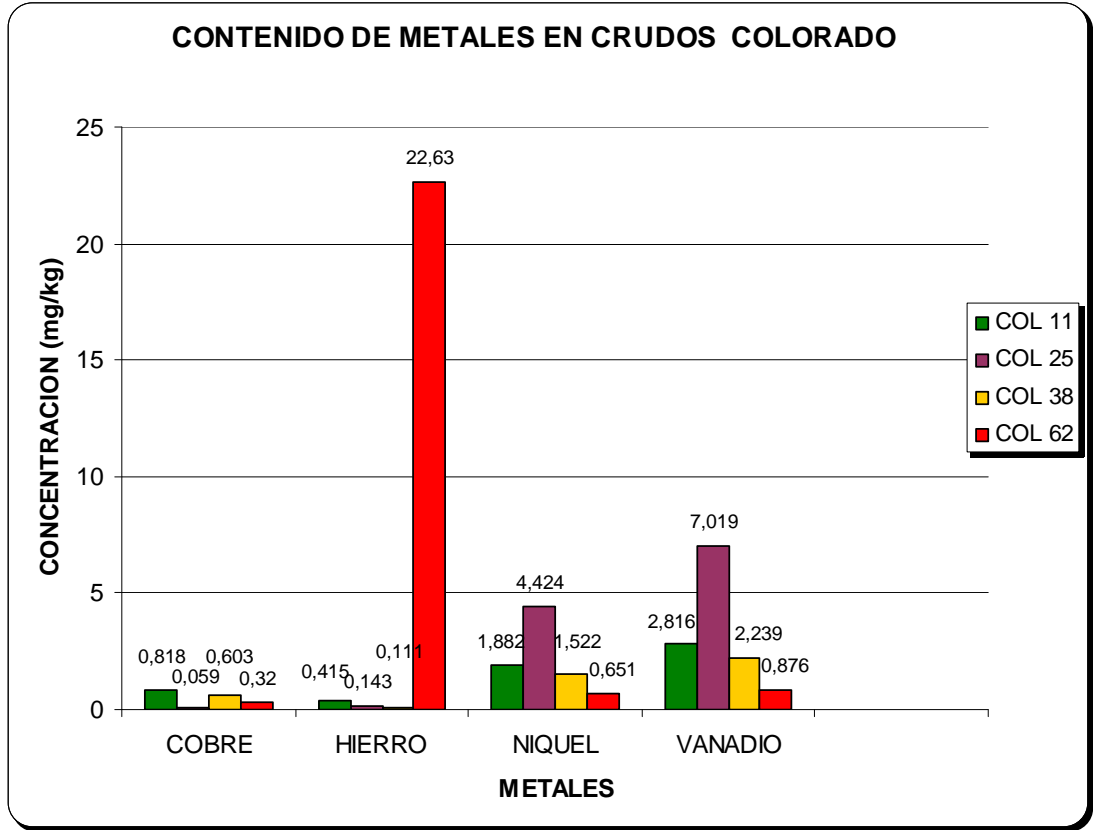
Otro contaminante importante que se halló aunque no metálico fue el azufre. La presencia en exceso de este contaminante puede dar origen a problemas de corrosión y disminuir el valor del crudo en el mercado, puesto que un crudo con alto contenido de azufre requiere de un tratamiento de hidrodesulfuración que es bastante costoso. Se puede considerar como bajo, crudos que contengan valores de azufre menores al 1 % en peso, y alto a crudos que tengan entre 5 y 7% en peso²⁵.

²³ R.I. Magaws, S.J. McMillen . A Risk Evaluation of Metals in Crude Oils, SPE 52725.
TRACE METALS IN PETROLEUM SPE 8864. Y. K. Agrawal

²⁴ James G. Speight .Handbook Of Petroleum Analysis, Edit Wiley Interscience 2001, Pag. 97-101.

²⁵ William D McCain, Jr. The Properties of Petroleum Fluids, Second Edition.PennWells Books.
1990, Pag 36

Figura 42. Esquema de barras Concentración metales Crudos Colorado.



Fuente: Autores del proyecto

Esta prueba se hizo para los mismos pozos a los cuales se les hallaron el contenido de metales. En la tabla 32 se presentan los valores del contenido de azufre en el campo Colorado.

Tabla 32. Contenido de azufre crudos Campo Colorado

METAL	COL11 bloque 2 arena C	COL 25 bloque1 arena B	COL 38 bloque1 arena C,B	COL62 bloque 4 arena C,B
AZUFRE	0,210 % peso	0,197 % peso	0,292 % peso	0,225 % peso

Fuente: Autores del proyecto.

Estos porcentajes son bastante bajos si se considera que el contenido de azufre en el crudo Castilla blend²⁶ es de 1,969 % en peso, incluso inferior a la cantidad en el crudo caño limón que es de 0,504% en peso, pero mayor al contenido de azufre del crudo del campo Cusiana, por lo tanto este valor es razonable para Colorado especialmente si se compara con los crudos de Caño Limón y Cusiana con los que guarda similitud al menos en la gravedad API, pues no se sale de los parámetros encontrados normalmente en los crudos mas típicos de la industria colombiana

Composición de crudos Colorado cromatografía C30+

A continuación se muestra la Tabla 33 con la composición de tres crudos: Col 25 (bloque 1 arena B), Col 38 (bloque 1 arena C, B) y Col 64 (bloque 2 arena B).

Como se aprecia en la figura 43, los crudos son bastante parecidos en la mayoría de la geometría de la figura que se genera en el diagrama. En la zona del C9 hasta el C14 hay una diferencia del Col 38, con respecto a la composición de los crudos de Col 25 y Col 64, es decir Col 38 se sale de la tendencia marcada por los otros dos crudos. Se plantean dos posibles respuestas a esta diferencia, la primera es que puede ser propia de la naturaleza composicional de los tres crudos, donde Col 25 y Col 64 son de la arena B mientras que Col 38 produce de la arenas C y B. Se puede inferir que a pesar de que los pozos Col 25 y Col 64 producen de diferentes bloques pero de la misma arena (B) tiene similar composición. El pozo Col 38 difiere posiblemente ya que produce de dos arenas (C y B). Adicional a este análisis donde se puede apreciar un patrón composicional en los tres crudos, se encontró similitud con composiciones de crudos de cierta área en el campo Lisama que produce de la zona mugrosa B. En la figura 44 se puede observar gráficamente el parecido entre dichos patrones.

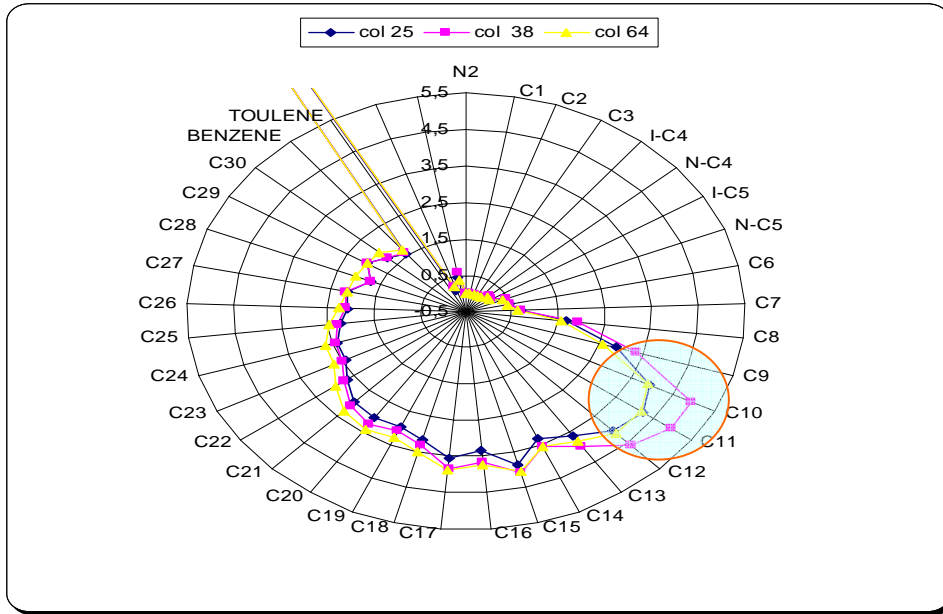
²⁶ [http://www.ecopetrol.com.co/documentos/40131 Assay Castilla Blend.xls](http://www.ecopetrol.com.co/documentos/40131_Assay_Castilla_Blend.xls).

Tabla 33. Composición Crudos Colorado.

COMPONENTE	COL 25 bloque1 arena B	COL 38 bloque1 arena C,B	COL64 bloque 2 arena B
	WT%	WT%	WT%
CO2	0	0	0
H2S	0	0	0
N2	0	0	0
C1	0	0	0
C2	0	0	0
C3	0,133	0,176	0,112
I-C4	0,114	0,142	0,109
N-C4	0,394	0,424	0,363
I-C5	0,476	0,481	0,433
N-C5	0,675	0,683	0,621
C6	1,668	1,91	1,531
C7	2,885	3,355	2,577
C8	3,944	4,916	3,868
C9	4,208	4,962	4,158
C10	4,029	4,602	4,125
C11	3,595	3,947	3,809
C12	3,319	3,554	3,575
C13	3,836	4,054	4,028
C14	3,308	3,616	3,718
C15	3,534	3,805	3,865
C16	3,139	3,306	3,472
C17	2,947	3,097	3,281
C18	3,024	3,241	3,396
C19	2,965	3,079	3,274
C20	2,673	2,75	2,987
C21	2,412	2,489	2,684
C22	2,413	2,464	2,671
C23	2,243	2,291	2,477
C24	2,042	2,092	2,248
C25	2,14	2,175	2,133
C26	1,693	1,734	2,047
C27	1,992	2,006	2,021
C28	1,72	1,739	1,962
C29	1,549	1,572	1,642
C30	30,352	24,529	26,25
BENZENE	0,123	0,233	0,206
TOULENE	0,452	0,576	0,359
TOTAL%	100	100	100

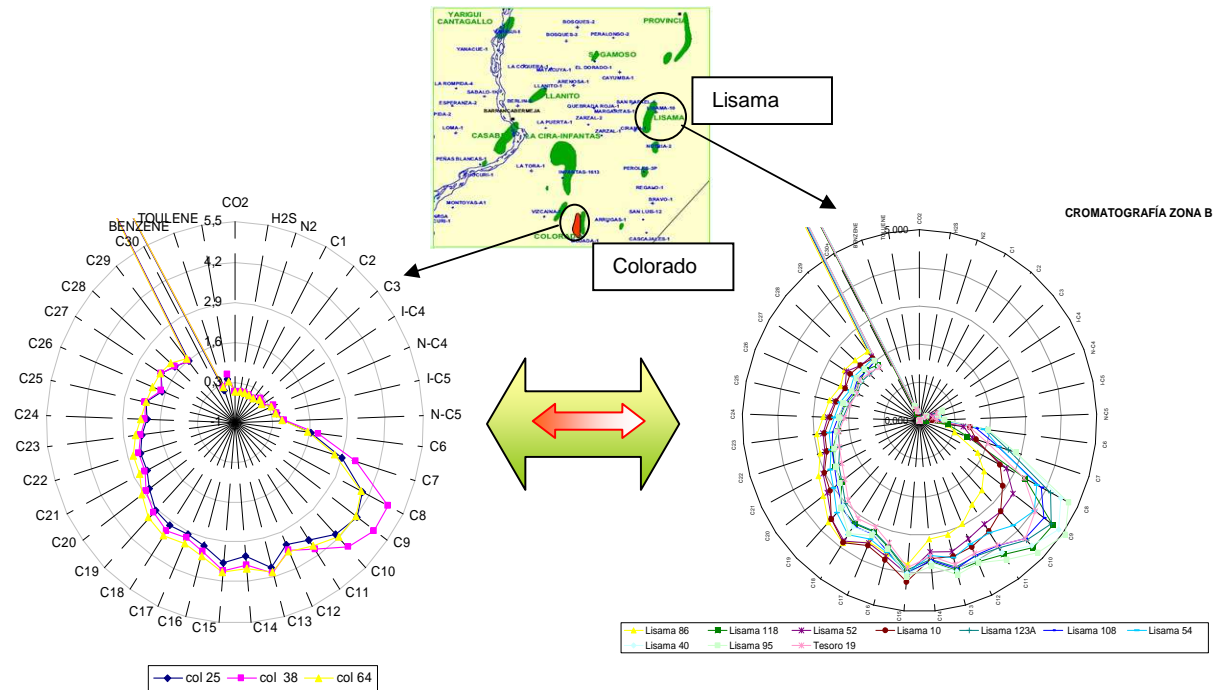
Fuente. Laboratorio de análisis PVT ICP

Figura 43. Composición crudos Col -25,Col-38,Col-64.



Fuente: Autores del proyecto.

Figura 44. Similitud composicional entre crudos de colorado y lisama.



Fuente: Caracterización de fluidos Área Lisama.ppt. 2007.

Contenido de cenizas

El contenido de cenizas es el residuo de la combustión del crudo, este residuo se mide en porcentaje, y por lo general es muy pequeño. Mientras el crudo sea más pesado, se tiende a obtener un mayor contenido de cenizas y viceversa. A manera de referencia el contenido de cenizas del crudo Castilla blend²⁷ es de 0,072 % en peso, este es un crudo de aproximadamente 18,8 API. En la tabla 34 y la figura 45 se muestra el contenido de cenizas de cuatro crudos del campo Colorado, el promedio de estos es 0,0073 % en peso, lo cual corresponde a tan solo el 10% del contenido de cenizas comparado con el crudo Castilla Blend.

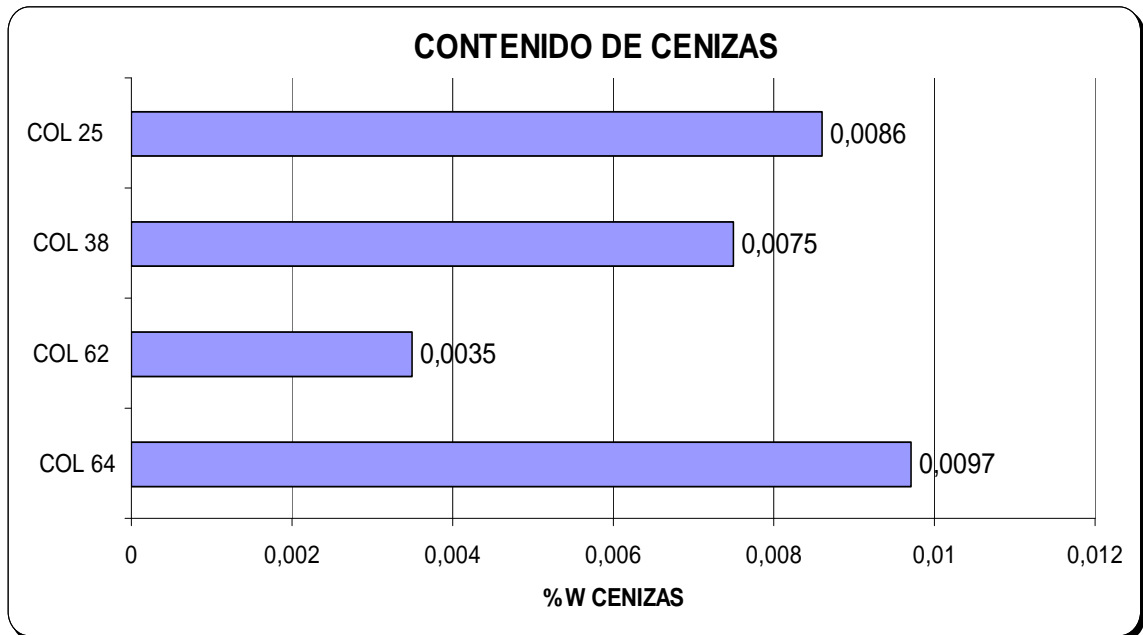
Tabla 34. Contenido de cenizas crudo Colorado.

CONTENIDO DE CENIZAS CRUDO CAMPO COLORADO				
Bloque	Pozo	Arena	fecha de muestreo año 2007	%En peso de Cenizas
1	COL 25	B	Ago-31	0,0086
	COL 38	C,B	Ago-31	0,0075
2	COL64	B	Ago-31	0,0097
4	COL62	C,B	Ago-31	0,0035

Fuente: Autores del proyecto

²⁷ [http://www.ecopetrol.com.co/documentos/40131 Assay Castilla Blend.xls](http://www.ecopetrol.com.co/documentos/40131_Assay_Castilla_Blend.xls).

Figura 45. Contenido de cenizas crudo Colorado.



Fuente: Autores del proyecto.

Punto de nube dinámico (ICP.PTE. 119.012)²⁸

El Punto de Nube es la temperatura a la cual aparecen los primeros cristales de parafina en forma de nube en el líquido (crudo muerto) cuando es enfriado bajo las condiciones previstas en este ensayo.

Existen varios métodos para medir el punto de nube de productos del petróleo. No obstante, para medir el punto de nube dinámico de hidrocarburos (crudo) son pocas las metodologías conocidas. Una de éstas, es la realizada por el método del viscosímetro, prueba en la cual se fija una velocidad de deformación (equivalente a caudal) y se somete la muestra a un enfriamiento que inicia desde

²⁸ Informe FIR 70372 Punto de Nube Dinámico laboratorio de reología ICP, Instituto Colombiano del Petróleo, Piedecuesta Santander Octubre 9 de 2007.

72°C hasta -5°C manteniendo una velocidad de enfriamiento de 1°C/min. El software del equipo se programa para que realice el barrido de temperatura en varias etapas, al cabo de las cuales se genera una curva (ln viscosidad vs 1/ K) cuyo punto de inflexión registra la aparición de los primeros cristales -*Etapa de nucleación y/o punto de nube*- y un segundo y final punto que corresponde a la etapa donde *cesa el flujo*, conocido como *punto de fluidez dinámico*. Esta prueba solo se realizó para el pozo Col 25 ya que este fue el elegido para investigar sobre la precipitación de parafinas en el campo Colorado. En la tabla 35 se puede observar que el punto de nube dinámico del crudo Col 25 (muestra tomada en superficie) es de 30.1 C, este es bastante alto si se considera que la temperatura en superficie puede descender en las noches por debajo a este valor, trayendo problemas de cristalización de parafinas.

Tabla 35. Punto de nube dinámico crudo Col 25.

Muestras código FIR 70372*	Punto Nube dinámico, (°C)
Col 25 Bloque 1 Arena B	30.1

Fuente: Laboratorio de reología FIR ICP.

6.2 CARACTERIZACIÓN DEL GAS DEL CAMPO COLORADO

La caracterización del gas es más sencilla que la del crudo, debido a que la composición del gas natural es de alcanos que tienen proporciones significativas que van desde el C1 hasta el C7+, además de tener componentes no hidrocarburos como el dióxido de carbono, oxígeno, nitrógeno y algunas veces sulfuro de hidrogeno. Para el caso del Campo Colorado se ha decidido tomar una muestra del pozo Col 25, pozo seleccionado para la caracterización completa de los fluidos aceite y gas.

Se tienen cromatografías tomadas en 1963 de tres pozos (Tabla 36) de diferentes arenas cuyas composición y propiedades reportadas varían entre sí. Se desconoce la representatividad de estos resultados. Como se ha mencionado en este texto las propiedades más relevantes para la caracterización de un gas son las siguientes:

- ✓ Composición
- ✓ Gravedad específica
- ✓ GPM
- ✓ Poder Calorífico

Si se analizan las cromatografías de los pozos pertenecientes a las arenas B (Col – 25, Col – 24) son bastante similares, esto nos da un indicio de la continuidad de la arena B, por lo menos a lo largo del bloque 1. A pesar de que la cromatografía de Col 24 fue tomada en el año 1969 y se tiende a dudar de su representatividad y calidad, mantiene un cierto parecido a la nueva cromatografía procedente del análisis PVT actual que se corrió de los fluidos del pozo Col 25.

Tabla 36. Composiciones del gas de los pozos Col 24, Col 34, Col28, Col 25.

Componente	Pozo Col 24 Bloque 1,arena B	Pozo Col 34 Bloque 4,arena C	Pozo Col 28 Bloque 1,arena D	Pozo Col 25, Bloque 1,arena B* Enero 2008 lab PVT ICP
	VOL.%	VOL%	VOL%	%VOL
N2	0,3	Trazas	0,7	0,362
O2	0	Trazas	Trazas	0
CO2	0	0	0,7	0,007
C1	89	72,1	80,6	83,407
C2	6,72	14,4	9,6	10,344
C3	2,18	6,8	3,7	3,906
iC4	0,3	1,6	1	0,526
nC4	0,65	2,8	1,7	0,835
iC5	0,15	1,1	0,9	0,200
nC5	0,2	1,2	1,1	0,187
C6+	0,5	Trazas	Trazas	0,595
Gr. Sp.	0,644	0,797	0,724	0,677
M.W	18,640	NR		19,592
B.T.U.	1039,6	NR		1082,182
G.P.M.	1,078	3,730	2,339	1,745

* Cromatografía tomada en el laboratorio PVT ICP (Enero 2008)

6.3 CARACTERIZACIÓN DE AGUA DE PRODUCCIÓN

En esta sección se analizan los resultados de las pruebas realizadas a una muestra de agua obtenida del intervalo 3771,06 pies- 3982,12 pies en la zona B. En la tabla 37 se muestran los resultados de dichas pruebas. En los archivos de origen de estos datos, no se especifica ni fecha ni lugar de realización de las pruebas, por lo tanto no se da una confianza absoluta a estos datos, sin embargo se muestran a manera de conocer posibles valores típicos de algunos componentes del agua en Colorado. Desde inicios del 2006 los autores de este proyecto comenzaron a gestionar con el laboratorio de Consultas Industriales de la Escuela de Química de la Universidad industrial de Santander el muestreo y análisis del agua de producción en el Campo Colorado, esto solo fue posible

concretarlo hasta finales del 2007 cuando finalmente este laboratorio hizo una cotización del servicio sugerido, esta cotización fue aprobada por el director ejecutivo del campo Colorado, actualmente se esta en el proceso de realizar el pago del servicio y finalmente se espera que para finales del mes de Junio de 2008 halla sido llevado a cabo, por este motivo no fue posible publicar un análisis actualizado del agua que actualmente se produce en Colorado.

Tabla 37. Análisis de agua de la zona B en el Campo Colorado.

CONCENTRACION		
Formación		Zona B
Ph		8,93
Chlorides	(ppm)	8153,88
Na ₂ CO ₃ (ppm)	Alcalinidad	315,00
Dureza	CaCO ₃ (ppm)	298,00
Carbonatos	(ppm)	136,86
CaCO ₃ (ppm)	Alcalinidad P	278,00
CaCO ₃ (ppm)	Alcalinidad M	162,00
CaCO ₃ (ppm)	Alcal. Total	933,33
Sulfatos	(ppm)	231,49
Rw	(mt ² /mt a 80 °F)	0,40
Rw	(ohm*mt /a 84.4 °F)	0,42
NaCl ⁻	(ppm)	7922,29
Ca	(ppm)	770,00
Fe	(ppm)	6,53
Dureza	Ca (ppm)	1235,00
Dureza	Mg (ppm)	400,00
SO ₄	(ppm)	64,50
Cl ⁻	(ppm)	5775,00
CO ₃	(ppm)	757,33
HCO ₃	(ppm)	557,67
CO ₃	Alcalinidad	272,25
HCO ₃	Alcalinidad	160,00
R ₂ O ₃	(ppm)	44,00
SiO ₂	(ppm)	29,00
Dureza	(ppm)	1483,43
Sólidos	Totales	0,03

Fuente: Compilado información yacimientos campo Colorado 2007.

La mayoría de los valores de la tabla 37 no son tenidos en cuenta por el decreto 1594 de 1984. Si se desean conocer que tan nocivos son estos valores se puede

dirigir a la página de la EPA (entidad gubernamental de Estados Unidos que reglamenta todo lo referido al medio ambiente), pues esta entidad Americana como otras Europeas tienen fuertes normas que regulan eficientemente el impacto que la industria u otros puedan ejercer sobre el medio Ambiente, por el contrario la normatividad Colombiana no es actualizada desde 1984 y la existente no es lo suficientemente estricta y válida tal que mantenga los recursos naturales protegidos, especialmente un recurso como el agua.

7 CONCLUSIONES

- ✓ La implementación de los procedimientos metodológicos para la caracterización de los fluidos de un campo maduro son de gran importancia como en el caso del Campo Colorado donde no se tenía información actualizada de los fluidos. La información encontrada a partir de este proyecto es un valioso aporte, necesario para la optimización de la producción del campo y como punto de inicio para futuras investigaciones.
- ✓ Con la caracterización realizada no se puede confirmar la hipótesis de compartimentalización, sin embargo permite inferir que las propiedades halladas no varían significativamente. Sin embargo para corroborar dicha hipótesis es necesario realizar un estudio de geoquímica junto con análisis estratigráfico.
- ✓ De las diferentes propiedades del crudo halladas, entre ellas gravedad API, BSW, RVP, Viscosidad, flash point, contenido de cenizas, contenido de azufre, poder calorífico, brinda información importante para otros estudios y para trabajos de ingeniería inmediatos. Se notó similar composición de las arenas B del Campo Colorado y se comparó también composicionalmente algunos crudos de Colorado pertenecientes a mugrosa B con otros de un área específica en el campo Lisama, observándose una similitud entre ellos, esto implica la posibilidad de que la roca madre de algunos crudos de la Cuenca del Magdalena Medio sea la misma, esto podría ser de gran ayuda en la medida en que se extrapolen hacia el Campo Colorado características de otros campos pertenecientes a dicha cuenca, permitiendo así profundizar los conocimientos en el Campo Escuela e incluso extrapolar los conocimientos a los otros Campos aledaños al mismo.

- ✓ En el manejo del crudo del Campo Colorado es importante tener cuidado debido a que su punto de chispa está por debajo de los 0°C. En todos los casos denota una altísima volatilidad.

- ✓ En general todos los crudos presentaban valores similares en sus propiedades, con la excepción del crudo del pozo Col 62, el cual fue el único que marcó la diferencia en todas las propiedades.

RECOMENDACIONES

- ✓ Sería de gran utilidad para la Universidad Industrial de Santander y para los estudiantes de Ingeniería de Petróleos, que cuando se obtengan muestras de crudos adicionales a los caracterizados en este proyecto, sean analizados en el laboratorio de la Escuela, con el objeto de ampliar la base de datos de propiedades de fluidos, con ello se optimizaría la utilización de equipos y la practica de los estudiantes.
- ✓ Tener en cuenta que la caracterización de los fluidos de cada campo debe ser ajustada a la naturaleza del mismo, pues no existe un procedimiento estandarizado para todos los campos del mundo.
- ✓ Es necesario llevar a cabo una revisión, evaluación y análisis de los datos iniciales de caracterización y evaluación de fluidos del Campo Colorado, para estudiar la representatividad de los datos existentes y generar el modelo de datos y fluidos, como parte del estudio integrado de yacimientos.
- ✓ Cada vez que una muestra de crudo sea tomada, debe ser llevada al laboratorio lo mas pronto posible, el recipiente debe estar limpio y hermético para evitar contaminación y perdida de livianos respectivamente, de esta manera garantizar la representatividad del fluido.
- ✓ Hacer cromatografías de alta resolución para los crudos de varios pozos del Campo Colorado, con el objetivo de aplicar la técnica Oil finger Prints la cual es una nueva herramienta que define la huella digital de un crudo, así dentro de un mismo campo se podrían existir familias de crudos lo que indicaría

compartimentalización o también una sola familia que indique la continuidad de la arena en todo el campo, de esta forma se podría aportar fundamentos a futuros estudios que busquen generar el modelo geológico del campo Escuela.

- ✓ Hacer un análisis periódico del agua de producción en el campo escuela Colorado, con el fin de darle el tratamiento respectivo, cumpliendo de esta manera con la normatividad ambiental y mantener los estándares de calidad del campo.
- ✓ Se recomienda tener precauciones máximas con las fuentes de ignición en el campo Colorado, ya que se comprobó mediante esta investigación que el punto de llama del crudo del Campo Colorado es inferior a 0°C.

BIBLIOGRAFÍA

- AHMED, Hammami y M.A., Raines. Paraffin Deposition From Crude Oils: Comparison of Laboratory Results With Field Data". SPE 54021. San Antonio, Texas 5-8 October 1999.
- BIROL, Dindoruk y CHRISTMAN, Peter G.. "PVT Properties and Viscosity correlations for Gulf of Mexico Oils". SPE 89030. New Orleans 30 September - 3 October 2004.
- BURCIK, Emil J. Properties of Petroleum Reservoir fluids. John Wiley & Sons. 1979. CARBOGNANI Lante, MËNDEZ Aaron y SÁNCHEZ Vicente, Caracterización de Crudos Venezolanos. Origenes, razones y necesidades. Acta Científica Venezolana, Vol.50, Suplemento Mº 1, 11-17 1999
- COSTE, y VALOIS. "An Innovative Approach for the Analysis of Production History in Mature Fields: A Key stage for Field Re-engineering". SPE 62880. Dallas Texas ,1-4 October 2000.
- DUQUE, Carlos Andrés. "Informe Geológico Final Campo Colorado". Ecopetrol S.A. Gerencia Magdalena Medio, Instituto Colombiano Del Petróleo, Union Temporal Aip-Ansall. El Centro, Barrancabermeja Diciembre De 2003.
- FAN, Tianguan; WANG, Jianxin y BUCKLEY, Hill. "Evaluating Crude Oil by SARA Analysis". SPE 75228, Tulsa Oklahoma 13-17 April 2002.
- FREUND, John E. y GARY, Simon. *Estadística elemental*. Prentice-Hall Hispanoamericana, SA. México, 1994. (8ª edición.)

- GPSA. Engineering Data Book. 11th edition. FPS Volumes I y II.
- “Informe Preliminar Campo Colorado”. Empresa Colombiana de Petróleos Gerencia Centro Oriente División de Yacimientos. El Centro, Barrancabermeja, Marzo de 2001
- J.D., Edman y M.K., Burk. “Geochemistry in an Integrated Study of Reservoir Compartmentalization at Ewing Bank 873, Offshore Gulf of Mexico. SPE 49246, New Orleans 30 September.
- MCCAIN, William. “The Properties of Petroleum Fluids”. PennWell Books, Second Edition, Tulsa Oklahoma 1990.
- Manual de Campo Interinstitucional para la Recolección de Datos sobre la Calidad del Agua U.S. Geological Survey
- Norma API RP 44 de 2003
- Norma ASTM D287
- PARRA VEGA, José Darío et al. “Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado”. Ecopetrol S.A. Gerencia Magdalena Medio Instituto Colombiano Del Petróleo, El Centro, Diciembre 2003.
- R.I. Magaws, S.J. McMillen. “A Risk Evaluation of Metals in Crude Oils”. SPE 52725 1999.
- R.L. Kaufman, H. Dashti, C.S. Kabir, J.M. Pederson, M.S. Moon, R. Quttainah, and H. Al-Wael. “Characterizing the Greater Burgan Field: Use of Geochemistry and Oil Fingerprinting”. SPE 78129, Bahrain 15-18 March 1998.

- SCHOU PEDERSEN, Karen. "Prediction of Cloud Point Temperatures and Amount of Wax Precipitation". SPE 27629, 26 January 1994.
- SPIEGEL, M.R. Estadística. McGraw-Hill. México. (Serie Schaum.)
- TAREK, Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. Second Edition. Butterworth – Hernemann
- VILLANTI, Dan y RAIA Joseph. High-temperature Simulated Distillation Applications in Petroleum Characterization. Encyclopedia of Analytical Chemistry
- WONNACOTT, Thomas H. y WONNACOTT Ronald. Introducción a la estadística. Limusa / IPN. México. (Colección "Textos Politécnicos", serie Matemáticas.)
- www.ecopetrol.com
- www.slb.com
- ZÁRATE ZÁRATE, Germán. Guía de Prácticas para el Laboratorio de Crudos y Aguas. Departamento de Ingeniería de Petróleos. Universidad de America. 2003

ANEXOS

Anexos A. Método del Cilindro evacuado

(Vea el API-RP-44, Sección 6.3.7.1).

1. Localice cual será la válvula A en el separador (ver figura 1) desde donde se puede tomar la muestra de gas. Verifique que se encuentre limpia y en buen estado; para ello ábrala y ciérrela de inmediato y observe cualquier anomalía.
2. Conecte la línea flexible ó tubing en la válvula A del separador (ver figura 2). Abra la válvula B y la válvula de purga, la C.
3. Si dispone de una bomba de vacío y personal especializado en estas tareas, conecte la entrada de muestra a la válvula D con sus respectivos conectores como se muestra en la Figura 2. Conecte la bomba de vacío a la válvula C, abra las válvulas C y B para evacuar el gas de línea. Cierre la válvula C y desconecte la bomba. Vuelva a abrir lenta y completamente la válvula A hasta estabilizar la presión con la del separador permitiendo de esta manera que la muestra entre y ocupe en forma gradual desde la válvula A al D, después proceda con el paso 6.

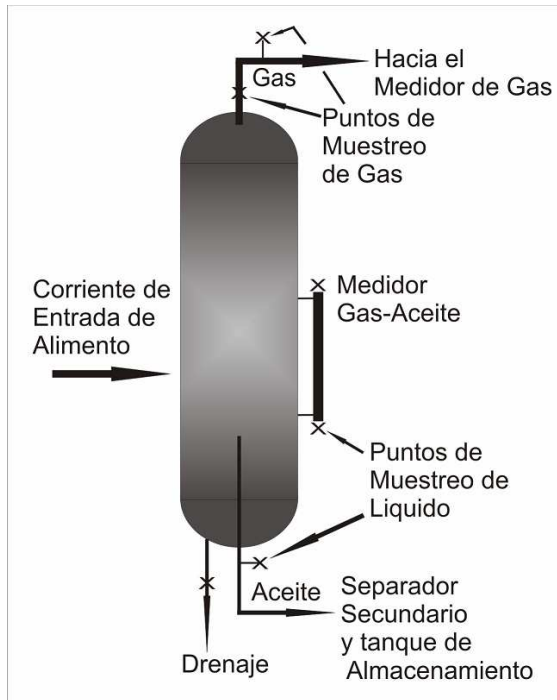


FIGURA 1. SEPARADOR PRIMARIO

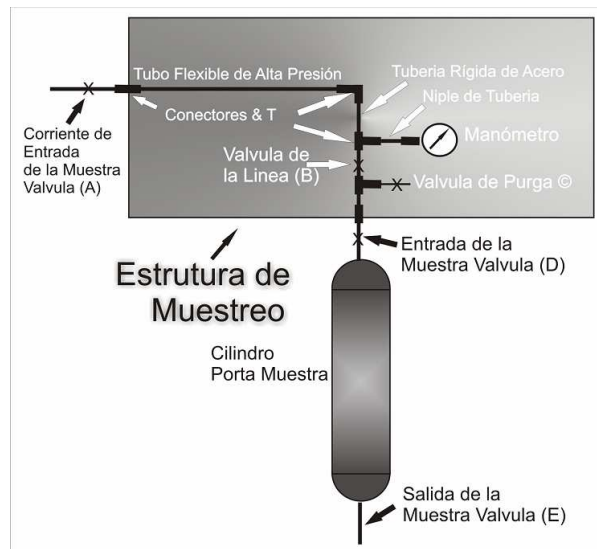


FIGURA 2. DIGRAMA DEL ENSAMBLE DE MUESTREO

4. Si no es posible el uso de la bomba de vacío, abra las válvulas B y C, después abra y cierre la válvula A en un corto periodo de tiempo y permita que se purgue esa parte de la línea, cierre entonces rápidamente la válvula

B. Lentamente abra la válvula A completamente hasta estabilizar la presión con la del separador desde la válvula A a la B.

5. Conecte el cilindro de muestreo a la línea de alimentación a través de la válvula D como se indica en la Figura 2. Abra la válvula C, después abra y cierre la válvula B, en un corto periodo de tiempo para purgar el aire que reside entre las válvulas B y C. Cierre la válvula C prontamente.

Nota: Cuando conozca que el gas contiene H_2S , debe disponer de una línea larga de venteo para ser instalada en la válvula C.

Vuelva a abrir la válvula B hasta estabilizar la presión del separador para permitir el paso de gas desde la válvula A a la válvula D.




6. Cautelosamente prepare la válvula D para ser abierta, tenga especial cuidado de estar monitoreando la presión del manómetro, entonces empiece a llenar muy lentamente el cilindro tomamuestras. Regularmente ajuste la válvula D cada vez que sea necesario hasta que se estabilice la presión en el manómetro. El tiempo de llenado del cilindro puede estar alrededor de los 20 minutos. La operación de llenado puede ser continuamente monitoreada colocando un manómetro en la parte opuesta del cilindro. Cuando Usted suponga que el cilindro se encuentra lleno, cierre la válvula D herméticamente y observe que el manómetro del cilindro no cambie la lectura; esto con el fin de detectar fugas.
7. Cuando el contenedor esté lleno, cierre las válvulas D inicialmente y enseguida la válvula B.
8. Abra la válvula C lentamente hasta evacuar a la atmósfera, el gas que se encuentra en la línea entre las válvulas B y D.

9. Desconecte el cilindro de toma de muestra. Este es el último paso en la toma de muestras. Si va a tomar mas muestras de gas, siga los procedimientos descritos desde los numerales 5 al 8.

10. Después de haber tomado las muestras necesarias, cierre la válvula A debidamente, abra la válvula B, deplete el sistema antes de desconectar la línea desde la válvula A.

11. Inserte los tapones de sello de las válvulas de los cilindros llenos de gas, después de lo cual se debe aprestar a chequear que no haya fugas lo cual lo puede hacer sumergiendo la parte de las válvulas en una solución de agua- jabón. Paso seguido, coloque cinta teflón en los tapones de las válvulas y coloque los protectores de válvulas. Los cilindros quedan de esta manera listos para ser transportados.

Anexo B. Ficha técnica muestreo Col 11

	INFORMACIÓN GENERAL	
<p>Pozo COLORADO 11</p> <p>Bloque: 2</p> <p>Estado: inactivo</p> <p>Sistema de levantamiento: No Hay</p> <p>Prof total: 4700 pies</p>		
Panorámica del Pozo		Cabezal
DESCRIPCIÓN DE MUESTREO		
	<p>Fecha: Julio 29 de 2007</p> <p>Hora: 10:50 am</p> <p>Tipo de Muestreo: Superficie</p> <p>Arena productora: C</p> <p>Volumen de muestra: 1galón</p>	
OBSERVACIONES		
<p>Ninguna</p> <hr/> <hr/> <hr/>		

Anexo C. Ficha técnica muestreo Col 38



Panorámica del Pozo

INFORMACIÓN GENERAL

Pozo
COLORADO 38

Bloque: 1

Estado: Activo

Sistema de
levantamiento Mecánico

Prof total: 7972 pies



Cabezal

DESCRIPCIÓN DE MUESTREO



Fecha: Agosto 22 de 2007

Hora: 9:15 am

Tipo de Muestreo: Superficie

Arena productora: C

Volumen de muestra: 1 galón

OBSERVACIONES

A la fecha de la toma de la muestra la producción reportada fue de 9 bbl de crudo y 6 bbl de agua.

Anexos D. Ficha técnica muestreo Col 70



Panorámica del Pozo

INFORMACION GENERAL

Pozo
COLORADO 70

Bloque: 2

Estado: Activo

Sistema de
levantamiento Mecánico

Prof total: 3811 pies



Cabezal

DESCRIPCION DE MUESTREO



Fecha: Agosto 31 de 2007

Hora: 8:15 am

Tipo de Muestreo: Superficie

Arena productora: B

Volumen de muestra: 1 galón

OBSERVACIONES




Anexos E. Ficha técnica muestreo Col 37

	<p>INFORMACION GENERAL</p> <p>Pozo COLORADO 37</p> <p>Bloque: M</p> <p>Estado: inactivo</p> <p>Sistema de levantamiento: mecánico</p> <p>Prof total: 7069 pies</p>	
<p>DESCRIPCION DE MUESTREO</p>		
	<p>Fecha: Agosto 22 de 2007</p> <p>Hora: 9:40 am</p> <p>Tipo de Muestreo: Superficie</p> <p>Arena productora: B, C, D</p> <p>Volumen de muestra: 1 galón</p>	
<p>OBSERVACIONES</p> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/>		




Anexos F. Ficha técnica de muestreo Col 12

	INFORMACIÓN GENERAL	
Panorámica del Pozo	<p>Pozo COLORADO 12</p> <p>Bloque: 2</p> <p>Estado: Inactivo</p> <p>Sistema de levantamient Mecánico</p> <p>Prof total: 6070 pies</p>	Cabezal
DESCRIPCIÓN DE MUESTREO		
	<p>Fecha: Agosto 31 de 2007</p> <p>Hora: 9:00 am</p> <p>Tipo de Muestreo: Superficie</p> <p>Arena productor: E</p> <p>Volumen de muestra: 1galón</p>	
OBSERVACIONES		
<hr/> <p>Bomba dañada por precipitación de parafinas, produce por el anular. Opcionado para trabajo de workover.</p>		
<hr/> <p>Se midió la presión en cabeza de pozo igual a 50 libras</p>		
<hr/>		
<hr/>		

Anexos G. Ficha técnica muestreo Col 13

	INFORMACIÓN GENERAL	
Panorámica del Pozo	Pozo COLORADO 13	
	Bloque: 1	
	Estado: inactivo	
	Sistema de levantamiento No Hay	
	Prof total: 2701 pies	
DESCRIPCIÓN DE MUESTREO		
	Fecha: Julio 29 de 2007	
	Hora: 9:33 am	
	Tipo de Muestreo: Superficie	
	Arena productora: B	
	Volumen de muestra: 1galón	
OBSERVACIONES		
Ninguna		

Anexos H. Ficha técnica muestreo Col 62

	INFORMACIÓN GENERAL	
Panorámica del Pozo	Pozo COLORADO 62 Bloque: IV Estado: inactivo Sistema de levantamiento: No Aplica Prof total: 5293 pies	Cabeza
DESCRIPCIÓN DE MUESTREO		
	Fecha: Agosto 22 de 2007 Hora: 8:30 am Tipo de Muestreo: Superficie Arena productora: B, C Volumen de muestra: 1 galón	
OBSERVACIONES		
<p>Se trató medir presión en cabeza de pozo pero el manómetro no estaba en el rango permisible. Presión apreciada por el operador aproximadamente de 50 libras.</p>		

Anexos I. Herramienta digital EASY ASSAY

EASY ASSAY es una herramienta digital, extensión .xls que contiene los parámetros generales para la caracterización de crudo, gas y agua; donde el lector puede tener acceso a la información de una manera sencilla y didáctica.

El programa presenta opciones de acuerdo al fluido que requiera ser analizado (figura 1).

Figura 1. Presentación del programa



Si selecciona crudo se muestra el cuadro de la figura 2, en cada una de las opciones se puede tener acceso a la información. En la elección de la muestra se pregunta si el yacimiento esta dividido en bloques (ver figura 3), dependiendo de esto se calcula el número de pozos que deben ser muestreados, sin embargo si se presenta alguna limitación (ver figura 4) se tendrá que hacer un estudio mas detallado.

Figura 2. Cuadro caracterización de crudo



Figura 3. Cálculo del tamaño de la muestra

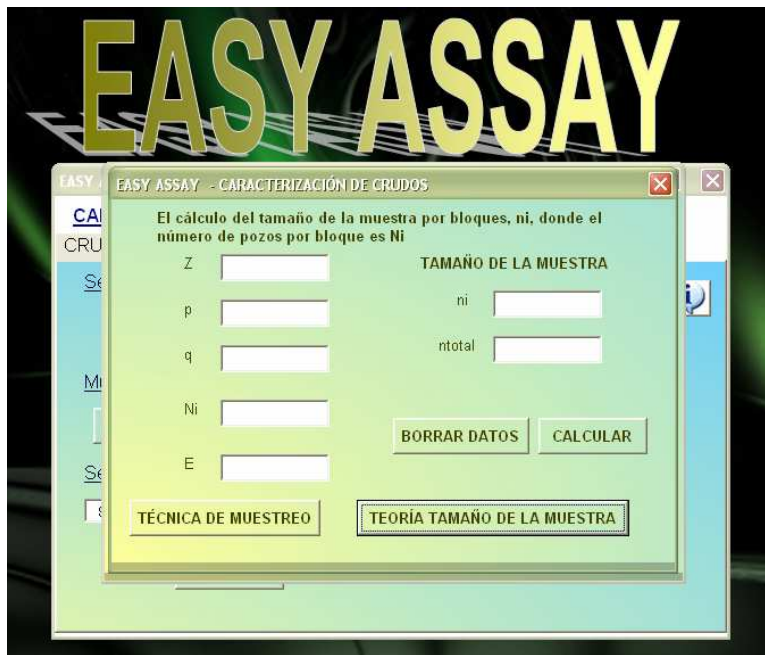
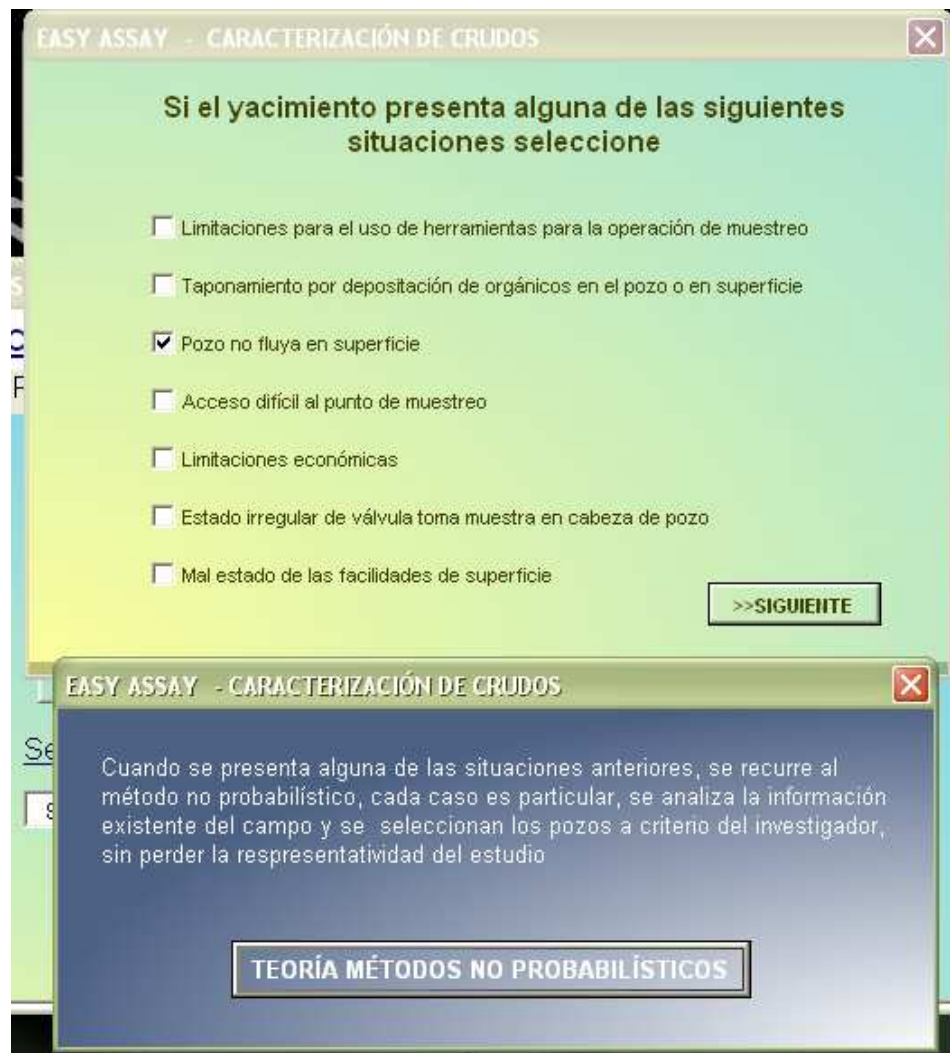


Figura 3. Limitaciones para la caracterización de crudo.



Si se selecciona el gas como el fluido a caracterizar se presentan las opciones de generalidades, propiedades, puntos de muestreo y pruebas de laboratorio (ver figura 4), de forma similar para el agua, en este caso se muestra la normatividad ambiental para el vertimiento de aguas de producción de un campo (ver figura 5).

El usuario debe descomprimir los archivos con Winzip y se recomienda extraerlos al disco C.

Figura 4. Caracterización de gas

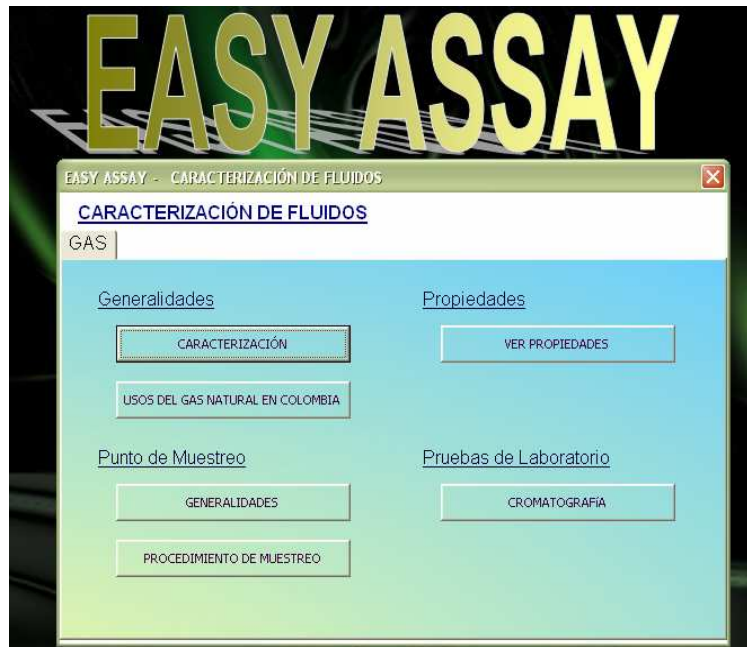


Figura 5. Caracterización de agua

