

**ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS APLICADO A LOS HIDROCARBUROS EN EL
CAMPO ESCUELA COLORADO**

**ERIKA JOHANA VILLARREAL VILLARREAL
HELDA MARÍA MARGARITA MOYA RAMÍREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA - SANTANDER**

2012

**ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS APLICADO A LOS HIDROCARBUROS EN EL
CAMPO ESCUELA COLORADO**

**ERIKA JOHANA VILLARREAL VILLARREAL
HELDA MARIA MARGARITA MOYA RAMIREZ**

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

Director:

Msc. EMILIANO ARIZA LEÓN

Codirector:

ING. EDISON ODILIO GARCÍA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA- SANTANDER**

2012

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
_Toc341292696	
INTRODUCCIÓN.....	15
1. GENERALIDADES	17
1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	18
1.2 HISTORIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN.....	19
2. DISEÑO DE MUESTREO	20
2.1 ANÁLISIS ESTADÍSTICO.....	20
2.2 APLICACIÓN DE CRITERIOS INGENIERILES	26
2.3 PROCEDIMIENTOS PARA MUESTREO EN SUPERFICIE DE CRUDO Y GAS.....	33
2.3.1 Crudo.....	34
2.3.2 Gas	35
2.3.2.1. Factores a Tener en Cuenta.....	35
2.3.2.2. Presión del Punto de Muestra.....	35
2.3.2.3. Equipo toma muestra a emplear	35
2.3.2.4. Procedimiento.....	35
3. ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES DE LOS HIDROCARBUROS DEL CAMPO ESCUELA COLORADO	40
3.1 ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES DEL CRUDO	41
3.1.1 Gravedad API (ASTM D287-06).....	41
3.1.2 Análisis Sara (ASTM D 6560, D1319 Y D2549).....	43
3.1.3 Contenido de agua y sedimentos, bsw (astm 96-00).....	45
3.1.4 Salinidad (Método Aruba).....	49
3.1.5 Viscosidad Saybolt (ASTM D 88-05).....	51
3.1.6 Punto De Fluidez ASTM 97-11	55
3.1.7 Presión de Vapor Reid (ASTM D-323-08).....	58
3.1.8 Flash Point (ASTM D 92-02).	60
3.1.9 Poder calorífico (astm d 240-09).	61
3.1.10 Contenido De Azufre (ASTM 1552-08).....	63
3.1.11 Contenido De Cenizas (ASTM D- 482-03).....	66
3.2 ANÁLISIS AL GAS.....	68

3.2.1 Cromatografía	68
4. COMPARACIÓN HISTÓRICA ENTRE BLOQUES	72
4.1. GRAVEDAD API.....	72
4.2 BSW	75
4.3. OTRAS PROPIEDADES	76
4.3.1. Presión de Vapor REID	76
4.3.2. Viscosidad	78
4.3.3. Poder Calorífico del crudo	79
4.4 CROMATOGRAFÍA DEL GAS	79
CONCLUSIONES	83
RECOMENDACIONES	85
BIBLIOGRAFÍA	86
ANEXOS	91

LISTA DE FIGURAS

Pág

Figura 1 Ubicación geográfica del Campo Colorado	18
Figura 2 Mapa de estado de producción de los pozos.	25
Figura. 3 Principales criterios de selección de pozos a muestrear en Campo Maduros	26
Figura 4. Separador Primario	36
Figura 5 Diagrama del ensamble de muestreo	37
Figura 6 Muestras 1 y 2 de BSW Col 3	46
Figura 7 Fotografía prueba flash point.....	61

LISTA DE TABLAS

Pag

Tabla 1 Principales clases de muestreo no probabilístico	21
Tabla 2 Principales clases de muestreo probabilístico	22
Tabla 3 Relación de bloques y pozos del Campo Colorado.	24
Tabla 4 Matriz de selección de pozos candidatos	28
Tabla 5 Pozos seleccionados.....	33
Tabla 6 Pruebas realizadas a los hidrocarburos	40
Tabla 7 Resultados API.....	42
Tabla 8 Resultados Análisis SARA	44
Tabla 9 Resultados de BSW	47
Tabla 10 Resultados Salinidad.....	50
Tabla 11 Ecuación de Viscosidad Cinemática	52
Tabla 12 Resultados Viscosidad Cinemática	53
Tabla 13 Índice de viscosidad	54
Tabla 14 Resultados Punto de fluidez	57
Tabla 15 Resultados Presión de Vapor Reid.....	59
Tabla 16 Resultados Poder calorífico.....	62
Tabla 17, Clasificación del crudo según la gravedad API y el porcentaje de azufre.	64
Tabla 18 Resultados Contenido de Azufre	65
Tabla 19 Resultado de Contenido de Cenizas	67
Tabla 20 Propiedades Físicas del Gas de Campo Colorado.....	69
Tabla 21 Cromatografía del Gas de Campo Colorado.....	70
Tabla 22 Histórico Gravedad API.....	74

LISTA DE GRÁFICAS

Pag

Grafica 1. Gráfica de distribución de API.....	43
Grafica 2. Distribución de análisis SARA	45
Grafica 3. Distribución de BSW	48
Grafica 4. Gráfica de distribución de Salinidad	51
Gráfica 5. Distribución de Viscosidad Cinemática.....	55
Grafica 6. Gráfica de distribución punto de fluidez	58
Gráfica 7. Distribución de Presión de Vapor Reid	60
Grafica 8. Gráfica de distribución de Poder Calorífico	63
Grafica 9. Distribución de Contenido de Azufre	66
Gráfica 10 Distribución de Contenido de Cenizas	68
Gráfica 11 Comparación API entre bloques	73
Grafica 12. Comparación BSW entre bloques	76
Grafica 13. Comparación Presión de Vapor Reid entre bloques	77
Gráfica 14. Comparación Viscosidad Cinemática entre bloques	78
Gráfica 15. Comparación Poder Calorífico entre bloques.....	79
Grafica 16. Comparación Cromatografía entre bloques	80
Grafica 17. Comparación del poder calorífico del gas con el tiempo de producción (Bloque 1).	81
Gráfica 18. Comparación GPM en el tiempo (Bloque 1).....	82

LISTA DE ANEXOS

Pág

ANEXO 1-A (Datos Gravedad API 2006-2012)	91
ANEXO 1-B (Datos BSW 2007,2012).....	92
ANEXO 1-C (Datos Presión de Vapor Reid 2007,2012).....	93
ANEXO 1-D (Datos Viscosidad Cinemática 2007,2012).....	94
ANEXO 1-E (Datos Poder Calorífico 2007,2012)	96
ANEXO 1-F (Datos Cromatografía de Gas 1963, 1969, 2008 y 2012)	97

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS APLICADO A LOS HIDROCARBUROS EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO¹

**AUTORES: ERIKA JOHANA VILLARREAL VILLARREAL
HELDA MARIA MARGARITA MOYA RAMIREZ²**

PALABRAS CLAVES: Campo Colorado, Gravedad API, BSW, viscosidad de SAYBOLT, salinidad, presión de vapor REID, punto de chispa y relampagueo, punto de nube, punto de fluidez, cantidad de azufre, poder calorífico, análisis SARA, cromatografía del gas y gravedad específica

Campo Escuela Colorado ha producido hidrocarburos desde hace más de 40 años, es un campo maduro que tiene un crudo de gravedad °API alrededor de 36.5, este crudo ha presentado tendencia a aumentar esta propiedad a lo largo de los años, ya que no es la misma desde cuando empezó la producción en el campo. Por tanto era necesario un análisis actual de las propiedades de los hidrocarburos de Campo Escuela Colorado.

En el siguiente trabajo de investigación se da a conocer algunas propiedades actuales del hidrocarburo de Campo Escuela Colorado como: Gravedad API, BSW, viscosidad de SAYBOLT, salinidad, presión de vapor REID, punto de chispa y relampagueo, punto de nube, punto de fluidez, cantidad de azufre, poder calorífico, análisis SARA, cromatografía del gas y gravedad específica, mostrando detalladamente el análisis histórico de las propiedades y su variación con respecto a la localización dentro del campo.

La comprensión de la composición de los fluidos hidrocarburos de Campo Colorado mediante un análisis de las propiedades del crudo y del gas es uno de los pilares para el posterior reacondicionamiento y estudios del Campo. Información valiosa que ayuda a definir el pasado, el presente y el posible futuro de los fluidos, y su valor comercial según los resultados de las propiedades evaluadas. A partir de una población total de 75 pozos con los que cuenta el campo, hasta una selección de 10 pozos representativos para muestrear siguiendo las normas y metodologías ya establecidas.

¹ Proyecto de grado.

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director M. Sc. Emiliano Ariza León.

ABSTRACT

TITLE: FLUID ANALYSIS APLIED TO HIDROCARBONS OF COLORADO SCHOOL FIELD

**AUTHORS: ERIKA JOHANA VILLARREAL VILLARREAL
HELDA MARIA MARGARITA MOYA RAMIREZ³**

KEY WORDS: School field, API gravity, BSW, viscosity, salinity, REID vapor pressure, flash point, spark point, cloud point, fluidity point, sulfur content, heat power, SARA analysis, gas chromatography, specific gravity.

Colorado School field has produced hydrocarbons for more than 40 years, it is a mature field with an API gravity of 36,5. The oil produced from this field has had the tendency to increase its API gravity over time, since it is not the same one as the initial. Therefore, an extensive study of the properties of the hydrocarbons of this field was greatly needed.

In the following study some current properties of the hydrocarbon are studied, such as: API gravity, BSW, SAYBOLT viscosity, salinity, REID vapor pressure, flash point, spark point, cloud point, fluidity point, sulfur content, heat power, SARA analysis, gas chromatography and specific gravity. Also a detailed historical analysis of the mentioned properties is presented, along with its variations as function of the location along the field.

The comprehension of hydrocarbon fluids composition in the Colorado school field, by an analysis of the oil and gas properties is an essential part of the reconditioning and the further study of the field. Valuable extracted information is helpful to define the past, the present an the future of the fluids, and its commercial value according to the results of the evaluated properties. The field has a total population of 75 wells, 10 selected wells are representative to test, following the established the regulations and methodologies.

³ Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director M. Sc. Emiliano Ariza León.

INTRODUCCIÓN

Campo Colorado es un campo maduro que ha producido hidrocarburos por más de 50 años. Actualmente tiene un crudo de gravedad API de alrededor de 39 grados y ha presentado un incremento de esta propiedad a partir del año 2006, según trabajos de grado y reportes de producción, en los que se evidencia la tendencia al aumento de esta propiedad.

Campo Colorado actualmente tiene 26 pozos activos, 18 pozos abandonados y 31 pozos inactivos, para un total 75 pozos. Es un campo que ha tenido problemas de precipitación de parafinas y ha venido depletando su producción considerablemente.

En el año 2008, se llevó a cabo un estudio de las propiedades de los fluidos en Campo Colorado. Este interés en el estudio de las propiedades surge ante la necesidad de conocer mejor los fluidos del campo, lo que ha permitido ejecutar proyectos de investigación y de desarrollo de una forma más confiable. Para el presente año se tiene un plan de desarrollo estratégico. En él se tiene previsto realizar reacondicionamiento de casi todos los pozos, perforación de pozos infill, entre otras actividades, para aumentar la producción del campo.

En Campo Colorado solo se realizan pruebas básicas como Gravedad API, contenido de Sal en el crudo y % BSW, requisitos indispensables para la comercialización del crudo. A partir del año 2006 se ha implementado un plan de caracterización de crudo. Hace parte de este plan la actualización de las propiedades de los fluidos. Desde ese año se ha evidenciado el cambio de la gravedad API con tendencia de aumento en el tiempo.

Como solución al problema planteado anteriormente, se ha desarrollado este trabajo de investigación. En él, se implementan pruebas de laboratorios para determinar las propiedades actuales de los hidrocarburos. Así mismo, se realiza una revisión de los registros históricos de las propiedades de los hidrocarburos (crudo y gas), con el fin de hacer una comparación y lograr definir tendencias de cambio. Por último, se busca identificar las posibles causas por las cuales ha cambiado la gravedad API de este crudo.

La metodología utilizada para seleccionar los pozos fue planteada en el trabajo de grado titulado: "Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del Campo Colorado" desarrollado por: Diana Marcela Cristancho Velasco y Jorge Mario Hoyos Román en el año 2007. Ésta metodología se basa en un análisis estadístico para determinar el número de pozos a muestrear en el campo, la aplicación de conceptos ingenieriles y un análisis detallado de las propiedades de los fluidos. La realización de las pruebas se hizo bajo las respectivas normas y procedimientos estandarizados.

Se espera que los resultados de este trabajo sean de gran relevancia y utilidad para el desarrollo de los proyectos de investigación y de mejoramiento de la producción de hidrocarburos del Campo Colorado.

1. GENERALIDADES

El proyecto Campo Escuela Colorado nace de un convenio entre La Universidad Industrial de Santander y La empresa Colombiana de Petróleos-ECOPETROL SA., con el propósito de desarrollar proyectos de investigación y extensión, probar tecnologías y contribuir a la formación de talento humano integral, mediante la creación de un espacio teórico práctico. El convenio fue firmado en el año 2006.

El Campo Colorado tiene 75 pozos perforados de los cuales solamente 57 reportan algún tipo de producción. Durante la vida del campo la producción de los pozos ha sido muy pobre, el pozo colorado 38 es la excepción con una producción acumulada de más de medio millón de barriles. Las producciones oscilan entre 2 a 70 BOPD actualmente.

Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad API inferior a 40 °, se extraen de las formaciones: Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) pertenecientes a la edad Oligoceno-Mioceno inferior y La Paz (zona E). La trampa está conformada por un anticlinal elongado en dirección norte-sur limitado por una falla inversa al oeste en sentido N-S y que buza hacia el este y dividido en seis bloques principalmente por fallas satélite SW-NE.

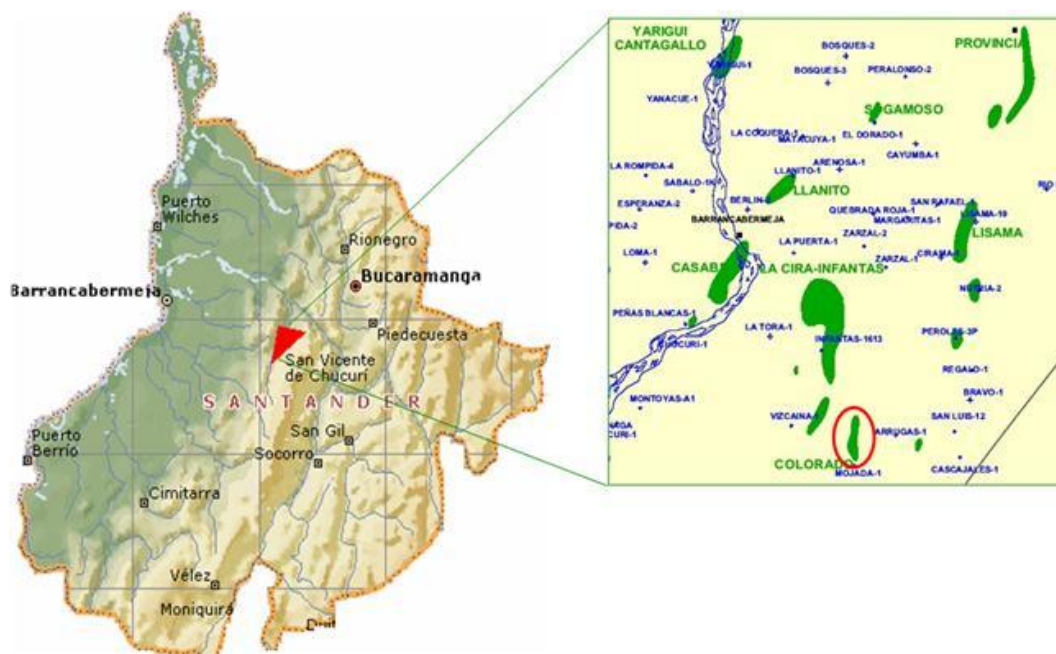
Desde el inicio del convenio se han planteado propuestas de investigación aplicadas al desarrollo tecnológico y la innovación del Campo Colorado, ya que es uno de los pilares del convenio entre ECOPETROL y la UIS. Por consiguiente desde el año 2006 en el campo se iniciaron tres líneas de investigación a desarrollar con base en las necesidades y problemas operacionales de mayor impacto en la capacidad de producción del campo. En la actualidad también se manejan tres líneas de investigación que son: Yacimientos, producción y entorno

socio-ambiental y se está invirtiendo en grandes proyectos para potenciar el campo.

1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo Colorado está ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en la Vereda Los Colorados, corregimiento de Yarima, en el municipio de San Vicente de Chucurí, departamento de Santander. Situado al sudeste de la ciudad de Barrancabermeja y el sur del Campo La Cira-Infantas, en el área de la antigua concesión de Mares. Posee un área de 6000 hectáreas y un total de 75 pozos perforados. En la figura 1 se muestra la ubicación geográfica del Campo Colorado en un mapa del departamento de Santander, el triángulo rojo hace referencia al sector del municipio de San Vicente de Chucurí en donde se encuentra el Campo y la figura verde con un círculo rojo es el Campo Colorado.

Figura 1 Ubicación geográfica del Campo Colorado



Fuente: Banco de imágenes del Campo Escuela Colorado.

1.2 HISTORIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN

En el Campo Colorado se perforó por primera vez en los años 1923 y 1932 por parte de la empresa Tropical Oil Company con un total de 7 pozos inicialmente y luego otros 8 pozos perforados. Su desarrollo fue en los años 1953 y 1964, cuando se perforaron 60 pozos por parte de ECOPETROL, para un total de 75 pozos perforados en la estructura. El 1 de junio de 2006, nace el Campo Escuela Colorado bajo la firma de un convenio entre la UIS y ECOPETROL por un periodo de 10 años prorrogable.

En cuanto a la historia de producción, el caudal máximo de petróleo fue en año 1961 con 1771 BOPD, sin embargo declinó rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966. Entre 1966 y 1976 se mantuvo la producción de 670 BOPD. Desde 1976 se aumentó la declinación en la producción pasando de 692 BOPD en 1976 a 47 BOPD en 1989.

El campo colorado tiene una muy baja producción de agua en su comportamiento histórico, típico de un campo con una influencia mínima o nula de algún tipo de acuífero. La producción de gas estuvo casi siempre constante desde 1989 hasta 2005 con un valor promedio de 225 MSCF/Día⁴.

Actualmente reporta 28 pozos activos (Pozos 03, 12, 23, 24, 25, 27, 31, 33, 35, 36, 37, 38, 40, 42, 44, 45, 51, 52, 55, 56, 58, 59, 67, 69, 70, 74, 75, 76) con una producción promedio alrededor de los 420 BOPD y 280 KSCF/Día⁵. Se están adelantando proyectos para el aprovechamiento del gas y la reactivación de pozos.

⁴ Los datos de producción y fechas fueron tomados de un Informe preliminar de ECOPETROL sobre el Campo Colorado de marzo de 2001

⁵ Datos tomados del último informe de producción de Campo Escuela Colorado (mayo de 2012)

2. DISEÑO DE MUESTREO

El diseño de muestreo consiste en: análisis estadístico para conocer la cantidad de pozos que se deberían muestrear, la aplicación de criterios ingenieriles y los procedimientos estandarizados para la toma de la muestra. Se tomó como referencia metodológica la tesis de titulada: 'Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de Campos Maduros, Aplicación a los fluidos del Campo Colorado', la cual es basada en los lineamientos de la norma API RP 44.

2.1 ANÁLISIS ESTADÍSTICO

Para seleccionar los pozos a muestrear basándose en la estadística, se debe tener cuenta los diferentes tipos de muestreo, refiriéndose en este caso como el procedimiento mediante el cual se obtiene una muestra representativa de la población que se desea estudiar y reflejar las características de los elementos que la componen, por lo que en este caso se puede inferir los resultados de la muestra a la población. (Grande- Abascal). Existen dos tipos de muestreo: el muestreo probabilístico y no probabilístico.

El muestreo probabilístico es aquel con el que todos los sujetos tienen la misma probabilidad de entrar a formar parte del estudio. La elección se hace al azar. El no probabilístico, es aquel en el que no todos los sujetos tienen la misma probabilidad de formar parte de la muestra de estudio. (Cart-Fuentelsaz).

El muestreo probabilístico y no probabilístico se pueden clasificar como se muestra a continuación:

Tabla 1 Principales clases de muestreo no probabilístico

PRINCIPALES CLASES DE MUESTREO NO PROBABILÍSTICO		
CLASE DE MUESTREO	CARACTERÍSTICAS	UTILIDAD
<p>Conveniencia. Las muestras se seleccionan según un criterio de accesibilidad o comodidad.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Comodidad en la selección de la muestra. • Rapidez. • Economía. 	<ul style="list-style-type: none"> • Diseño inicial de investigaciones. • Investigaciones exploratorias. • Formulación de hipótesis. • Validación de escalas. • Calculo de varianzas para la afijación en el muestreo aleatorio estratificado.
<p>Según el criterio. La muestra es elegida por un experto de acuerdo con su criterio, buscando las unidades más representativas.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Rapidez. • Economía. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se emplea cuando el tamaño de la muestra es pequeño.
<p>Diseño de bola de nieve. Cada unidad muestral es localizada por indicación de otra persona.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Comodidad en la selección de la muestra. • No tiene por qué ser rápido. • No tiene por qué ser cómodo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se emplea cuando se trata de estudiar poblaciones pequeñas especializadas, que son difíciles de localizar por no existir censos o ser inaccesibles.
<p>Secuencial. La muestra inicial, reducida, se incrementa hasta alcanzar las cuotas deseadas. En ese momento se deja de recoger información.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • No tiene por qué ser rápido. • No tiene por qué ser cómodo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se aplica en investigaciones en su fase inicial. Posteriormente se acude a muestreo aleatorio.

Fuente: Tomada y Modificada de Fundamentos y técnicas de investigación comercial, Grande Ildelfonso Abascal Elena, 2009

Tabla 2 Principales clases de muestreo probabilístico

PRINCIPALES CLASES DE MUESTREO PROBABILISTICO		
<p>Aleatorio simple: todos los elementos de la población tienen la misma probabilidad de ser elegidos.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sencillez de selección de muestras. • Todos los individuos tienen las mismas probabilidades de ser seleccionados. • Se puede medir y acotar el error o la precisión. • Requiere una localización previa de todos los elementos de la población. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se emplea para hacer estimaciones en poblaciones homogéneas.
<p>Aleatorio estratificado: considera la existencia de grupos con diferentes comportamientos o características.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor complejidad en el diseño del muestreo. • Necesidad de conocer el peso relativo de cada estrato. • Mayor precisión en las estimaciones. • Posibilidad de obtener estimaciones en los estratos, aunque con menor precisión que en la población, • El tamaño de la muestra es menor que el necesario para obtener la misma precisión con un muestreo aleatorio simple. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se emplea cuando las poblaciones son heterogéneas en su composición o comportamiento pero existen grupos homogéneos definidos por una característica controlable.

Fuente: Tomada y Modificada de Fundamentos y técnicas de investigación comercial, Grande Idefonso Abascal Elena, 2009.

Para la aplicación del muestreo en Campo Colorado se debe tener en cuenta que la cantidad de pozos activos es baja, un poco más de la cuarta parte de la población total, de igual manera la división por bloques del campo y la necesidad de escoger pozos representativos de cada uno de los bloques; éstas razones hacen que el método apropiado para la selección de pozos sea por el método probabilístico aleatorio estratificado.

El muestreo aleatorio estratificado divide la población en grupos en función de un carácter determinado y después se muestrea cada grupo aleatoriamente, para obtener la proporcionalidad de la muestra. Este método se aplica para evitar que por azar algún bloque este menos representado que los otros.⁶ Al realizar el muestreo al campo cuya unidad sean los bloques, la estratificación se aplica a la cantidad de pozos que en algún momento ha aportado fluidos.

En el diseño del muestreo estratificado no sólo hay que decidir sobre el tamaño de la muestra n , sino también sobre el reparto de los estratos n_h . Este reparto se denomina afijación (Grande y Abascal) .La afijación puede ser simple, proporcional y óptima, ésta última selecciona las submuestras en proporción al tamaño del estrato y su homogeneidad. El tamaño de la muestra debe ser proporcional a las dispersiones dentro de cada grupo.

Para la selección del número de pozos a realizar muestreo, seguido de análisis de sus fluidos se considera que 10 pozos será la afijación óptima para este caso. Por tanto a cada bloque en que se divide el campo, se realiza una selección proporcional al número de pozos y a la afijación, aplicando la siguiente ecuación:

$$n_i = \frac{N}{N_T} \times n_h$$

⁶ CASAL Jordi, MATEU, Enric, Tipos de muestreo, CReSa, Universidad Autonoma de Barcelona, 08193- Bellaterra, Barcelona, 2009.

Dónde:

n_i , Tamaño de la muestra por bloque.

N , Número de pozos por bloque que en algún momento aportó a la producción.

N_T , Total de pozos que en algún momento aportó a la producción

n_h , Afijación óptima.

En la tabla 3 se presenta el número de pozos que se debería muestrear por bloque según el criterio estadístico.

Tabla 3 Relación de bloques y pozos del Campo Colorado.

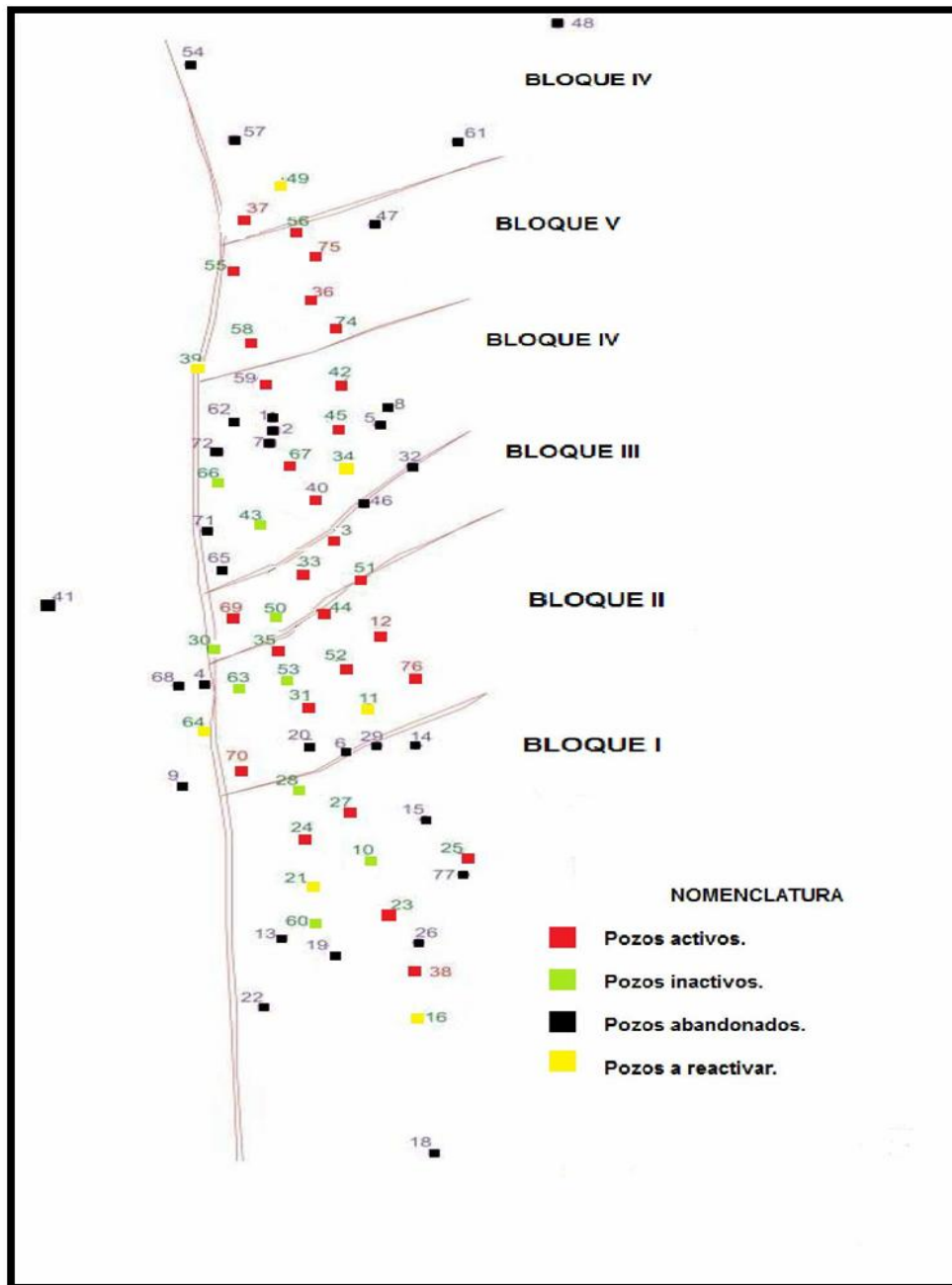
BLOQUE	N(pozos por bloque)	n_i (pozos a muestrear por bloque)
1	14	2
2	14	2
3	5	1
4	12	2
5	7	2
6	5	1
Total	57	10

Fuente: Autoras

En la Figura 2 correspondiente al mapa del Campo Colorado actual, se puede observar la ubicación de los pozos en su totalidad, también se ilustra los pozos que se encuentran activos, los inactivos y los que fueron abandonados a la fecha.

Por tanto, siguiendo éste primer criterio la cantidad de pozos a muestrear son diez, ahora bien el siguiente paso es la aplicación de los criterios ingenieriles.

Figura 2 Mapa de estado de producción de los pozos.



Fuente: Modificado de 'Mapa de estados de los pozos', anexo D, folder frente de caracterización primer informe. 2006.

2.2 APLICACIÓN DE CRITERIOS INGENIERILES

Para la elección de los pozos candidatos es preciso tener en cuenta ciertos criterios aplicables a campos maduros, definiendo la geología del yacimiento (arenas), el potencial de los pozos y las condiciones actuales de los mismos.⁷

Figura. 3 Principales criterios de selección de pozos a muestrear en Campo Maduros



Fuente: Tomado y Modificado de ““CONSIDERACIONES Y PROCEDIMIENTOS PARA EL ANÁLISIS PVT DEL CRUDO DE CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO.” Aramendiz José y Velásquez Miguel. 2008.

Para que el muestreo sea representativo, según el análisis estadístico, el número de pozos a muestrear sería 10, sin embargo en este trabajo como ya se mencionó toman relevancia ciertas variables debido a que la población muestra se ve

⁷ TRABAJO DE GRADO “CONSIDERACIONES Y PROCEDIMIENTOS PARA EL ANÁLISIS PVT DEL CRUDO DE CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO.” Aramendiz José y Velásquez Miguel. 2008.

afectada por circunstancias en las cuales no todos los individuos pueden ser candidatos a ser muestreados.

Con la finalidad de cumplir los objetivos planteados y concretadas las variables para un Campo maduro (ver figura 3) se hace necesario determinar los elementos con quienes se va a llevar a cabo el estudio. Esta consideración conduce a delimitar el ámbito de la investigación definiendo cierta población a seleccionar. Por consiguiente los individuos deben reunir características de lo que es objeto de estudio, en esta acepción, hace referencia a cada uno de los elementos de los que se puede obtener información.

En el caso de Campo Colorado el objeto de estudio es analizar sus hidrocarburos y por tanto solo se podrán seleccionar aquellos que reporten producción. El muestreo de fluidos se hará en cabeza de pozo. Se revisaron entre otros aspectos los estados mecánicos de los pozos que están produciendo, la producción de agua y crudo, intervalos de arenas productoras, su ubicación dentro del pozo, para formar una matriz de selección de pozos candidatos y escoger los mejores a ser muestreados.

Los pozos que están activos a agosto de 2012 (28 pozos) son los que se muestran en la tabla 4⁸:

⁸ Datos tomados de un Informe de Producción de Campo Escuela Colorado. 2012.

Tabla 4 Matriz de selección de pozos candidatos

BLOQUE	POZO	ARENA	INTERVALO		STATUS	PRODUCCION			ANOTACIONES	ESCOGIDOS
			TOPE	BASE		BOPD	BWPD	SCFD		
BLOQUE 1	COL25	B1	1988	2004	Produciendo	4,58	0	No reporta	Buen candidato	
		B2	2120	2132						
	COL27	C1	3500	3660	Produciendo	7,2	0,09	No reporta	Buen candidato	1
		C2	3920	4106						
	COL38	B2	1829	2110	Produciendo	10,4	8,9	No reporta	Altos cortes de agua	
		C1	3396	3488						
		C2	3723	4006						
	COL24	B1	1869	2070	Produciendo	9,27	0,71	No reporta	Buen candidato	2
		B2	2083	2228						
		C2	3623	4070						
		ZNA	4125	4128						
	COL23	B1	1944	1952	Produciendo	23,36	2,16	No reporta	Buen candidato	
B2		2140	2146							
C1		3357	3476							
C2		3604	3634							
BLOQUE 2	COL44	C1	3896	4035	Produciendo	39,93	4,09	No reporta	Buen candidato	3
		C2	3604	3634						
		C3	4564	4616						
		ZNA	5331	5570						
	COL31	B1	1993	2158	Produciendo	9,13	0	No reporta	Pozo intermitente	
		B2	2418	2642						
		C1	3816	4022						
		C2	4115	4175						
	COL35	C3	4487	4536	Produciendo	2,33	0	No reporta	Buen candidato	
		C2	3828	4088						
		C3	4257	4344						
	COL52	ZNA	5233	5627	Produciendo	5,4	13,91	No reporta	Altos cortes de agua	4
C1		4005	4152							
C2		4329	4556							
C3		4656	4703							
COL12	C2	4754	4770	Arenado			No reporta	Arenado		
	C3	4830	4893							
	D	5262	5526							
COL70	C1	2964	2976	Produciendo	1,84	0	No reporta	Buen candidato		
	C2	3024	3158							
COL76	C1	4220	4332	Produciendo	2,276	0,05	No reporta	Pozo intermitente		
	C2	4895	4910							
	C3	5155	5163							
	D	5262	5544							

*B y C = FORMACIÓN MUGROSA; D = FORMACIÓN ESMERALDA; E = FORMACIÓN LA PAZ

BLOQUE	POZO	ARENA	INTERVALO		STATUS	PRODUCCION			ANOTACIONES	ESCOGIDOS
			TOPE	BASE		BOPD	BWPD	SCFD		
BLOQUE3	COL33	C1	3704	3892	Produciendo	14,33	0	No reporta	Buen candidato	5
		C2	4008	4412						
		ZNA	5144	5530						
	COL51	C1	4192	4212	Parado			No reporta	Parado	
		C2	4472	4614						
		C3	4910	5036						
		ZNA	5114	5988						
	COL69	B1	1862	2338	Produce agua			No reporta		
		B2	2499	2643						
		B3	2988	2999						
C1		3303	3296							
C2		3700	3706							
C3		3980	3988							
COL3	C1	4075	4171	Produciendo	51,79	0	No reporta	Buen candidato	6	
	C2	4361	4546							
	D	5839	5855							
BLOQUE4	COL67	B1	1778	2122	Produciendo	68,14	10,15	No reporta	Buen candidato	
		C1	3870	4172						
		C2	4238	4392						
	COL40	C1	3720	3778	Produciendo	26,5	0	No reporta	Solo produccion bruta	
		C2	4014	4304						
		C3	4304	4450						
		D	4688	4930						
	COL59	B1	1743	2150	Produciendo	16,7	3,66	No reporta	Buen Candidato	
		B2	2746	2800						
		B3	2936	3215						
C1		3940	4042							
C2		4058	4395							
COL45	C3	4688	4732	Produciendo	16	0	No reporta	Buen Candidato	7	
	C1	4150	4305							
COL42	C2	4360	4689	Produciendo	1,2	2,6	No reporta	Esperando equipo de		
	B3	3468	3770							
	C2	4563	4888							
		C3	5030	5041						

*B y C = FORMACIÓN MUGROSA; D = FORMACIÓN ESMERALDA; E = FORMACIÓN LA PAZ

BLOQUE	POZO	ARENA	INTERVALO		STATUS	PRODUCCION			ANOTACIONES	ESCOGIDOS
			TOPE	BASE		BOPD	BWPD	SCFD		
BLOQUE5	COL36	B1	2061	2363	Produciendo	15	0	No reporta	Solo	
		B3	3500	3492						
	COL75	C1	4540	4755	Produciendo	6,45	1,47	No reporta	baja producción	
		C2	4796	5158						
		C3	5294	5398						
		D	5522	5534						
	COL55	B1	2290	2438	Produciendo	19,08	3,6	No reporta	Buen Candidato	
		C1	4646	4750						
		C2	4757	5142						
		C3	5318	5515						
	COL56	C1	4553	4856	Produciendo	14,51	3,75	No reporta	Buen candidato	8
		C2	4902	5162						
		C3	5293	5391						
	COL74	C1	4336	4500	Produciendo	28,6	0	No reporta	Buen candidato	9
		C2	4562	5020						
		C3	5140	5160						
	COL58	B1	2146	2176	Produciendo	13,2	3,73	No reporta		
		B2	2327	2589						
C3		4230	4518							
ZNA		4750	5414							
BLOQUE6	COL37	B0	2164	2324	Produciendo	6,4	2,73	No reporta	Buen candidato	10
		B1	3132	3366						
		B2	3562	3802						
		C1	4880	5134						
		C2	5192	5730						
		C3	5896	5972						
		ZNA	4750	5414						

*B y C = FORMACIÓN MUGROSA; D = FORMACIÓN ESMERALDA; E = FORMACIÓN LA PAZ

Fuente: Autores

Los criterios tenidos en cuenta se basaron en primera medida que los pozos aportaran información para el análisis de los hidrocarburos, en segundo lugar que al momento de tomar la muestra se pudiera cumplir con la norma para el muestreo, en tercera instancia que no presenten problemas operacionales, por tanto por facilidades económicas, estado de los pozos se plantearon los siguiente criterios para la elección de los 10 pozos:

1. Producción sin intermitencia, se necesita que el fluido fluya constantemente.

2. Sin problemas de arenamiento u otros problemas operacionales. Algunos de los pozos activos estaban parados por trabajos con el equipo de varilleo y reacondicionamiento, lo cual dificultaría la toma de la muestra.
3. Representatividad de todos los bloques. Es importante tener mínimo un pozo por cada bloque para poder comparar la variación de las propiedades entre estos.
4. Facilidades para el muestreo en superficie. Esto se refiere a las condiciones en que se encuentran las válvulas de cabeza de pozo, lo importante es que estén en buen estado y que no haya limitaciones para el uso de herramientas durante la ejecución del muestreo.
5. Preferiblemente que produzcan de una sola arena. Para tener una idea de lo que pasa en cuanto a esa arena específicamente y como varían las propiedades de una arena a otra.

Analizando bloque a bloque en la matriz y aplicando los anteriores criterios se tiene:

Bloque 1: Los pozos activos son: COL25, COL27, COL38, COL24 y COL23, aunque todos tienen las facilidades de superficie en excelente condición, no tienen problemas operacionales de ningún tipo y producción sin intermitencia, los únicos que producen de una sola arena son COL27, COL24 y COL25. Sin embargo como poca información se tiene sobre la arena C, se escogieron los pozos COL24 y COL25 que producen de dicha arena.

Bloque 2: Los pozos que pueden aportar información son: COL44, COL31, COL35, COL52, COL12, COL70 y COL26. Al igual que los anteriores pozos, los de éste bloque también tienen en buena condición las facilidades. El pozo COL12 se

encuentra arenado, el COL70 a pesar de producir de una sola arena, presenta baja producción es decir de 1.8 barriles diarios y a veces no produce. El COL31 produce de las arenas B y C, por tanto también se descartó. El pozo COL35 había sido uno de los seleccionados, no obstante el día del muestreo no estaba produciendo nada y en cuanto al pozo COL26 también presentó el mismo problema. Por tanto los seleccionados fueron los pozos COL 44 y COL 52 ambos producen de C y E, sin embargo el COL52 tiene altos cortes de agua pero se pudo tomar la muestra bien.

Bloque 3: De los 4 pozos que tiene activos solo 2 eran aptos para muestrear, porque el COL 51 está parado y el COL 69 solo produce agua. Entonces se seleccionaron los pozos COL33 el cual produce de C y E y el COL03 de C y D.

Bloque 4: Pertenecen a este bloque los pozos: COL67, COL40, COL59, COL45 y COL52. En este bloque el COL42 se encontraba esperando equipo de varilleo y el COL67, COL40 y COL59, producen de varias arenas. El único que produce de una sola arena es el COL45 (arena C). El pozo candidato de este bloque fue el COL45.

Bloque 5: Los pozos activos a la fecha del muestreo fueron: COL36, COL75, COL55, COL56, COL74 Y COL58. El pozo COL75 presentaba baja producción. Los pozos COL58 y COL55 producen de varias arenas. Los únicos que producen de una sola arena son los pozos COL56, COL79, COL36. Donde el COL36 reporta fluido de B y los otros dos de C, entonces los seleccionados fueron el COL56 y el COL79.

Bloque 6: En este bloque solo hay 1 pozo activo, aunque produce de casi todas las arenas B, C y E. En los criterios ingenieriles se planteo que por lo menos debería haber representatividad de cada bloque, por tanto es el único pozo candidato.

Después de haber hecho el anterior análisis, los pozos candidatos seleccionados son (ver tabla 5):

Tabla 5 Pozos seleccionados

BLOQUE	POZOS A MUESTREAR
BLOQUE 1	COL24 COL27
BLOQUE 2	COL44 COL52
BLOQUE 3	COL3 COL33
BLOQUE 4	COL45
BLOQUE 5	COL56 COL74
BLOQUE 6	COL37

Fuente: Autores

2.3 PROCEDIMIENTOS PARA MUESTREO EN SUPERFICIE DE CRUDO Y GAS.

Los procedimientos descritos a continuación fueron tomados del proyecto titulado: "Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del Campo Colorado" desarrollado por: Diana Marcela Cristancho Velasco y Jorge Mario Hoyos Román en el año 2008 y ajustados de acuerdo a las necesidades de esta investigación.

2.3.1 Crudo. El muestreo se va a efectuar en cabeza de pozo, el procedimiento a realizar es el siguiente:

1. Tener los siguientes elementos a la mano: marcador de tinta indeleble, cinta de enmascarar, elementos de limpieza y material para tomar apuntes.
2. Verificar que el recipiente "toma muestras" se encuentre limpio, en este caso se usó uno de 1 galón. Es importante que cuente con tapón de seguridad y su respectiva tapa. De igual forma asegurarse que todo esté seco.
3. Preparar un recipiente de boca lo suficientemente ancha, de aproximadamente 10 litros de capacidad ("balde") para realizar las operaciones de purga de la tubería. Evitando que hayan derrames fuera del contrapozo.
4. Colocar el recipiente de drenaje unos centímetros debajo de la válvula toma muestras del pozo.
5. Abrir la válvula lentamente y permitir que salga fluido durante 5 segundos, cerrar y realizar de nuevo la operación de apertura de la válvula hasta $\frac{3}{4}$ de su máxima capacidad y purgar por otros 15 segundos, con esto se espera que se hayan removido depósitos sólidos al igual que asentamientos líquidos como el agua.
6. Sin cerrar la válvula, hacer el cambio de recipiente, de drenaje al de toma de muestra. Llenar el recipiente hasta el 75% de su máxima capacidad.
7. Por las condiciones del fluido de campo colorado, que es bastante liviano, se puede presentar una espuma al momento de llenado del recipiente, por tanto se debe esperar a que el fenómeno desaparezca y mientras tanto hacer purgas cada 5 segundos hasta que el recipiente este lleno completamente.

8. Cerrar la válvula y tapar herméticamente el contenedor, limpiarlo y rotularlo debidamente.
9. Depositar los residuos de crudo en un recipiente con tapa y llevárselos del pozo.

2.3.2 Gas. Aunque el muestreo lo realizó el personal del ICP, el siguiente es el procedimiento para realizar muestreo de gas en cabeza de pozo.

2.3.2.1. FACTORES A TENER EN CUENTA. Los cilindros se deben encontrar completamente limpios y sin presencia de fugas. Otro factor importante es el tamaño de la tubería de la que se va a muestrear, en Campo Colorado es de una pulgada, por si se deben comprar acoples para ajustar los equipos a la tubería.

2.3.2.2. PRESIÓN DEL PUNTO DE MUESTRA. Se debe tomar la presión en cabeza de pozo, antes de realizar el procedimiento.

2.3.2.3. EQUIPO TOMA MUESTRA A EMPLEAR. Es un cilindro toma muestra con un tubo flexible de alta presión incluyendo válvulas, conexiones (acoples de 1 a ½ pulgada, para el caso de campo colorado), un manómetro, separador portátil (para evitar baches de crudo), bomba Booster para elevar la presión (si es necesario) y facilitar el ingreso del gas al cilindro. Ver figura 4.

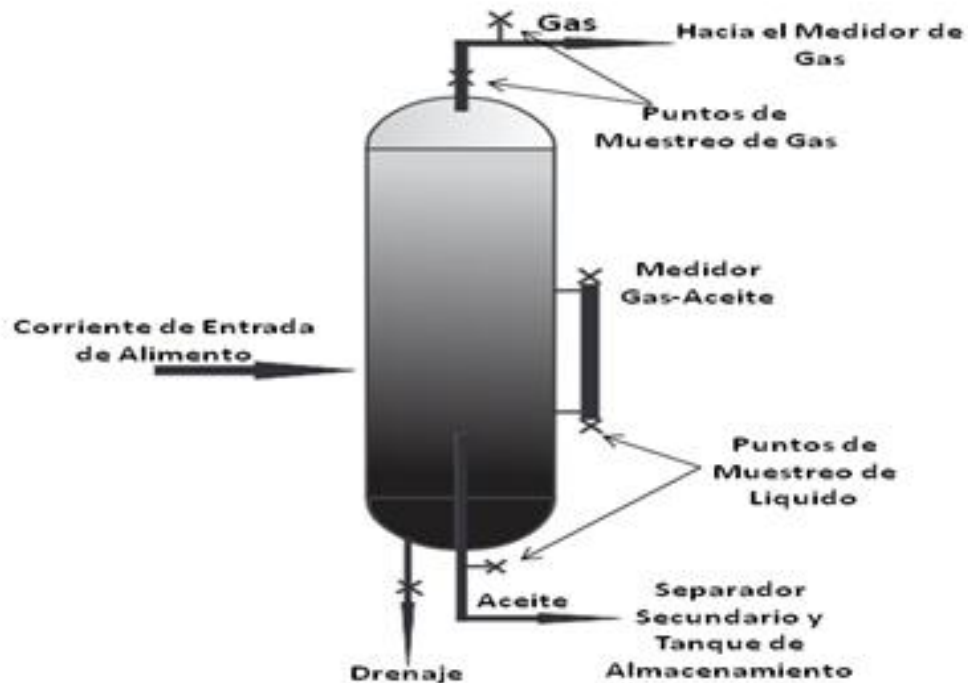
2.3.2.4. PROCEDIMIENTO. El procedimiento que se va a emplear en la toma de muestra es el Método del Cilindro Evacuado desarrollado de la siguiente forma:

1. Localice cual será la válvula A en el separador (ver figura 5) 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 5). Abra la válvula B y la válvula de purga, la C.

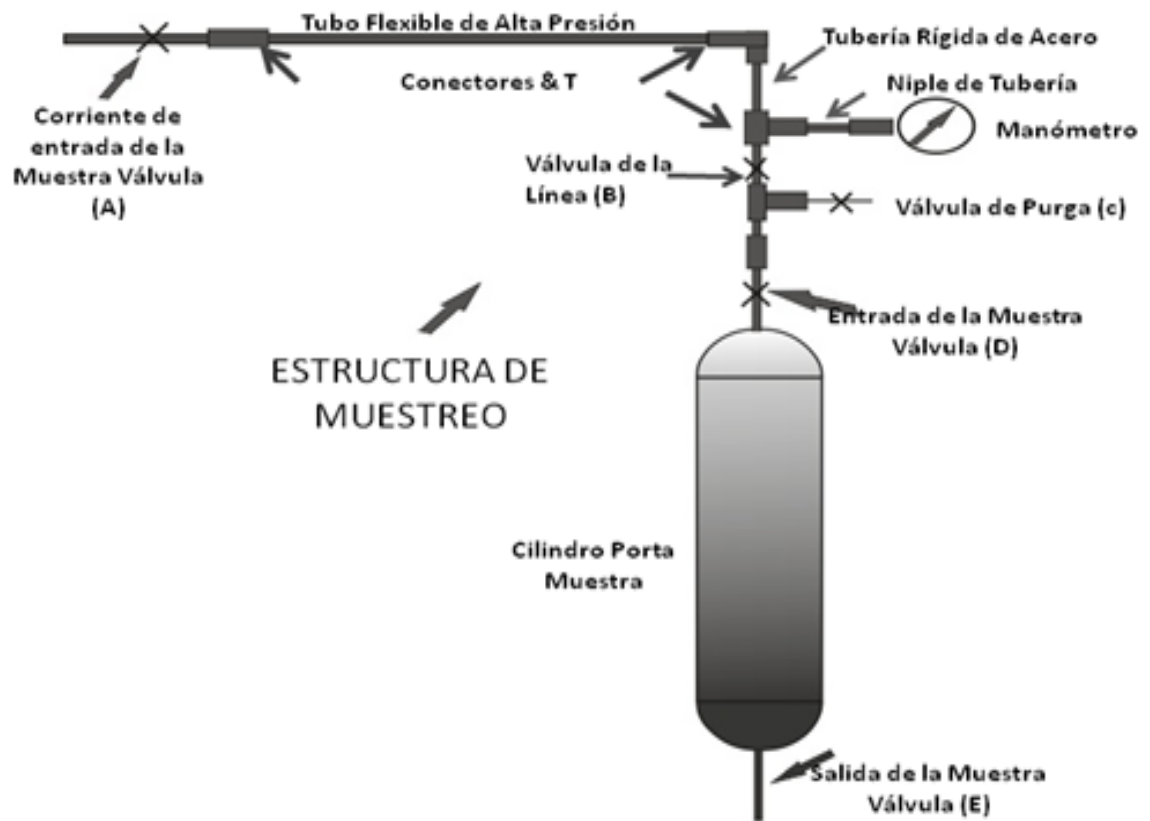
3. Se dispone de una bomba de vacío y personal especializado en estas tareas, conecte la entrada de muestra a la válvula D con sus respectivos conectores como se muestra en la Figura 5. Conecte la bomba de vacío a la válvula C, abra las válvulas C y B para evacuar el fas de línea. Cierre la válvula C y desconecte la bomba. Vuelva a abrirla lentamente 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 4. SEPARADOR PRIMARIO



Fuente: "Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del Campo Colorado" escrito por: Diana Marcela Cristancho Velasco y Jorge Mario Hoyos Román. 2008.

Figura 5 Diagrama del ensamble de muestreo



Fuente: 'Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del Campo Colorado' escrito por: Diana Marcela Cristancho Velasco y Jorge Mario Hoyos Román. 2008.

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 5. 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 válvula B y C. Cierre la válvula C prontamente.

Nota: Cuando conozca que el gas contiene H₂S 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 toma muestras. 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 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 se necesita tomar más muestras de gas, seguir 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 revisar 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.

3. ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES DE LOS HIDROCARBUROS DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

La campaña de muestreo se realizó en abril de 2012. Para el análisis del crudo y del gas de Campo Escuela Colorado se hicieron las siguientes pruebas de laboratorio.

Tabla 6 Pruebas realizadas a los hidrocarburos

PROPIEDAD	NORMA	LABORATORIO
GRAVEDAD API	ASTM D287-06	Lab. Fluidos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos
VISCOSIDAD	ASTM D 88 – 05	
BSW	ASTM 96-00	
SALINIDAD	MÉTODO ARUBA	
PUNTO DE FLUIDEZ	ASTM D 97-11	
FLASH POINT	ASTM D 92 – 02	
PRESIÓN DE VAPOR REID	ASTM D 323-08	
CONTENIDO DE CENIZAS	ASTM 482-03	Lab. De Corrosión de la Escuela de Ingeniería Metalúrgica
CONTENIDO DE AZUFRE	ASTM D 1552-08	
PODER CALORÍFICO	ASTM D 240-09	
ANÁLISIS SARA	ASTM D6560,D1319 Y D2549	Lab. Cromatografía CENIVAN
CROMATOGRAFÍA DEL GAS	ONAC: GPA 2286//1995	Lab. Cromatografía ICP

Fuente: Autores

3.1 ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES DEL CRUDO

En esta sección se van a analizar las pruebas hechas al crudo de Campo Colorado, con el fin de actualizar la base de datos, disponer de datos recientes para comparar con el histórico y así poder explicar por qué han cambiado las propiedades de ser así.

3.1.1 Gravedad API (ASTM D287-06) Es una escala arbitraria de valores para indicar la densidad del crudo, se da en grados y aumenta en sentido contrario a la gravedad específica. La gravedad API aumenta al incrementarse la temperatura, ésta varía ampliamente de un crudo a otro, dependiendo de la base o composición química; en términos generales los parafínicos tienen mayor gravedad API que los nafténicos y aromáticos.⁹

Siguiendo la norma ASTM D287-06, se observaron resultados homogéneos, los pozos que producen solamente de arena C reportaron un API de 40 grados aproximadamente, sin embargo los pozos 24 y 27 pertenecientes al bloque 1, tienen una gravedad API de 38; se revisaron los intervalos de las arenas de las que producen y se encontró que la máxima profundidad de arena C de donde aportan fluido es a 4000 pies, los otros 3 pozos (Col45, Col 56 y Col74), producen solamente de C pero la profundidad es de 4300 pies en adelante.

En la tabla 7 se muestran los resultados obtenidos, también se puede observar que el pozo que produce de las arenas B, C y E el API es de 38,2 y en cuanto a los pozos que producen de las arenas C y E el API media es de 39. En estos dos casos, el crudo es mezcla de diferentes arenas productoras, en una incluye B que es la menos profunda y la otra no, por tanto el API va a ser menor en la que tiene B.

⁹ PARAMO Jesús, SIERRA, Carlos, Caracterización de crudos y derivados, Universidad Nacional de Colombia, Medellín 1991.

Tabla 7 Resultados API

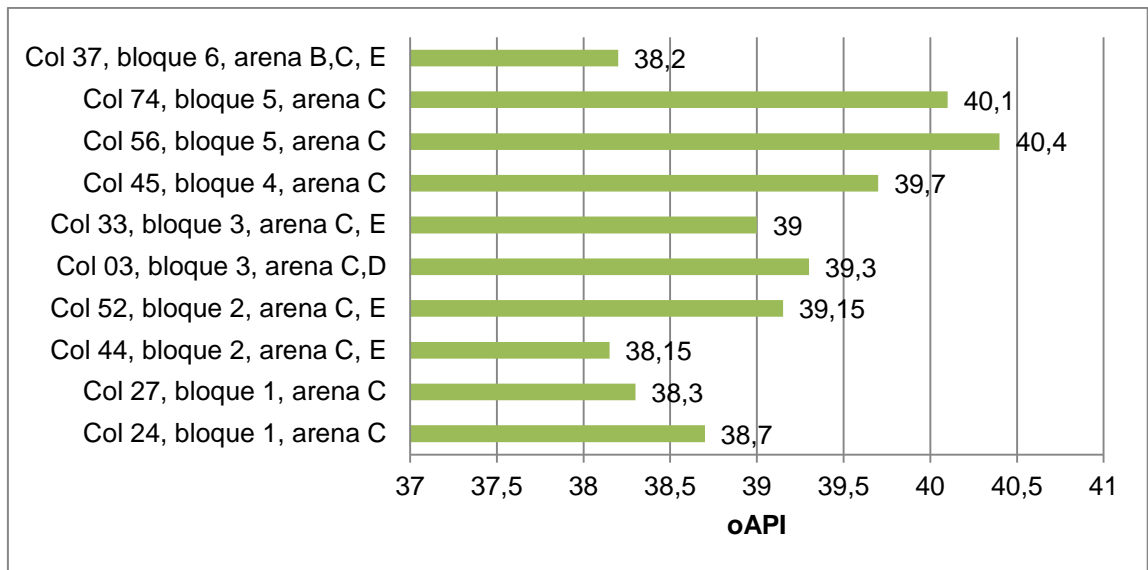
Determinación de la gravedad API (Método del Hidrómetro)					
ASTM D 287-06					
Bloque	Pozo	Arenas	TEMP. °F	°API observada	°API corregida
1	Col 24	C	77,20	40,00	38,7
1	Col 27	C	77,00	39,60	38,3
2	Col 44	C, E	77,00	39,45	38,15
2	Col 52	C, E	77,20	40,45	39,15
3	Col 03	C,D	78,10	40,70	39,3
3	Col 33	C, E	77,00	40,30	39
4	Col 45	C	82,20	41,40	39,7
5	Col 56	C	77,90	41,80	40,4
5	Col 74	C	77,20	41,20	40,1
6	Col 37	B,C, E	78,00	39,60	38,2
				Promedio	39,1

Fuente: Autores

El bloque 5 tiene los mayores valores (ver grafica 1) en comparación con los demás bloques. Los pozos seleccionados de este bloque producen a partir solamente de la arena C.

El API promedio del campo es de 39,1 grados, comparando con los datos de los informes de producción de este año, donde la muestra es tomada del tanque de recolección que es de 39,6 grados.

Grafica 1. Gráfica de distribución de API



Fuente: Autores

El rango de gravedad API dentro del campo, según los 10 pozos muestreados están dentro del rango de 38,15 y 40,4 grados, dado que la diferencia entre estos no es considerable puesto que se encuentra dentro del rango de crudo liviano y de un origen común (Hormiga, 2009), la desigualdad de valores de esta propiedad se debe a la diferencia de profundidades de las arenas productoras, los hidrocarburos que se encuentran más cercanos a la fuente o roca generadora y/o distancias de migración menores tendrán una gravedad API mayor, como sucede en Campo Colorado con los pozos muestreados que producen de Mugrosa C(arena más profunda).

3.1.2 Análisis Sara (ASTM D 6560, D1319 Y D2549). El análisis SARA es una prueba composicional, que se desarrolla en base a la polaridad y solubilidad del crudo y normalmente sobre fracciones pesadas, mediante la cual es posible conocer el porcentaje en peso de la cantidad de los compuestos saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos presentes en la muestra.

La preparación de las muestras se llevó a cabo con base en las normas ASTM D6560, ASTM D1319 Y ASTM D2549, por precipitación de los asfaltenos de las muestras sometida a reflujo con n-pentano y posterior separación de los maltenos por cromatografía líquida de elución, empleando diferentes gradientes de polaridad hexano: acetato de etilo, para obtener las diferentes fracciones de hidrocarburos saturados, aromáticos y resinas. Estas pruebas fueron realizadas en los laboratorios del Centro de Investigación y Excelencia (CENIVAN) de la Universidad Industrial de Santander. Los resultados se presentan en la Tabla 8 y Grafica 2.

Tabla 8 Resultados Análisis SARA

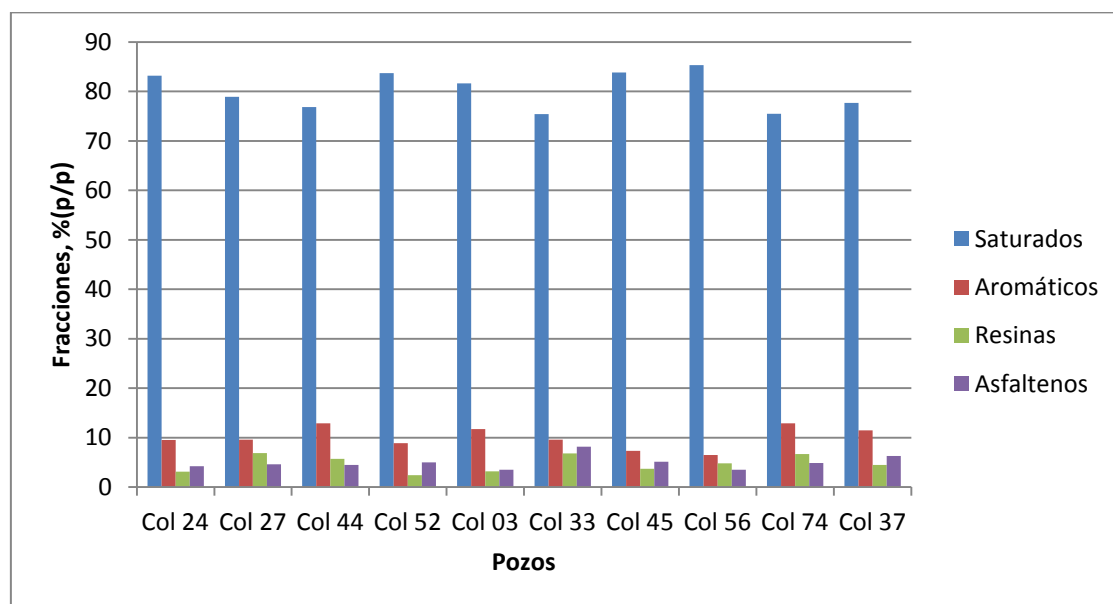
Análisis SARA						
Normas: ASTM D6560,D1319 Y D2549						
Bloque	Pozo	Arenas	Fracciones, % (p/p)			
			Saturados	Aromáticos	Resinas	Asfaltenos
1	Col 24	C	83,2	9,5	3,1	4,2
	Col 27	C	78,9	9,6	6,9	4,6
2	Col 44	C, E	76,8	12,9	5,7	4,5
	Col 52	C, E	83,7	8,9	2,4	5,0
3	Col 03	C,D	81,6	11,7	3,2	3,5
	Col 33	C, E	75,4	9,6	6,8	8,2
4	Col 45	C	83,8	7,3	3,7	5,1
5	Col 56	C	85,3	6,5	4,8	3,5
	Col 74	C	75,5	12,9	6,7	4,9
6	Col 37	B,C, E	77,7	11,5	4,5	6,3

Fuente: Autores

El análisis SARA es importante para saber qué tipo de crudo se tiene, en el caso de Campo Colorado, los diez pozos muestreados tienen un contenido de fracciones muy similares, lo cual evidencia crudos generados de la misma roca. El

promedio de saturados es de 80,19% (en peso), demostrando una vez más que el crudo es parafínico, ya que según un análisis del coeficiente de Watson (K) hecho en el 2008 por Cristancho y Hoyos, se observó que el valor de K, daba entre los rangos de un crudo con tendencia parafínica.

Grafica 2. Distribución de análisis SARA



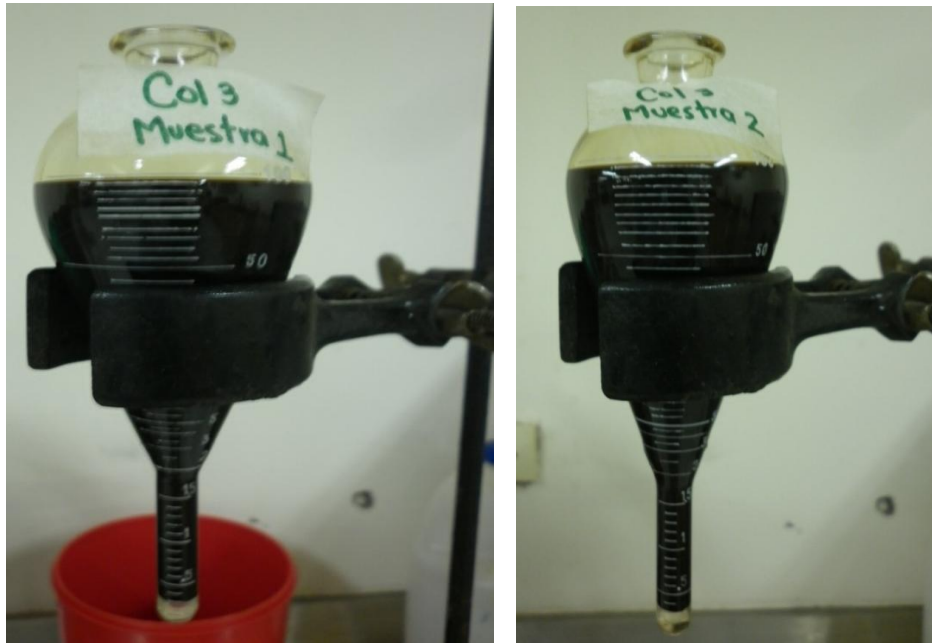
Fuente: Autores

3.1.3 Contenido de agua y sedimentos, bsw (astm 96-00), La determinación del BSW es importante, ya que la comercialización, transporte y venta del crudo se basa principalmente en las normas vigentes las cuales establecen que un crudo de excelente calidad debe tener un BSW de 0,5%, además conociendo el contenido de agua y sedimentos se puede evitar daños en las tuberías (corrosión) y problemas durante su transporte.

Siguiendo la norma ASTM 96-00, método de la centrifuga, utilizando como solvente varsol y el desemulsificante RF 119, se hallaron los resultados de esta

propiedad al crudo de los pozos muestreados, la figura 6 es una fotografía tomada a las muestras del pozo Col 3, se puede apreciar el bajo contenido de agua y la interface agua aceite están al mismo nivel para las dos muestras.

Figura 6 Muestras 1 y 2 de BSW Col 3



Fuente: Autores

El promedio del BSW de los pozos analizados es de 0,77% el cual se ratifica con el informe de producción, en donde el promedio del BSW de todos los pozos que están produciendo es de 0,7%¹⁰. En la tabla 5 se puede observar los resultados de la prueba.

¹⁰ Dato tomado de informe de producción 30 de mayo de 2012

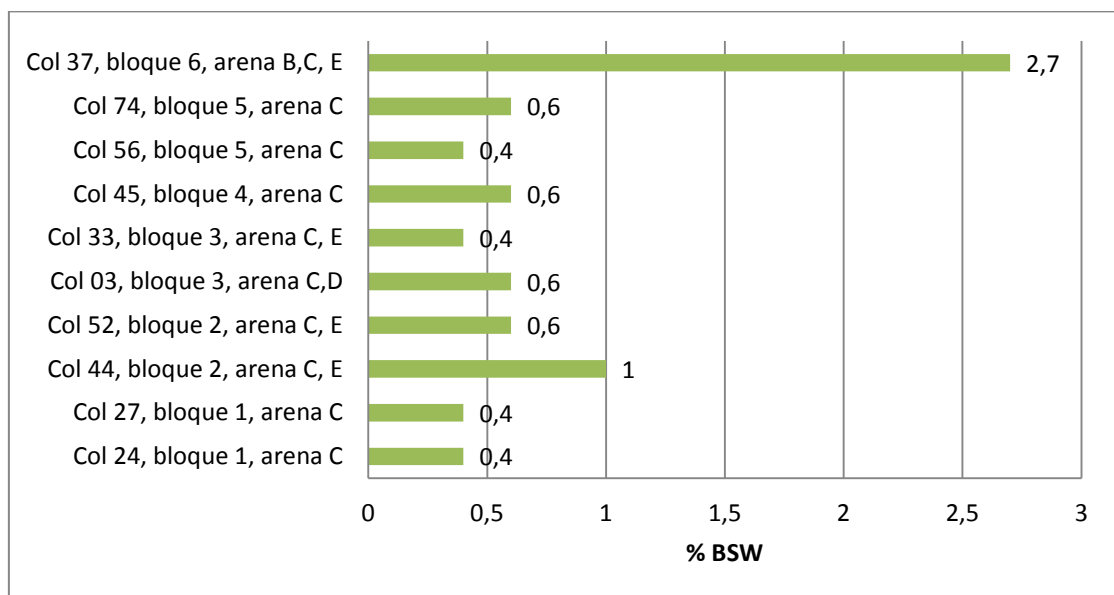
Tabla 9 Resultados de BSW

Contenido de agua y sedimentos (Método de la centrífuga)						
ASTM D 96-00						
Solvente= Varsol Cant= 50 ml			Desemulsificante= RF 119		Cant= 0,1 ml	
Bloque	Pozo	Arenas	Muestra	TEMP. °F	Vol. Agua y Sedimentos (ml)	Total agua y Sedimentos (%)
1	Col 24	C	1	120	0,2	0,4
			2	120	0,2	
	Col 27	C	1	120	0,2	0,4
			2	120	0,2	
2	Col 44	C, E	1	120	0,5	1
			2	120	0,5	
	Col 52	C, E	1	120	0,3	0,6
			2	120	0,3	
3	Col 03	C,D	1	120	0,3	0,6
			2	120	0,3	
	Col 33	C, E	1	120	0,2	0,4
			2	120	0,2	
4	Col 45	C	1	120	0,3	0,6
			2	120	0,3	
5	Col 56	C	1	120	0,2	0,4
			2	120	0,2	
	Col 74	C	1	120	0,3	0,6
			2	120	0,3	
6	Col 37	B,C, E	1	120	1,5	2,7
			2	120	1,2	
					Promedio	0,77

Fuente: Autores

El bloque 6 tiene un contenido de agua y sedimentos alto, muy diferente al comportamiento de esta propiedad en los otros bloques, sin embargo en dicho bloque solo se encuentra un pozo produciendo (Col 37) y su producción no es significativa como para afectar en gran medida el BSW de la mezcla en general. En la gráfica 3 de distribución del BSW se puede apreciar el alto valor que tiene el pozo.

Grafica 3. Distribución de BSW



Fuente: Autores

El crudo del Campo Colorado, actualmente, tiene las condiciones apropiadas para ser transportado por tubería, no requiere de tratamiento químico para separar el agua del crudo antes de transportarlo hasta la estación de Lisama de Ecopetrol, en donde se hará tratamiento si se requiere para cumplir con las exigencias de BSW y salinidad de la refinera.

3.1.4 Salinidad (Método Aruba). El contenido de sal del crudo se encuentra relacionado al BSW, puesto que es el agua la que lleva sales disueltas, principalmente cloruros de sodio, calcio y magnesio (Gómez, Parra-2012). Esta propiedad, indica que tan corrosivo puede ser el crudo de Campo Escuela Colorado, de igual forma ayudará a la prevención de precipitación de escamas que taponarían la tubería por efectos de la temperatura. Siempre será un paso obligatorio la eliminación de la sal del petróleo para la entrega a la refinería, esto es particularmente cierto si el contenido de sal es superior a 20 PTB (Libras de sal, expresado como cloruro de sodio equivalente, por mil barriles de petróleo), en Colombia se acepta un tope máximo de salinidad de 15 Lb de sal/1000barriles de petróleo, sin embargo puede variar de acuerdo a las exigencias del cliente hasta un tope de 7 lb de sal/1000barriles de petróleo. Si no se cumple con estas especificaciones el crudo es rechazado comercialmente.¹¹

En la tabla 10 se puede observar el valor de la salinidad en cada pozo y el promedio total, de igual manera se comparó con el promedio de todos los pozos de los informes de producción que es de 23 lb de sal / Kbl de crudo, sin embargo en Campo Colorado para el hallar el valor promedio de la salinidad, la muestra es tomada del tanque de recolección, si se analiza más a fondo, 6 de los 10 pozos que se muestrearon poseen una salinidad bastante baja de 3 lb de sal / Kbl de crudo; de los 4 restantes, 3 pozos tienen por debajo de 15 lb de sal / Kbl de crudo (Col 3, Col 74 y Col 37) y 1 solo pozo, el Col52 de 246 lb/ Kbl de crudo.

El resultado de la salinidad del pozo Col 52 no se incluyó para el promedio, ni tampoco para la gráfica de distribución de la salinidad en el campo. La prueba se realizó varias veces y el resultado no cambió. Este comportamiento puede ser consecuencia de la precipitación de escamas de sal en la tubería del pozo de igual forma ya se está haciendo un estudio al respecto por parte de un proyecto de grado.

¹¹ Guía Laboratorio de Fluidos, Universidad Industrial de Santander, 2009.

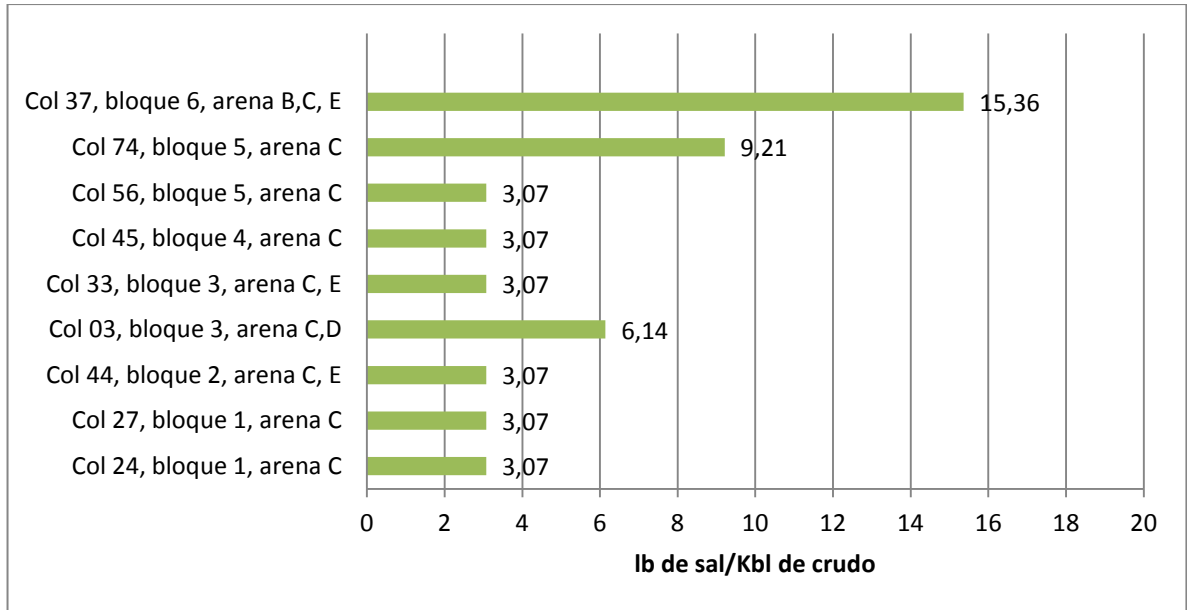
Tabla 10 Resultados Salinidad

Determinación sal en crudos (Método Aruba)							
Bloque	Pozo	Arenas	Vb (ml)	Nn	Vh (ml)	Vn (ml)	Q (lb sal/ 1000Bl)
1	Col 24	C	0,05	0,02	10	0,05	3,0727
1	Col 27	C	0,05	0,02	10	0,05	3,0727
2	Col 44	C, E	0,05	0,02	10	0,05	3,0727
2	Col 52	C, E	0,05	0,02	1	0,4	245,816
3	Col 03	C,D	0,05	0,02	10	0,1	6,1454
3	Col 33	C, E	0,05	0,02	10	0,05	3,0727
4	Col 45	C	0,05	0,02	10	0,05	3,0727
5	Col 56	C	0,05	0,02	10	0,05	3,0727
5	Col 74	C	0,05	0,02	10	0,15	9,2181
6	Col 37	B,C, E	0,05	0,02	10	0,25	15,3635
						Promedio	5,4612

Fuente: Autores

En la gráfica 4 se observa la distribución de la salinidad dentro del campo. El pozo 52 es uno de los que más producen agua y tiene la mayor salinidad. Los valores de salinidad se han incrementado con el tiempo geológico debido a la interacción agua-roca, por lo que las aguas que se encuentran en horizontes o formaciones más antiguas tienden a presentar mayores concentraciones de sólidos disueltos totales (STD), este enriquecimiento es debido principalmente a la interacción de sales que aumentan de manera considerable la concentración de Cl^{2+} y Na^{+} . (Méndez-2007).

Grafica 4. Gráfica de distribución de Salinidad



Fuente: Autores

3.1.5 Viscosidad Saybolt (ASTM D 88-05). La viscosidad del crudo se define como la medida de la resistencia del petróleo al flujo. La resistencia al flujo se da por la fricción interna generada cuando las moléculas del fluido tratan de desplazarse unas sobre otras. Los principales factores que afectan la viscosidad de un crudo son: la composición del petróleo, presión, temperatura y gas disuelto. La viscosidad aumenta cuando disminuye la gravedad API y aumenta con un decremento en la temperatura¹².

Se determinó la viscosidad Saybolt universal a temperaturas específicas 90, 120 y 150 °F, (Temperaturas dentro del rango de 70°F y 210°F, establecidas por la norma), para determinar la viscosidad cinemática del crudo, que fue la que se tomó como referencia para esta investigación, sin embargo a partir de la viscosidad cinemática se puede hallar la viscosidad dinámica del fluido, que es

¹² Tomado de: Libro Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos - Freddy H. Escobar, 2004.

numéricamente igual al producto de la viscosidad cinemática y la densidad del fluido a la misma temperatura.

La viscosidad cinemática mide el tiempo que demora cierto volumen de crudo en fluir por gravedad a través de un orificio calibrado, la unidad es el St (sistema cgs), sin embargo se suele representar en cSt (centistokes). El procedimiento usado para hallar la viscosidad cinemática es el siguiente:

Primero se mide la viscosidad Saybolt, posteriormente se convierte a viscosidad cinemática multiplicando el tiempo que dio de la viscosidad de Saybolt por el valor de calibración del orificio utilizado y finalmente se usa una ecuación, para el caso de Campo Colorado (fluido de baja viscosidad) se aplicó la siguiente fórmula (ver tabla 11):

Tabla 11 Ecuación de Viscosidad Cinemática

VISC. SAYBOLT	Intervalo t (seg)	VISC. CINEMÁTICA (St)
SSU	$32 < t < 100$	$0.0026t - 1,95 / t$

Fuente: ASTM 2161

En la siguiente tabla de resultados (ver tabla 12) se observan los valores de viscosidad cinemática para campo colorado:

Tabla 12 Resultados Viscosidad Cinemática

Viscosidad Saybolt Universal (Norma ASTM D 88 -05)							
Bloque	Arenas	Pozo	Orificio	Temperaturas (°F)	Tiempo (sg)	VISC. SAYBOLT SSU	VISC. Cinemática (cSt)
1	B,C, ZNA	Col 24	2	90	41	42,49	5,01
				120	36	37,31	3,21
				150	34	35,24	2,43
	C	Col 27	2	90	41	42,49	5,01
				120	36	37,31	3,21
				150	33	34,20	2,03
2	C, ZNA	Col 44	3	90	42	41,95	4,83
				120	37	36,96	3,08
				150	36	35,96	2,70
	C, ZNA	Col 52	2	90	40	41,46	4,67
				120	37	38,35	3,58
				150	33	34,20	2,03
3	C,E	Col 03	3	90	40	39,95	4,15
				120	36	35,96	2,70
				150	34	33,96	1,93
	C, ZNA	Col 33	2	90	40	41,46	4,67
				120	37	38,35	3,58
				150	34	35,24	2,43
4	C	Col 45	3	90	41	40,95	4,49
				120	36	35,96	2,70
				150	33	32,96	1,53
5	C	Col 56	3	90	40	39,95	4,15
				120	36	35,96	2,70
				150	34	33,96	1,93
	C	Col 74	2	90	38	39,38	3,95
				120	35	36,27	2,82
				150	33	34,20	2,03
6	B,C, ZNA	Col 37	3	90	42	41,95	4,83
				120	37	36,96	3,08
				150	35	34,96	2,32

Fuente: Autores

Es muy importante el efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los crudos, tanto en yacimiento como en superficie, especialmente concerniente a crudos pesados y extrapesados. Pese a que el crudo de campo colorado es liviano, no debería tener problemas de cambios bruscos de viscosidad con respecto a la temperatura, ya que es un crudo parafínico, por ser de esa naturaleza, la viscosidad muestra un incremento regular cuando la complejidad de las moléculas de hidrocarburos se incrementa. Por consiguiente se realizó un análisis de índice de viscosidad (ASTM D 2270) para comprobar que el incremento en la viscosidad no se da por la temperatura.

El índice de viscosidad se halla por medio de dos puntos, la viscosidad cinemática a 40 °C (100 °F) y 100 °C (212 °F), entre mayor sea la diferencia (valor alto de índice de viscosidad), menor será la incidencia de la temperatura en la viscosidad, en otras palabras, no se dan cambios bruscos en la viscosidad cuando aumenta o disminuye la temperatura. Para hallar el índice de viscosidad, se usó la norma ASTM D 2270, se halló la temperatura a 40 y 100 °C (ver tabla 12), se aplicó la fórmula de $IV = ((L - U) / (L - H)) * 100$, donde U es la viscosidad cinemática a 40 °C, L y H son valores tomados de una tabla de la norma ASTM D 2270 para viscosidades cinemáticas a 100 °C.

Tabla 13 Índice de viscosidad

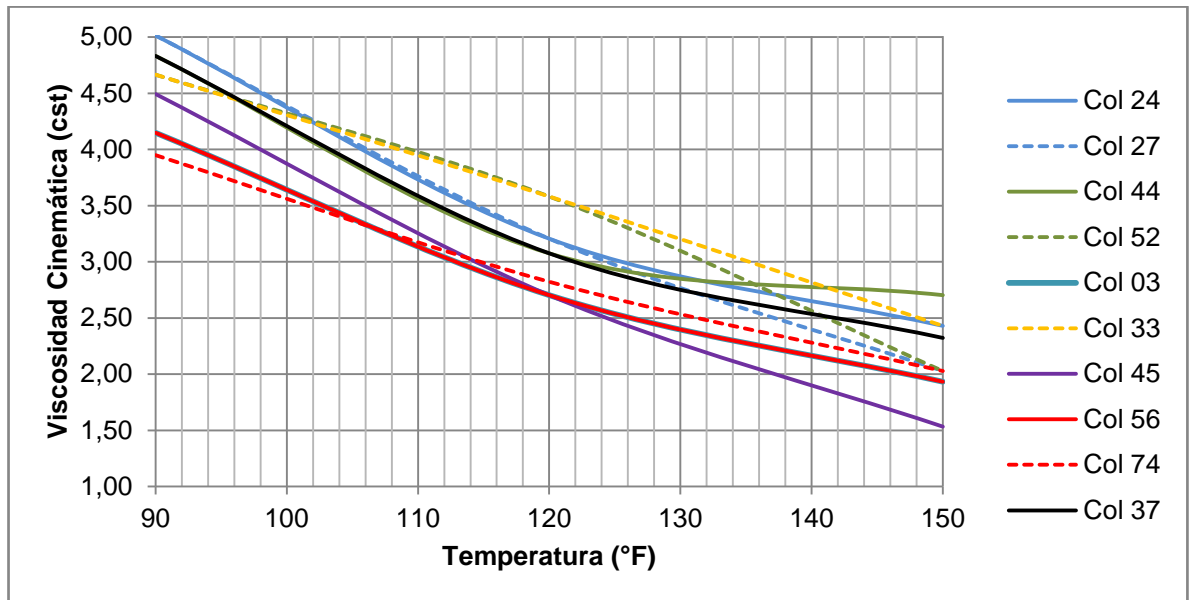
Bloque	Pozo	Arenas	VISC (cst) @ 40°C	VISC (cst) @ 100°C	L	H	IV
1	Col 24	C	4,14	1,13	2,192	1,743	-433,648
	Col 27	C	4,10	0,81	0,039	0,024	-27126,926
2	Col 44	C, E	3,87	1,31	3,389	2,698	-69,357
	Col 52	C, E	3,99	0,88	0,494	0,387	-3277,503
3	Col 03	C,D	3,32	0,81	0,025	0,013	-26841,921
	Col 33	C, E	4,04	1,23	2,834	2,255	-207,549
4	Col 45	C	3,50	0,50	-2,041	-1,636	1370,621
5	Col 56	C	3,32	0,82	0,066	0,045	-15986,494
	Col 74	C	3,42	1,11	2,012	1,599	-340,002
6	Col 37	B,C, E	4,05	1,08	1,831	1,455	-588,591

Fuente: Autores

El índice de viscosidad no es representativo para viscosidades menores a 2cst a 100 °C, porque ese comportamiento es de crudos parafínicos, como se mencionó anteriormente varían muy poco respecto a la temperatura, en la gráfica 5 de viscosidad vs temperatura se observa el poco cambio de la viscosidad cinemática con respecto a la temperatura, también los valores convergen a un mismo punto,

no varía tanto de un pozo a otro, lo cual indica de nuevo que la composición es semejante.

Gráfica 5. Distribución de Viscosidad Cinemática



Fuente: Autores

3.1.6 Punto De Fluidez ASTM 97-11. EL PUNTO DE FLUIDEZ ES LA TEMPERATURA MÁS BAJA A LA CUAL EL CRUDO PIERDE SU CAPACIDAD DE FLUJO, ESTÁ ÍNTIMAMENTE LIGADO A LA ESTRUCTURA MOLECULAR DE LOS HCS. LOS NAFTENOS TIENEN MENOR PUNTO DE FLUIDEZ Y LAS PARAFINAS MAYOR. ES LOS CRUDOS PARAFÍNICOS, LA REDUCCIÓN DE LA TEMPERATURA, IMPLICA EL COMIENZO DE LA CRISTALIZACIÓN DE LOS COMPUESTOS PARAFÍNICOS, LO QUE SIGNIFICA QUE SE SOLIDIFIQUEN YA QUE EL FLUJO NO ES PERMITIDO POR LA ESTRUCTURA CRISTALINA. PERO SI SE ROMPE POR AGITACIÓN EL ACEITE COMIENZA A FLUIR, AUN A TEMPERATURAS INFERIORES A SU PUNTO DE FLUIDEZ.

La prueba consiste en calentar la muestra, luego enfriarla a una rata específica y examinar las características de flujo a intervalos de 3° C. La temperatura más baja a la cual se observa movimiento de la muestra, se registra como el punto de fluidez.

Los resultados de esta prueba (ver tabla 8) están por encima de lo que se esperaba, ya que en años anteriores el punto de fluidez se reportó por debajo de los 5 °C. Aunque es una propiedad cuya importancia se destaca en el transporte del hidrocarburo, es bueno tenerla en cuenta, ya que si ha cambiado puede deberse a liberación de gas en el yacimiento, disminuyendo la solubilidad, radiación del calor del yacimiento a las formaciones vecinas, liberación de gas y los compuestos livianos del crudo en su viaje de yacimiento a superficie, o cambio en la temperatura por intrusión de agua u otro liquido ó por temperaturas externas bajas en cabeza de pozo.(Ariza, 2008).

La variación del punto de fluidez de un bloque a otro da un indicio de la severidad de problemas de precipitación de parafinas. Históricamente en Campo Escuela Colorado se ha presentado inconvenientes por depositación de parafinas y a pesar de trabajos remediabiles no se ha podido dar una verdadera solución y por el contrario en muchos de los casos de han tenido que abandonar los pozos. (Ariza-2008).

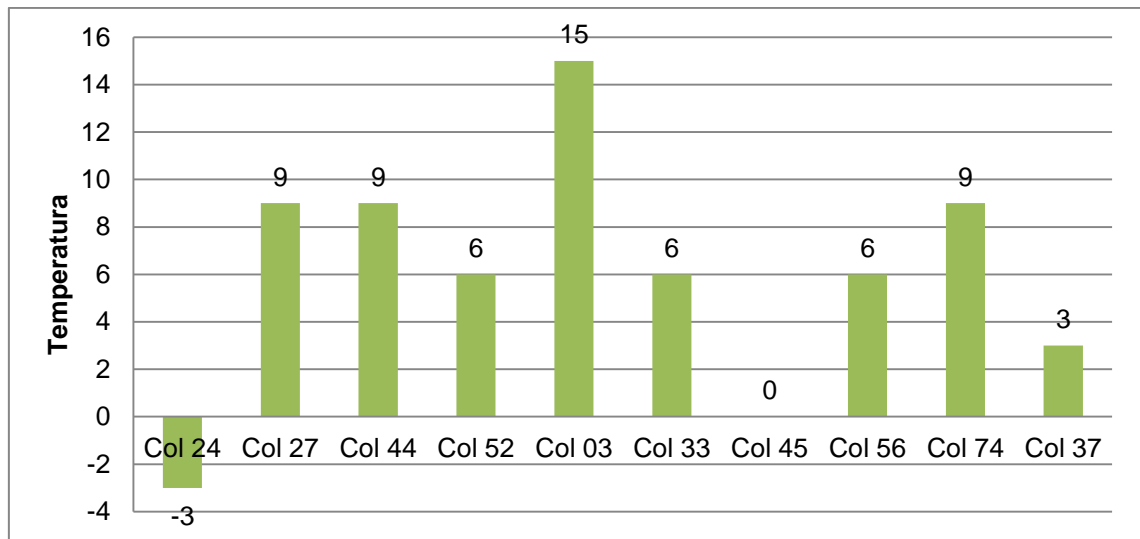
Tabla 14 Resultados Punto de fluidez

Punto de Fluidez				
Norma ASTM D97-11				
Bloque	Pozo	Arenas	TEMP. °C	TEMP. °C Corregida
1	Col 24	C	-6	-3
1	Col 27	C	6	9
2	Col 44	C, E	6	9
2	Col 52	C, E	3	6
3	Col 03	C, D	12	15
3	Col 33	C, E	3	6
4	Col 45	C	-3	0
5	Col 56	C	3	6
5	Col 74	C	6	9
6	Col 37	B,C, E	0	3

Fuente: Autores

En la gráfica 6 se puede observar la discrepancia, sin embargo se puede inferir que la tendencia es a puntos de temperatura bajos, considerando como referencia la temperatura ambiente del campo (38 °C). El Punto de Fluidez promedio es de 6 °C, por tanto a condiciones de temperatura de superficie del campo, el crudo fluiría, siempre y cuando el fluido se mantenga en movimiento en las líneas de superficie o a través del oleoducto.

Grafica 6. Gráfica de distribución punto de fluidez



Fuente: Autores

3.1.7 Presión de Vapor Reid (ASTM D-323-08). La presión de vapor Reid es un ensayo empírico que mide la presión en libras/pulgadas² (psi) ejercida por los vapores o componentes livianos del crudo, es decir me permite determinar si el hidrocarburo líquido de Campo Escuela Colorado almacenado en un tanque atmosférico, vaporizará o no cuando su temperatura se eleve a 100°F.

En la norma ASTM D-323-08, se introduce una muestra de crudo en el interior del recipiente de prueba a presión atmosférica, de forma que el volumen del líquido alcance a ser la quinta parte de volumen total interno del recipiente. El recipiente se sella y sumerge en un baño de agua, donde es calentado a 100°F. Después de haber agitado el recipiente para lograr rápidamente las condiciones de equilibrio, se lee el alza de la presión (debida a la vaporización) sobre un manómetro adherido. Esta lectura da una aproximación ajustada de la presión de vapor del líquido a 100°F.

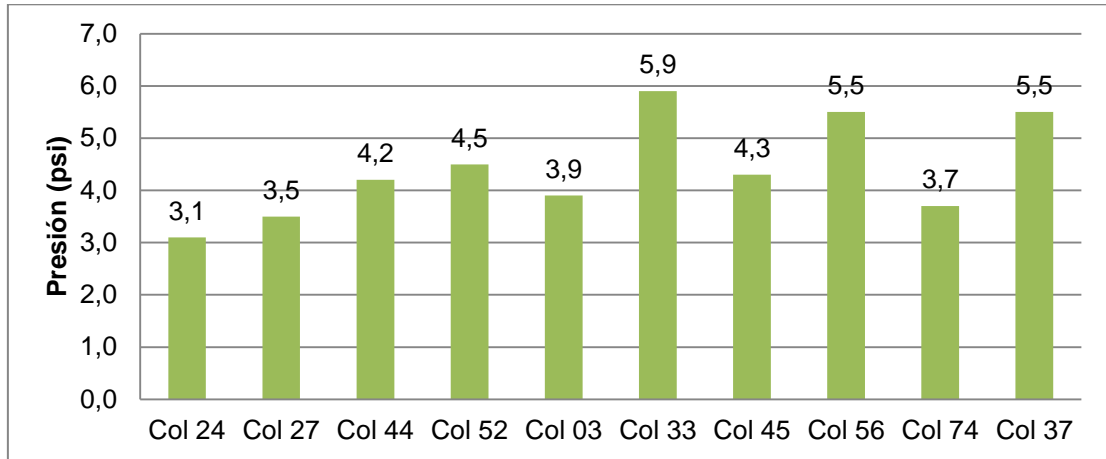
En la siguiente tabla (ver tabla 9) se muestran los valores finales de la prueba, seguido por la Figura 11 en la cual se representan los resultados y distribución para el campo. Los valores están muy por debajo de la presión atmosférica (14,7 psi), de esta manera, los componentes del crudo de Campo Colorado si alcanzan una temperatura de 100 °F (38 °C) no se van a vaporizar.

Tabla 15 Resultados Presión de Vapor Reid

Presión de Vapor Reid ASTM D-323-08			
Bloque	Pozo	Arenas	Presión de Vapor Reid (psi)
1	Col 24	C	3,1
1	Col 27	C	3,5
2	Col 44	C, E	4,2
2	Col 52	C, E	4,5
3	Col 03	C,D	3,9
3	Col 33	C, E	5,9
4	Col 45	C	4,3
5	Col 56	C	5,5
5	Col 74	C	3,7
6	Col 37	B,C, E	5,5

Fuente: Autores

Gráfica 7. Distribución de Presión de Vapor Reid



Fuente: Autores

3.1.8 Flash Point (ASTM D 92-02). El punto de inflamación o flashpoint, es la temperatura más baja del hidrocarburo líquido, en la que una pequeña llama inicia una llamarada fugaz que recorre la superficie del líquido indicando así la presencia de una mezcla de gas inflamable sobre el crudo.

El crudo de campo colorado tiene componentes livianos, por ende al realizarle la prueba de flash point inmediatamente apareció la llama a temperatura ambiente (28 °C), esta misma prueba realizada en la metodología propuesta por Cristancho y Hoyos hace cuatro años arrojó el mismo resultado, un crudo con un punto de inflamación por debajo de la temperatura ambiente, al cual se debe transportar y manejar con precaución.

En la figura 7 se muestra el montaje y la experiencia de lo que sucedió apenas se pasó la llama sobre el crudo. Esto fue reiterativo para todas las muestras de los diez pozos.

Figura 7 Fotografía prueba flash point



Fuente: Autores.

3.1.9 Poder calorífico (astm d 240-09). El poder calorífico del crudo es la máxima energía que puede liberar la unidad de masa al producirse una reacción química de oxidación. Depende principalmente de la composición del crudo, por consiguiente es representativo compararlo respecto a una cromatografía de crudo. Sin embargo a mayores componentes intermedios mayor será su poder calorífico, entiéndase como pesados de C7 + a C12+.

A continuación la tabla de resultados (ver tabla 14) para la prueba de poder calorífico hecha a las muestras de los diferentes pozos del Campo Colorado, los valores estuvieron relativamente uniformes, lo cual es importante para poder generalizar un valor para el campo.

Tabla 16 Resultados Poder calorífico

Poder Calorífico			
Norma: ASTM D 240-09			
Bloque	Pozo	Arenas	Poder Calorífico BTU/Lbm
1	Col 24	C	17870,70
	Col 27	C	18737,28
2	Col 44	C, E	17216,02
	Col 52	C, E	23027,96
3	Col 03	C,D	18929,58
	Col 33	C, E	20680,55
4	Col 45	C	17620,61
5	Col 56	C	21661,51
	Col 74	C	17684,59
6	Col 37	B,C, E	20649,66
Promedio			19407,85

Fuente: Autores

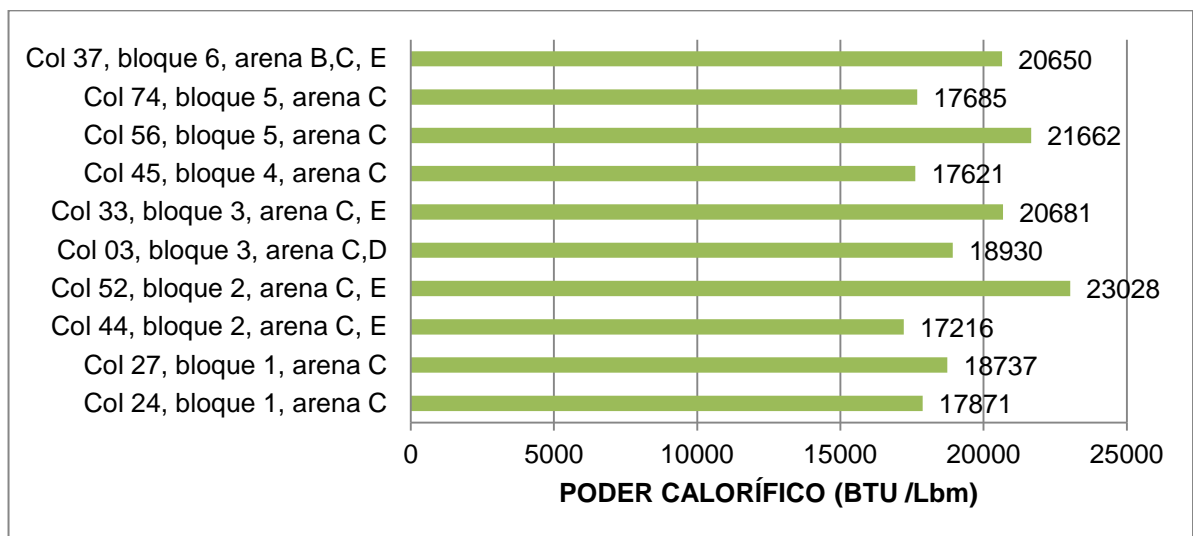
El rango del poder calorífico en el Campo Colorado está entre los 17216 y 23027 BTU/Lb, el cual es bastante alto si se compara con el el biodiesel que es de 15700 a 16735 BTU/lb¹³ . Por eso se usa el petróleo, porque se necesita un compuesto que tenga un poder calorífico lo suficientemente alto, para que sus derivados puedan tener un poder calorífico suficiente para ser utilizado como fuente de energía.

El crudo de caño limón es un aceite negro y tiene un poder calorífico de 18129 BTU /lb, el cual se asemeja al de campo colorado que es de 19 407 BTU/lb en promedio.

¹³ <http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/4290/1/jorgeluisaguilar.pdf>

En la grafica 8 se aprecia la distribución del poder calorífico en el campo colorado, el bloque con mayor poder calorífico es el 3 y el menor es el 4, no obstante la variación del poder calorífico depende de la composición del crudo, por lo tanto los pozos del bloque 3 tienen mayores componentes intermedios (C7+ – C12+).

Grafica 8. Gráfica de distribución de Poder Calorífico



Fuente: Autores

3.1.10 Contenido De Azufre (ASTM 1552-08). Entre los elementos presentes en el petróleo crudo, el azufre es el que más afecta el proceso de refinación, un alto contenido de éste, puede desactivar los catalizadores que aceleran las reacciones químicas deseadas en algunos procesos de refinación, provoca corrosión en el equipo de refinería y genera emisión a la atmósfera compuestos de azufre desagradables que se encuentran sujetos a controles reglamentarios.

El contenido de azufre del crudo y los flujos de refinación se mide generalmente en tanto por ciento (%) en peso o en partes por millón por peso (ppmw). En la industria de la refinería, el petróleo crudo se denomina *con poco azufre* (bajo nivel

de azufre), si su nivel de azufre es inferior al valor umbral (por ejemplo, 0,5 % (5.000 ppmw) y *sulfuroso* (alto nivel de azufre), si el nivel de azufre supera el umbral más alto. La mayoría de los crudos sulfurosos registran niveles de azufre de entre 1,0 y 2,0 %, pero en algunos casos se registran niveles de azufre de > 4%.¹⁴

Los crudos se pueden diferenciar principalmente por la gravedad API y su contenido de azufre, la siguiente tabla clasifica los tipos de petróleo crudo con base a su gravedad API y contenido de azufre.

Tabla 17, Clasificación del crudo según la gravedad API y el porcentaje de azufre.

CLASIFICACIÓN DEL CRUDO	RANGO DE PROPIEDAD	
	GRAVEDAD (°API)	AZUFRE (w.t%)
Dulce-Liviano	35-60	0-0,5
Agrio-Dulce	35-60	>0,5
Mediano Agrio-Mediano	26-35	0-1,1
Agrio-Mediano	26-35	>1,1
Dulce-Pesado	10.-26	0-1,1
Agrio- Pesado	10.-26	>1,1

Fuente: Modificado de Introducción a la refinación del petróleo y producción de gasolina y diesel con contenido ultra bajo de azufre, elaborado para The International council on clean transportation, Maryland, 2011

Los resultados obtenidos para 10 pozos seleccionados de Campo Escuela Colorado, se observan en la tabla 15. El promedio de azufre hallado es 0,129% en peso y el promedio de la gravedad API es 39,1, según la clasificación expuesta en la tabla 14, el crudo de Campo Colorado es un crudo Dulce – Liviano,

¹⁴ Introducción a la refinación del petróleo y producción de gasolina y diesel con contenido ultra bajo de azufre, elaborado para The International council on clean transportation, Maryland, 2011.

clasificación que comparada con el crudo WTI (Crudo de referencia en Colombia), este es de 36°API y su porcentaje en peso de azufre es de 0,45¹⁵, hace que el crudo de Campo Colorado para una futuro proceso de refinación no necesite unidades de alta tecnología.

Tabla 18 Resultados Contenido de Azufre

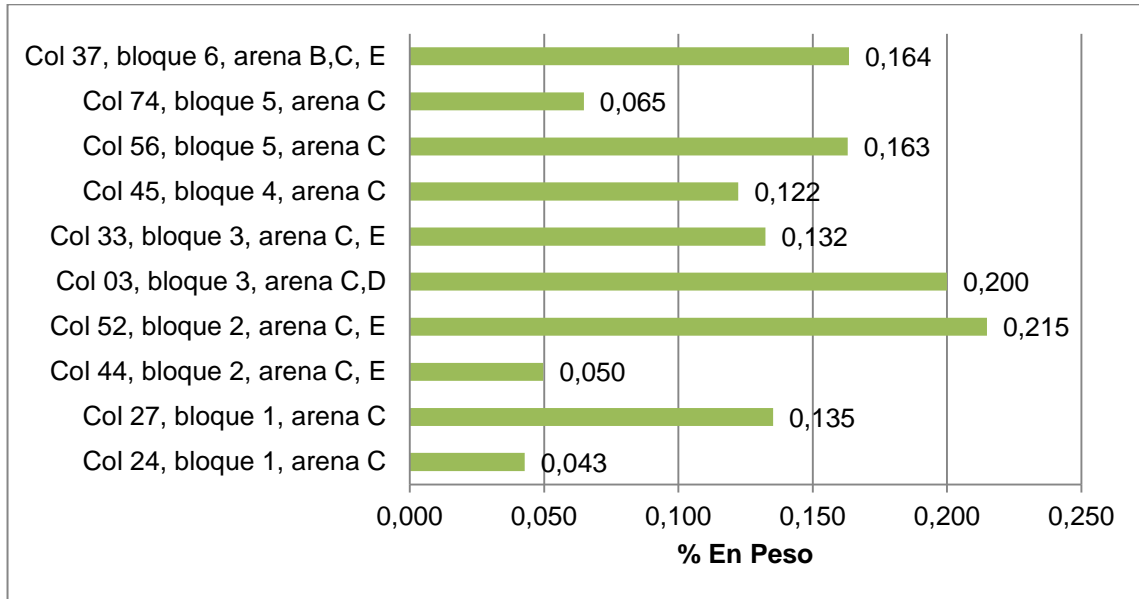
Contenido de Azufre ASTM D-1552-08			
Bloque	Pozo	Arenas	% En Peso
1	Col 24	C	0,043
	Col 27	C	0,135
2	Col 44	C, E	0,050
	Col 52	C, E	0,215
3	Col 03	C,D	0,200
	Col 33	C, E	0,132
4	Col 45	C	0,122
5	Col 56	C	0,163
	Col 74	C	0,065
6	Col 37	B,C, E	0,164
		Promedio	0,129

Fuente: Autores

En la gráfica 9 se aprecia la distribución del contenido de azufre en el campo. El cual varía desde el 0,04 hasta el 0,215% en peso. El mayor valor lo tiene el pozo Col 52 del Bloque II, el cual se debe mantener monitoreado para evitar corrosión en la tubería de producción; y el menor el Col 24 del Bloque I.

¹⁵El pequeño gigante, Carta Petrolera, Edición 119, Agosto- Septiembre, 2008.

Grafica 9. Distribución de Contenido de Azufre



Fuente: Autores

3.1.11 Contenido De Cenizas (ASTM D- 482-03). El contenido de cenizas en el petróleo crudo es un indicador de metales y sales presentes en una muestra de crudo. La ceniza se encuentra usualmente en forma de óxido de metal, sales estables y óxidos de silicio.

Para hallar el porcentaje de cenizas del crudo, se siguió la norma ASTM D- 482-03, la muestra de petróleo contenido en un recipiente se inflama y se deja quemar hasta que sólo quede un residuo carbonoso, este residuo se reduce a cenizas calentándolo en una mufla a 775°C, al final se pesa, ese residuo será el porcentaje en peso de cenizas de la muestra.

El rango de valores para el crudo de Campo Colorado está entre los 0,012 y 0,016% en peso (ver Tabla 16) y un contenido de cenizas promedio de 0,014% en peso.

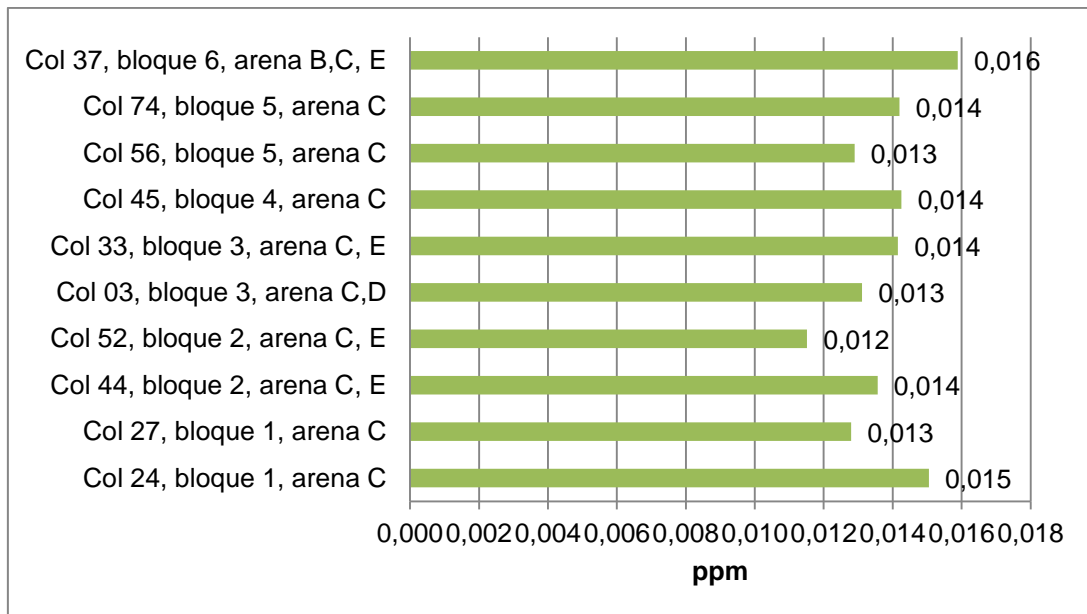
Tabla 19 Resultado de Contenido de Cenizas

Contenido de Cenizas ASTM D-482-03			
Bloque	Pozo	Arenas	% Peso
1	Col 24	C	0,015
	Col 27	C	0,013
2	Col 44	C, E	0,014
	Col 52	C, E	0,012
3	Col 03	C,D	0,013
	Col 33	C, E	0,014
4	Col 45	C	0,014
5	Col 56	C	0,013
	Col 74	C	0,014
6	Col 37	B,C, E	0,016
		Promedio	0,014

Fuente: Autores

Mientras el crudo sea más pesado, se tiende a obtener un mayor contenido de cenizas y viceversa (Cristancho-Hoyos, 2008), con los resultados obtenidos, que no difieren mucho de un bloque a otro, se podría decir que el crudo de Campo Colorado tiene bajo porcentaje de componentes livianos, pero para comprobar esta teoría se debería realizar una cromatografía líquida.

Gráfica 10 Distribución de Contenido de Cenizas



Fuente: Autores

3.2 ANÁLISIS AL GAS

La única prueba realizada al gas en esta investigación es la cromatografía, debido a que esta nos arroja la composición actual del gas, además con los datos obtenidos se puede comparar como ha variado la composición del gas con cromatografías hechas en años anteriores.

3.2.1 Cromatografía. La cromatografía es una técnica de separación y análisis del gas basado en la distribución de los componentes de una mezcla entre dos fases inmiscibles, una fija y otra móvil. En cromatografía gaseosa, la fase móvil es un gas que fluye a través de una columna que contiene a la fase fija.

Para el análisis, se tuvieron en cuenta dos pozos diferentes a los seleccionados inicialmente y el gas de la TEA, considerando estas 3 muestras como representativas para el gas del campo. El pozo Col 36, perteneciente al bloque V,

produce solo de la arena Mugrosa B, el pozo Col 45 ubicado en el bloque IV, produce de la arena Mugrosa C y el gas de la TEA es el gas reunido de todos los pozos que están produciendo. El muestreo se hizo en febrero de 2012, y se les practicó un análisis de gas natural C12+, según la norma GPA 2286-95, realizada por el personal del ICP.

En los resultados de la cromatografía, además de la composición del gas natural, se hallaron propiedades físicas como: poder calorífico superior y neto, densidad idea y real, gravedad específica ideal, factor de compresibilidad, peso molecular, índice de Wobbe y GPM (ver tabla 17). El GPM del gas de la Tea tiene un valor de 4,78, es decir que por cada mil pies cúbicos de gas se pueden producir 4,7 barriles de hidrocarburo, la producción de gas en el Campo Colorado es alrededor de 280 KPCS, por consiguiente se estima un valor de 31,3 barriles de hidrocarburo.

Tabla 20 Propiedades Físicas del Gas de Campo Colorado

PROPIEDADES FÍSICAS	UNIDAD	COL36	COL45	SCRUBBER
		BLOQUE 5	BLOQUE 4	SALIDA A TEA
IGHV PODER CALORIFICO SUPERIOR VOLUM. ID.	BTU/PC	1374,32	1563,18	1369,59
RGHV PODER CALORIFICO SUPERIOR VOLUM. Re	BTU/PC	1380,92	1573,89	1376,36
INHV PODER CALORIFICO NETO VOLUM IDEAL	BTU/PC	1249,81	1427,02	1246,36
RNHV PODER CALORIFICO NETO VOLUM REAL	BTU/PC	1255,81	1436,79	1252,51
DENSIDAD IDEAL	lbm/pie3	0,082	0,0879	0,0891
DENSIDAD REAL	lbm/pie3	0,0824	0,0885	0,0896
GRAVEDAD ESPECIFICA (14,73 PSIA) IDEAL	N/A*	0,8053	0,9575	0,8402
GPM VOLUMEN ESTIMADO DE LIQUIDOS	prm			
100% DE LICUEFACCION DEL PROPANO	Gal/1000PC	4,345	6,748	4,748
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD	N/A*	0,9952	0,9932	0,9951
PESO MOLECULAR	N/A*	31,2296	33,4556	33,935
INDICE DE WOBBE	N/A*	1531,4968	1597,5176	1494,1609

Fuente: Autores

Tabla 21 Cromatografía del Gas de Campo Colorado

COMPONENTE	UNIDAD	COL36	COL45	SCRUBBER
		BLOQUE 5	BLOQUE 4	SALIDA A TEA
Oxigeno	% MOLAR	0,2277	0,9312	1,1343
Nitrogeno	% MOLAR	0,8076	2,5581	3,2016
Dioxido de Carbono	% MOLAR	0,0896	0,1689	0,1809
Metano	% MOLAR	75,4838	62,5123	71,3043
Etano	% MOLAR	9,6101	12,9251	9,2495
Propano	% MOLAR	6,5198	9,0561	6,4220
i-Butano	% MOLAR	1,4662	1,9067	1,54
n-Butano	% MOLAR	2,4653	3,3909	2,8778
Neo-Pentano	% MOLAR	0,0355	0,0523	0,0445
i-Pentano	% MOLAR	0,7784	1,2069	1,0006
n-Pentano	% MOLAR	0,741	1,2487	1,0070
2,2-Dimetilbutano	% MOLAR	0,0177	0,0334	0,0252
Ciclopentano+2,3-Dimetilbut2	% MOLAR	0,0615	0,131	0,091
Isohexano	% MOLAR	0,2212	0,4564	0,3154
3-Metilpentano	% MOLAR	0,1143	0,2495	0,1636
n-Hexano	% MOLAR	0,2608	0,603	0,3643
2,2-Dimetilpentano	% MOLAR	0,0061	0,0139	0,0079
Metilciclopentano	% MOLAR	0,09	0,2288	0,1262
Isoheptano	% MOLAR	0,0551	0,1375	0,0633
Benceno	% MOLAR	0,0399	0,1142	0,0591
3,3-Dimetilpentano	% MOLAR	0,0045	0,0124	0,006
Ciclohexano	% MOLAR	0,0729	0,2024	0,0973
2,3-Dimetilpentano	% MOLAR	0,0175	0,0452	0,0208
3-Metilhexano	% MOLAR	0,0622	0,1601	0,0712
1t,3-Dimetilcyclopentano	% MOLAR	0,0147	0,0397	0,0174
3-Etilpentano	% MOLAR	0,015	0,04	0,0173
IsoOctano	% MOLAR	0,0228	0,0611	0,0264
n-Heptano	% MOLAR	0,1156	0,2918	0,1141
Metilciclohexano	% MOLAR	0,1215	0,3136	0,1194
1,1,3-Trimetilciclopentano	% MOLAR	0,0064	0,0142	0,0055
Etilciclopentano+2,5Dimeti	% MOLAR	0,014	0,0318	0,0124
1t,2c,3-Trimetilciclopentano	% MOLAR	0,0078	0,0174	0,0066
Tolueno	% MOLAR	0,0537	0,1416	0,0486
2-Metilheptano	% MOLAR	0,0391	0,0835	0,0281
1t,etil3metilciclopentano	% MOLAR	0,0614	0,1322	0,0444
1t,2-Dimetilciclohexano	% MOLAR	0,0101	0,022	0,0076
n-Octano	% MOLAR	0,0503	0,0924	0,0301
t-1,3-Dimetilciclohexano	% MOLAR	0,018	0,0343	0,0121
1c,4-Dimetilciclohexano	% MOLAR	0,0094	0,0213	0,0081
Parafinas C9	% MOLAR	0,0228	0,0411	0,0154
2,3Dimetilheptano	% MOLAR	0,003	0,0049	0,0019
o-Xileno	% MOLAR	0,0109	0,0201	0,0071
Etilciclohexano	% MOLAR	0,0129	0,0233	0,0082
1,1,3-Trimetilciclohexano	% MOLAR	0,0151	0,0262	0,0091
Etilbenceno	% MOLAR	0,0108	0,0188	0,0065
m,p-Xileno	% MOLAR	0,0467	0,0825	0,0281
3-Metiloctano	% MOLAR	0,0088	0,0139	0,0052
n-Nonano	% MOLAR	0,0214	0,038	0,0158
Mesitileno	% MOLAR	0,0274		0,0201
Decanos	% MOLAR	0,0077	0,0057	0,0063
Undecanos	% MOLAR	0,0031	0,002	0,0031
Dodecano	% MOLAR	0,0004	0,0005	0,0009
Tridecano+	% MOLAR	0,0004	0,0003	0,0005

Fuente: Autores

En lo que se refiere a la composición, el componente principal es el metano y los demás son compuestos hidrocarburos entre C2 y C12+, además de componentes inorgánicos CO2, N2 y O2. Lo que indica que se trata de un gas rico, porque tiene componentes a partir de C6+ y de esos componentes se pueden obtener

hidrocarburos líquidos¹⁶ . La diferencia de porcentajes de metano entre el gas de la arena Mugrosa B (Col 36) y Mugrosa C (Col 45) de aproximadamente 12,9715% molar, me indica que parte del metano se vaporizó durante el muestreo ó que la composición del gas de las dos arenas es diferente.

¹⁶ SAEID MOKHATAB, WILLIAM A. POE AND JAMES G. SPEIGH. "Handbook of NATURAL GAS TRANSMISSION and PROCESSING", 2006.

4. COMPARACIÓN HISTÓRICA ENTRE BLOQUES

En este capítulo se presenta una comparación de las propiedades del crudo de Campo Colorado. Para ello se realizó una revisión de información de datos históricos del campo.

Esta sección muestra una comparación histórica entre bloques para algunas de las propiedades halladas, buscando así determinar un enlace en el comportamiento histórico del crudo.

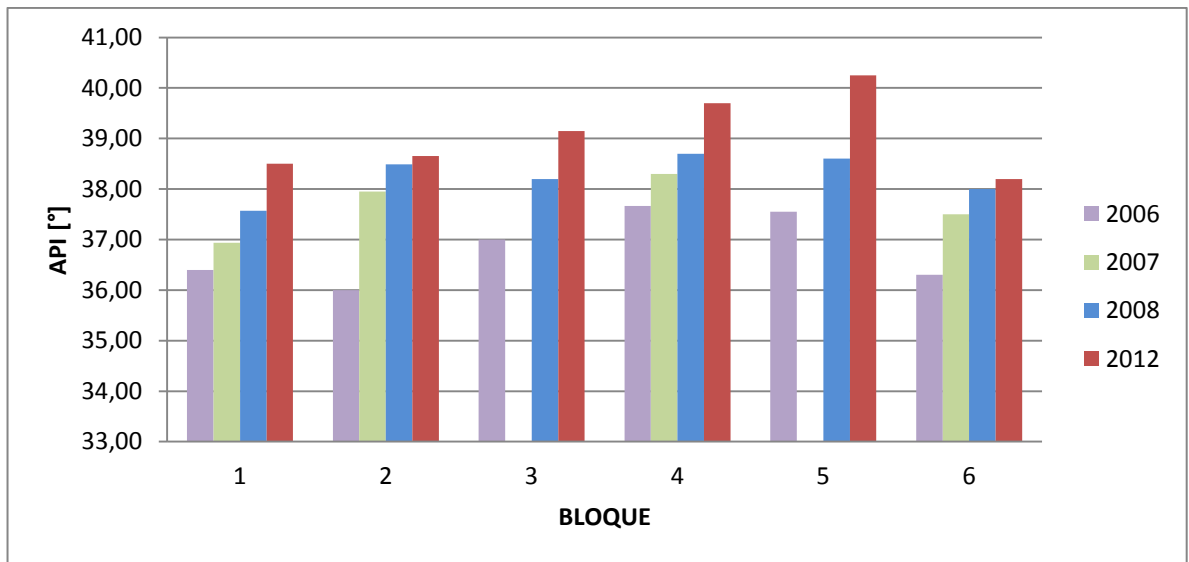
4.1. GRAVEDAD API

El Campo Colorado cuenta con datos API de casi todos los pozos, medidos en diferentes periodos de producción. Estos valores varían entre 32 y 42 °API. En la gráfica 11 se presentan los valores de °API promedio de mediciones realizadas en los años 2006, 2007, 2008 y 2012. Los datos del 2012 son los determinados en este trabajo y descritos en el capítulo anterior y los periodos anteriores fueron suministrados por el equipo de producción del campo¹⁷.

Antes de analizar la comparación de la gravedad API entre los bloques, es importante aclarar que los pozos de cada bloque seleccionados, son casi los mismos para todos los años. Sin embargo algunos pozos no tienen datos para todos los años (2006, 2007 y 2008) debido a que no se encontraban produciendo en dicho periodo, por tanto se tomaron datos de otros pozos del bloque en cuestión que produjera de las mismas arenas de los demás pozos seleccionados.

¹⁷ CAMPO ESCUELA COLORADO, Informes de producción, Bucaramanga, 2012.

Gráfica 11 Comparación API entre bloques



Fuente: Autores

*Todos los datos utilizados para generar esta gráfica se presentan en el Anexo 1-A.

Comparando los datos de API medidos actualmente (año 2012) con los de años anteriores, se observa que en los bloques 1, 3, 4 y 6 se presentan un incremento en dos grados API con respecto al 2006. En los bloques 2 y 5 ocurre un aumento de casi 3 grados.

Se puede inferir que entre los años 2006 y 2012 se ha incrementado la gravedad °API. En todos los bloques se observa la tendencia al aumento, donde ha pasado de 37.5 hasta 40.3°API en seis años (caso bloque 5).

Por otro lado se hizo un análisis histórico de la gravedad API teniendo en cuenta el comportamiento de dicha propiedad respecto a los pozos (Ver tabla 19). Sin

embargo no todos los pozos tenían registros de la propiedad desde sus inicios hasta el momento, por tanto solo se muestran datos de algunos.

Tabla 22 Histórico Gravedad API

Pozo	Año	API
03	1956	42.7
	1960	37.9
	2006	37.2
	2012	39.3
11	1946	39.4
	2006	37.5
	2007	38.1
	2008	38.4
12	1960	36
	2006	35.7
	2007	38.9
37	1959	37.8
	2006	36.3
	2007	37.5
	2008	38
	2012	38.2
38	1959	37.8
	2006	36.7
	2007	37.4
	2008	38.2
44	1958	41.6
	1959	41.3
	2006	34.3
	2012	38.15
60	1961	39.3
	1967	37
	2006	36.4
	2008	37

Fuente: Autores

La importancia de esta tabla radica en que en todos los pozos se cumple que la gravedad API disminuye en el tiempo para luego presentarse un leve aumento. Este incremento se debe a que como la presión del yacimiento decrece, el gas en solución se vuelve rico en componentes intermedios y al cambio de presión y temperatura en superficie se condensa¹⁸, el cual favorece a la producción y al incremento de la gravedad API. Cabe precisar que este comportamiento es solo para aceites negros (caso del fluido de Campo Colorado) y esto ocurre al final de la vida productiva del yacimiento.

En general se puede decir que el API ha venido incrementándose en el campo en los últimos años.

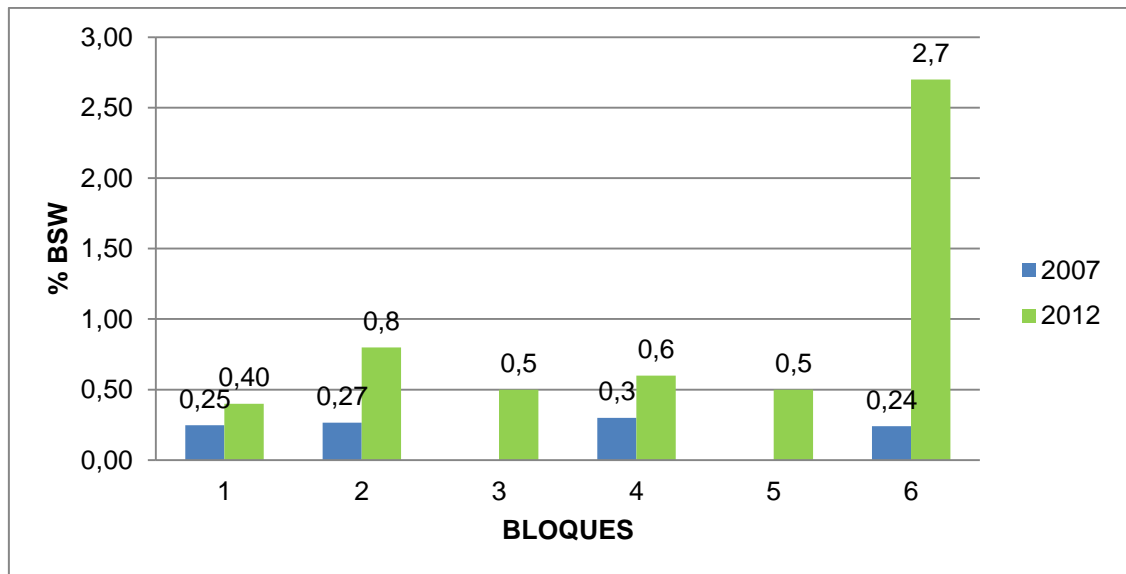
4.2 BSW

En Campo Colorado hay datos de BSW de los pozos desde el año 2007, debido a que antes se reportaba el corte de agua como BSW, por tanto no se pueden tener cuenta para esta comparación. Estos valores varían significativamente entre bloques, donde se muestra una tendencia al aumento.

En la Grafica 12 se presentan los valores de BSW promedio de los años 2007 y 2012. Los datos del 2012 son los determinados en ésta investigación y publicados en el capítulo anterior. Los valores del año 2007 se tomaron de la investigación hecha por Cristancho –Hoyos. El aumento más significativo se da en el bloque 6 con un valor de 2.7 contra uno de 0.24, es un poco más de 10 veces el uno del otro.

¹⁸ S.F.MUÑOZ.N. "PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS EN LOS YACIMIENTOS PETROLÍFEROS"

Grafica 12. Comparación BSW entre bloques



Fuente: Autores

*Todos los datos utilizados para generar esta gráfica se presentan en el Anexo 1-B.

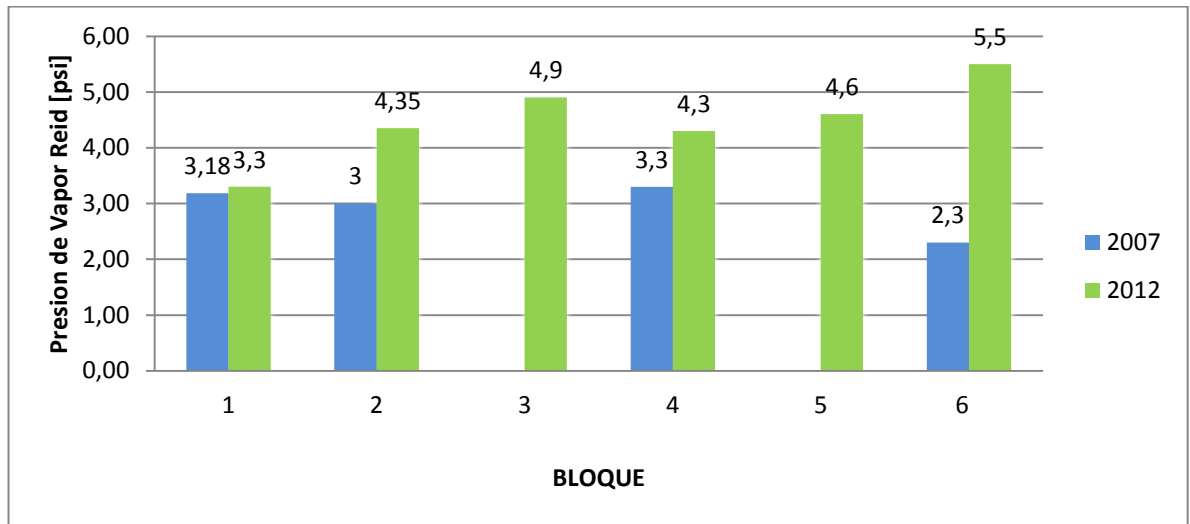
4.3. OTRAS PROPIEDADES

Reconociendo que existen otras propiedades diferentes a la gravedad API y BSW, en este punto se presentan otras características de este crudo. En cada subdivisión se realiza una comparación de una propiedad del crudo de Campo Colorado.

4.3.1. Presión de Vapor REID. En la Grafica 14 se tiene una comparación entre bloques de la presión de vapor REID de los pozos entre el año 2007 y 2012. En esta figura se observan los valores promedio de presión de vapor en cada bloque sin presentar una tendencia marcada. Los datos de los pozos se promediaron

debido a que la producción que aportan dichos pozos corresponde de la misma arena y no varían significativamente unos de otros.

Grafica 13. Comparación Presión de Vapor Reid entre bloques



Fuente: Autores

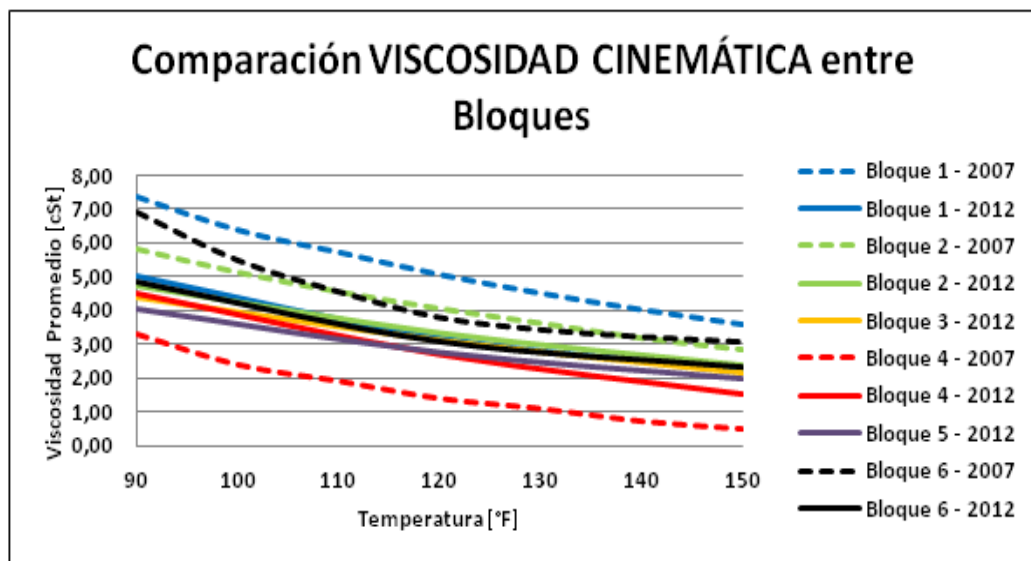
*Todos los datos utilizados para generar esta gráfica se presentan en el Anexo 1-C.

Las condiciones de manejo y almacenamiento en el momento de realizar cada una de las pruebas es clave en la confiabilidad de los resultados. Sin embargo, se ha seguido la normatividad para su determinación y a pesar, de que no se tiene un comportamiento definido se puede decir que este crudo tiene una presión de vapor entre 3 y 6 psi. Si se compara la presión de vapor de este crudo con la reportada para la gasolina (18 psi), es inferior, por tanto representa mayor inconveniente para su manejo durante el transporte, almacenamiento y procesamiento en refinерías entre otras actividades.

4.3.2. Viscosidad. En la gráfica 15 se muestra una comparación entre bloques de la curva de viscosidad cinemática de los pozos entre el año 2007 y 2012. Los datos del 2012 son los determinados en ésta investigación y publicados en el capítulo anterior y los valores del 2007 de la investigación hecha por Cristancho – Hoyos.

En la gráfica 15 es notoria la divergencia de las líneas punteadas pertenecientes al año 2007, la mayoría están por encima de las viscosidades medidas actualmente; mientras que las líneas continuas todas tienden a un rango de valores (aproximadamente entre 2.5 y 5 cts.), eso posiblemente se debe al cambio en la composición del crudo que se ha venido analizando (disminución de la densidad).

Gráfica 14. Comparación Viscosidad Cinemática entre bloques

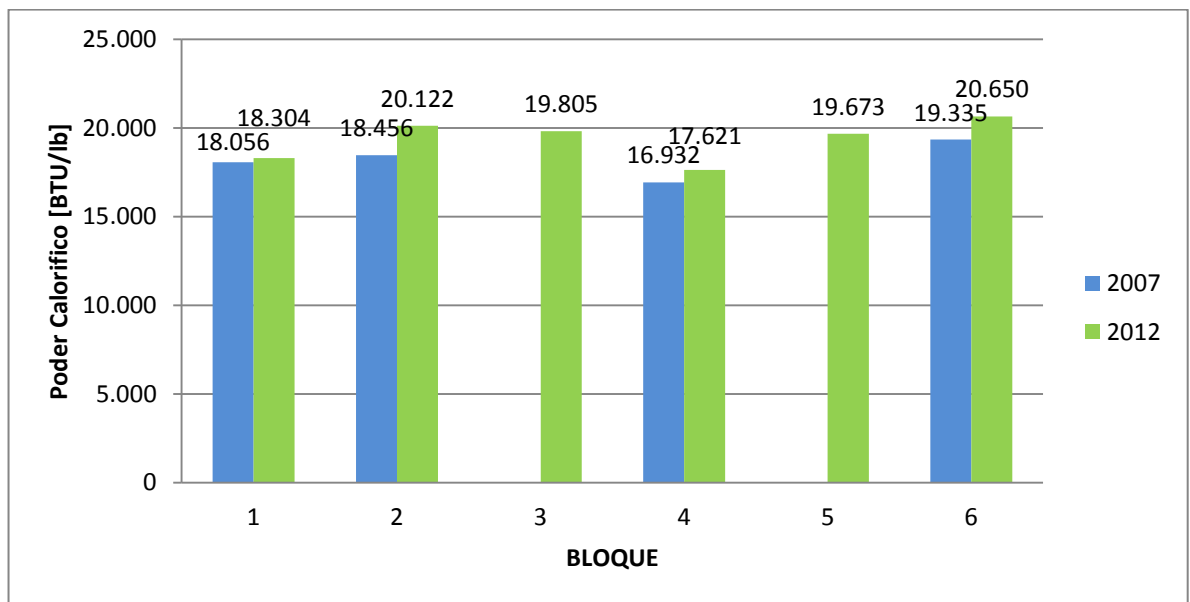


Fuente: Autores

*Todos los datos utilizados para generar esta gráfica se presentan en el Anexo 1-D.

4.3.3. Poder Calorífico del crudo. La variación en el poder calorífico determinado del año 2007 a 2012 demuestra un cambio en la composición, sin embargo los pozos muestreados en el 2007 no son los mismos del año 2012, pero sí son representativos para el bloque y permite hacer un análisis cualitativo. En todos los bloques ha aumentado, denotando posiblemente la adquisición de componentes intermedios (C6 a C12). Se observa para el campo un valor promedio de 19487 BTU/Lb.

Gráfica 15. Comparación Poder Calorífico entre bloques



Fuente: Autores

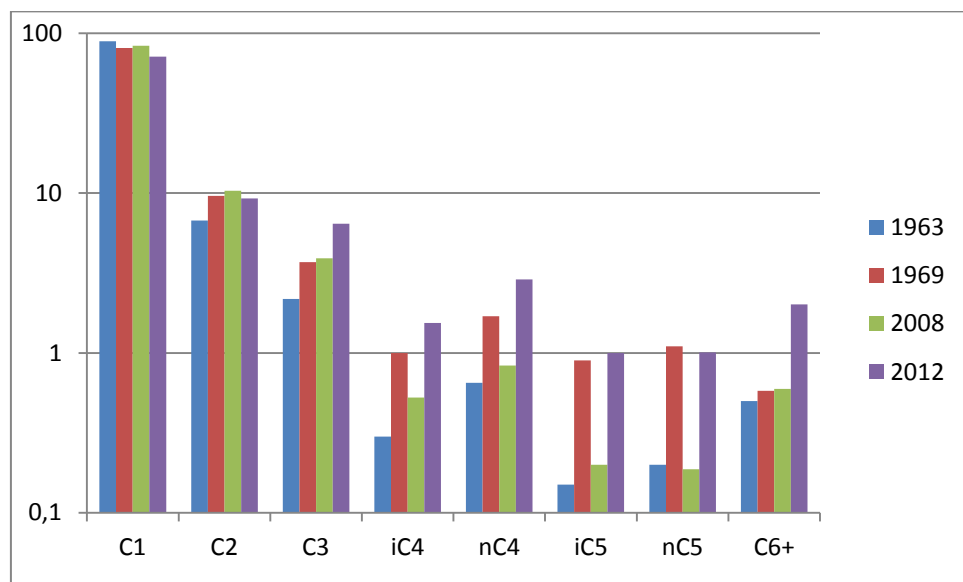
*Todos los datos utilizados para generar esta gráfica se presentan en el Anexo 1-E.

4.4 CROMATOGRAFÍA DEL GAS

Se comparan los resultados de la cromatografía de los años 1963, 1969, 2008 y 2012, teniendo en cuenta que a medida que pasa el tiempo las cromatografías son

realizadas con mejor tecnología que permite obtener mayor confiabilidad y ampliar la gama de componentes, sólo hasta este año se pudo conocer el porcentaje de algunos componentes del C6+ por lo cual se sumaron estos componentes y se tuvieron en cuenta como un todo, para así compararlo con los análisis hechos en años pasados. En la gráfica 17 se presenta la comparación de los principales componentes.

Gráfica 16. Comparación Cromatografía entre bloques



Fuente: Autores

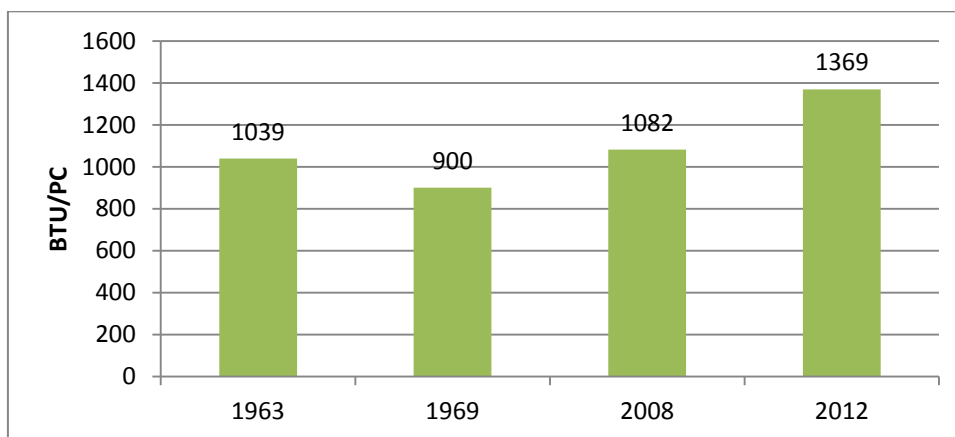
*Todos los datos utilizados para generar esta gráfica se presentan en el Anexo 1-F.

Se tomó como referencia el bloque 1 para realizar la comparación (ver gráfica 17) porque es el bloque con mayores datos en la historia. Es notorio que el componente con mayor porcentaje a lo largo de los años es el metano, ya que es el componente principal del gas; también que el año 2012 es el que mayor

componentes de C3, C4, C5 y C6 tiene, lo que explica que el gas a través de los años va tomando componentes livianos del crudo y se va enriqueciendo, por esta razón disminuyen componentes como el C1 y C2 y aumentan los demás.

Al observar las características físicas del gas en el tiempo (ver gráficas 18 y 19) propiedades tales como Poder Calorífico y GPM, se puede inferir el porqué el API ha aumentado. El poder calorífico del gas (BTU/PC) se ha acrecentado en los últimos años, lo que muestra una ganancia en componentes intermedios; los cuales se condensan por cambios en la presión y temperatura al llegar a superficie y hacen que el API del crudo aumente. El decrecimiento entre los años 1963 y 1969 se debe a cambios en la composición del gas, donde hubo una pérdida de componentes intermedios por la depleción del yacimiento, sin embargo a pesar de que el yacimiento continúa depletándose, el gas en este momento como se hablo anteriormente es rico y ha adquirido componentes intermedios en los últimos años.

Gráfica 17. Comparación del poder calorífico del gas con el tiempo de producción (Bloque 1).

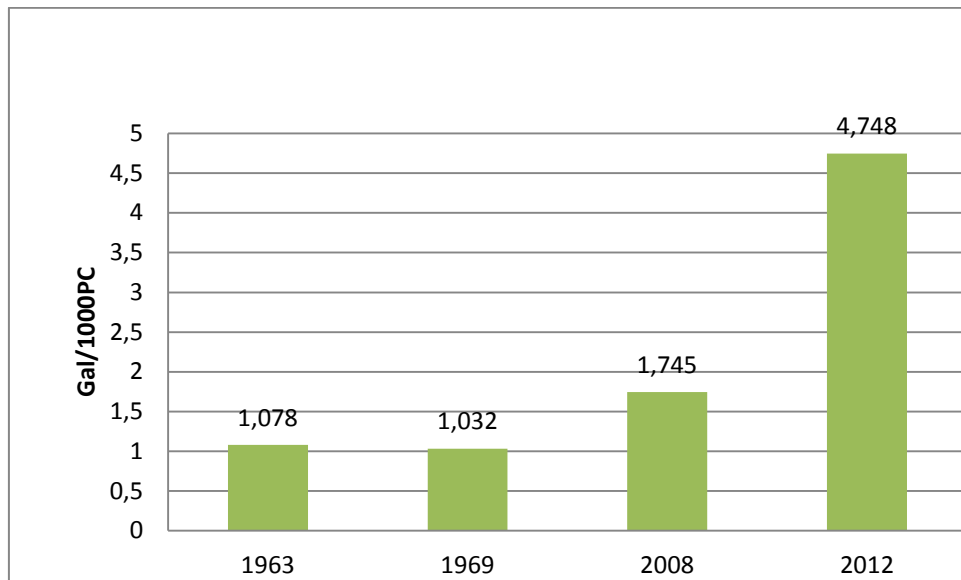


Fuente: Autores

*Todos los datos utilizados para generar esta gráfica se presentan en el Anexo 1-F.

En la gráfica 19 se observa una leve disminución de la propiedad entre los años 1963 y 1969 producto de la pérdida de componentes intermedios y el aumento se debe a la adquisición de los mismos. Esos aumentos y disminuciones son consecuencia del comportamiento de un gas seco en el tiempo a causa de los cambios termodinámicos. Se observa también que el mayor valor de gpm es en el año actual, un buen indicador para el campo, ya que se puede aprovechar el gas, tratándolo para conseguir crudo, el cual tiene un gran valor comercial en el mercado.

Gráfica 18. Comparación GPM en el tiempo (Bloque 1)



Fuente: Autores

*Todos los datos utilizados para generar esta gráfica se presentan en el Anexo 1-F.

CONCLUSIONES

Los criterios para seleccionar los pozos adecuados a muestrear son importantes para cualquier análisis de las propiedades de los fluidos de un campo, ya que van a tener una marcada influencia sobre los resultados de la investigación, haciendo que sean significativos o no; por tanto se debe hacer un análisis que parta desde la parte geológica de cada pozo pasando por los reportes de producción hasta revisar los estados mecánicos respectivos.

Se evidencia que sí hay un cambio en las propiedades de los hidrocarburos, específicamente en la gravedad API en donde a través de los años ha variado gradualmente, empezando con un valor de 42 °API en la etapa inicial de producción del campo para luego disminuir hasta llegar a un valor de 36 °API y en los últimos años ha aumentado con un valor actual de 39,1.

El poder calorífico y análisis SARA son pruebas muy importantes, ya que los resultados son de gran ayuda para poder deducir que tipo de crudo se tiene, debido a que los resultados de las dos pruebas dependen de la composición del crudo. El poder calorífico del Campo Colorado era muy parecido al del campo Caño Limón, lo cual es un indicador de que el crudo de Colorado podía ser un aceite negro. En cuanto al análisis SARA por la gran cantidad de saturados en todas las muestras de los pozos del Campo Colorado se ratificó la tendencia del crudo a formar parafinas.

En lo que concierne a la prueba del punto de fluidez se concluye que los resultados no son precisos ni se pueden generalizar para el campo debido a que el crudo es parafínico y al disminuir la temperatura precipita las parafinas, generando redes fuertes que no dejan fluir el crudo y por consiguiente los resultados van a ser a temperaturas más altas de las que deberían ser.

Como consecuencia de la prueba de salinidad se obtuvo que el pozo Col 52 es que el que mayor salinidad tiene con un valor de 245 lb de sal/ Kbl de crudo, asimismo es un valor que se sale del rango permitido para entrega de crudo en refinería y es un valor que no se ajusta a ninguno de los demás resultados de los pozos restantes. Se puede deducir que es un pozo que se debe mantener monitoreado ya que puede presentar taponamientos o formación de escamas de la sal que esté presente en el pozo lo cual acarrearía problemas y gastos de dinero grandes.

El crudo de campo colorado efectivamente es un aceite negro y el gas que se desprende es un gas rico según los resultados de la cromatografía, si bien es cierto un aceite negro desprende gas seco sin embargo es un gas rico debido a el decrecimiento de la presión, lo que causa liberación de componentes intermedios, los cuales enriquecen el gas seco, esto se le atribuye a la etapa final de vida de un pozo.

El cambio de las propiedades de los fluidos del Campo Colorado se debe a la naturaleza del crudo que es la de un aceite negro, lo que se reafirma junto con la comparación a lo largo de los años de las propiedades, en especial el API y GOR que son muy importantes al momento de identificar qué tipo de fluido es y los resultados de las distintas propiedades que fueron comparadas con crudos de campos que son de aceites negros.

RECOMENDACIONES

Se recomienda hacer una cromatografía líquida y confrontar junto con las demás pruebas que dependan de la composición, para dar veracidad de los resultados de esta investigación.

Realizar un estudio de presiones y comparar en un mismo gráfico la gravedad API y el GOR referente a la presión, para evaluar el cambio de las propiedades con la presión.

Para analizar el resultado de la salinidad del pozo COL 52 es necesaria la realización de un estudio de análisis de agua del Campo Colorado. De esa manera se podría monitorear y controlar los problemas que traen como consecuencia una alta presencia de sales en el Campo Colorado.

Se recomienda hacer estudios de caracterización de fluidos en el Campo Colorado para tener definido un comportamiento de fase de los fluidos del Campo.

BIBLIOGRAFÍA

- ARAMENDIZ PACHECO, José- VELASQUEZ OSMA, Miguel, Consideraciones y Procedimientos para el análisis PVT del crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2008, 199p. Trabajo de grado (Ingenieros de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad Fisicoquímica. Ingeniería de Petróleos.
- ARIZA LEÓN, Emiliano, Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del Campo Colorado. Bucaramanga, 2008. Trabajo de grado (Maestría) Universidad Industrial de Santander. Facultad Fisicoquímica. Ingeniería de Petróleos.
- CASAL Jordi, MATEU, Enric, Tipos de muestreo, CReSa, Universidad Autonoma de Barcelona, 08193- Bellaterra, Barcelona,2009
- CRISTANCHO VELASCO, Diana- HOYOS ROMAN, Jorge. Procedimientos metodológicos para la caracterización de los fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos de Campo Colorado. Bucaramanga, 2008, 177p. Trabajo de grado (Ingenieros de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad Fisicoquímica. Ingeniería de Petróleos.
- CAMPO ESCUELA COLORADO, Informes de producción, Bucaramanga, 2012.
- ECOPETROL (Barrancabermeja), Digitalización Files físicos Campo Colorado (CD-ROM 1): Windows 95 ó posterior. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander: Archivos Campo Escuela Colorado, 2006.

- ECOPEPETROL (Barrancabermeja), Digitalización Files físicos Campo Colorado (CD-ROM 2): Windows 95 ó posterior. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander: Archivos Campo Escuela Colorado, 2006.
- ECOPEPETROL S.A. (El Centro, Barrancabermeja). “Diagnostico y Estrategias de Recobro”: Archivos Campo Escuela Colorado, Diciembre de 2003.
- ECOPEPETROL S.Z. (El Centro, Barrancabermeja). “Informe Preliminar Campo Colorado”: Archivos Campo Escuela Colorado, Marzo de 2001.
- ELSHARKAWY Adel. Changes in gas and oil gravity during pressure depletion of oll reservoir. Editorial Elsevier 1998.
- El pequeño gigante, Carta Petrolera, Edicion 119, Agosto- Septiembre, 2008.
- ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto, Ph.D. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2004.
- GOMEZ, Mauricio – PARRA, Anderson, Desarrollo de una herramienta informática para el dimensionamiento de facilidades de superficie en los procesos de separación, deshidratación y desalado de crudo, Bucaramanga, 2012. Trabajo de grado (Ingenieros de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad Fisicoquímica. Ingeniería de petróleos.
- GRANDE Ildfonso, ABASCAL Elena, Fundamentos y técnicas de investigación comercial, Ed ESIC, Madrid, España, 2009.
- ICART, M. Teresa, FUENTEELSAZ, Carmen, Elaboración y Presentación de un proyecto de investigación y una tesina, Publicatcions Edicions de la Universitat de Barcelona, Barcelona, 2006.

- Introducción a la refinación del petróleo y producción de gasolina y diesel con contenido ultra bajo de azufre, elaborado para The International council on clean transportation, Maryland, 2011.
- MENDEZ, Blanca Adriana, Geoquímica e isotopía de aguas de formación (Salmueras petroleras) de campos mesozoicos de la cuenca del sureste de México, Implicación en su origen, evolución e interacción agua-roca en yacimiento petroleros, México, 2007. Trabajo de grado (Doctorado en Ciencias Hidrogeoquímica) Universidad Nacional Autónoma de México.
- MOKHATAB Saeid. Handbook of natural gas transmisión and processing. Editorial Elsevier 2006
- MCCAIN, William. "The Properties of Petroleum Fluids". PennWell Books, Second Edition, Tulsa Oklahoma 1990.
- Norma API RP 44 DE 2003, Sampling petroleum reservoir fluids.
- Norma ASTM 482-03. Standard Test Method for Ash from Petroleum Products.
- Norma ASTM 92-90. Standard Test Method for Flash and Fire Points by Cleveland Open Cup Tester.
- Norma ASTM 96-88. Standard Test Methods for Water and Sediment in Crude Oil by Centrifuge Method (Field Procedure)
- Norma ASTM D 323. Standard Test Method for Vapor Pressure of Petroleum Products (Reid Method).

- Norma ASTM D-4294. Standard Test Method for Sulfur in Petroleum and Petroleum Products.
- Norma ASTM D 5002. Standard Test Method for Saybolt Viscosity.
- Norma ASTM D97. Standard Test Method for Pour Point of Petroleum Oils.
- Norma GPA 2286 de 1995 Tentative Method of Extended Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Temperature Programmed Gas Chromatography.
- PARAMO Jesús, SIERRA, Carlos, Caracterización de crudos y derivados, Universidad Nacional de Colombia, Medellín 1991.
- PINEDA, Cesar Augusto. Mapa °API por bloques. Proyecto Campo Escuela, 2006, Universidad Industrial de Santander.
- PINZON, Sergio Andrés- ROJAS MARTINEZ, Jonattan, Evaluación de métodos convencionales y no convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos de petróleo. Bucaramanga, 109p. Trabajo de grado (Ingenieros de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad fisicoquímica. Ingeniería de petróleos. 2006.
- S.F.MUÑOZ. N. Propiedades de los fluidos en los yacimientos petrolíferos, 2006.
- TOLOZA HORMIGA, Silvia Johanna, Identificación de los factores geológicos que afectan las características geoquímicas de los crudos del Campo Escuela Colorado, 91p, Trabajo de grado (Geología), Universidad Industrial de Santander, Facultad Fisicoquímica, Geología. 2009.

- UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER (Bucaramanga), "Informe de yacimientos": Archivos Campo Escuela Colorado, 2003.
- UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER (Bucaramanga), "Informe ECOPETROL" (CD-ROM): Windows 95 ó posterior. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander: Archivos Campo Escuela Colorado, 2006.

ANEXOS

ANEXO 1-A (Datos Gravedad API 2006-2012)

Bloque	Pozo	API	Promedio
1	Col 24	36.2	36.40
	Col 27	36.3	
	Col 38	36.7	
	COL13	36.8	36.93
	COL25	36.6	
	COL38	37.4	
	Col 13	37.3	37.57
	Col 25	37.2	
	Col 38	38.2	
	Col 24	38.7	38.50
Col 27	38.3		
2	Col 11	37.5	36.00
	Col 44	34.3	
	Col 52	36	
	Col 70	36.2	
	COL11	38.1	37.95
	COL70	37.8	
	Col 11	38.38	38.49
	Col 70	38.6	
	Col 44	38.15	38.65
	Col 52	39.15	
3	Col 3	37.2	37.00
	Col 30	36.8	
	Col 69	38.2	38.20
	Col 03	39.3	39.15
	Col 33	39	
4	Col 2	38.3	37.67
	Col 62	36.3	
	Col 45	38.4	
	Col 62	38.3	38.3
	Col 02	38.6	38.7
	Col 62	38.8	
	Col 45	39.7	
5	Col 55	37.1	37.55
	Col 56	38	
	Col 75	38.6	38.6
	Col 56	40.4	40.25
	Col 74	40.1	
6	Col 37	36.3	36.3
	Col 37	37.5	37.5
	Col 37	38	38
	Col 37	38.2	38.2

	2006
	2007
	2008
	2012

ANEXO 1-B (Datos BSW 2007,2012)

Bloque	Pozo	BSW	Promedio
1	Col 13	0,3	0,25
	Col 25	0,24	
	Col 38	0,2	
	Col 24	0,4	0,40
	Col 27	0,4	
2	Col 11	0,3	0,27
	Col 12	0,3	
	Col 64	0,22	
	Col 70	0,24	
	Col 44	1	0,85
Col 52	0,7		
3	Col 03	0,6	0,5
	Col 33	0,4	
4	Col62	0,3	0,3
	Col 45	0,6	0,6
5	Col 56	0,4	0,5
	Col 74	0,6	
6	Col37	0,24	0,24
	Col 37	1,7	1,7

	2007
	2012

ANEXO 1-C (Datos Presión de Vapor Reid 2007,2012)

BLOQUE	POZO	PRESION DE VAPOR REID (PSI)	Promedio
1	Col 25	3.25	3.18
	Col 38	2.9	
	Col 13	3.4	
	Col 24	3.1	3.3
	Col 27	3.5	
2	Col 11	2.9	3
	Col 12	2.8	
	Col 64	3.1	
	Col 70	3.2	
	Col 44	4.2	4.35
Col 52	4.5		
3	Col 03	3.9	4.9
	Col 33	5.9	
4	Col 62	3.3	3.3
	Col 45	4.3	4.3
5	Col 56	5.5	4.6
	Col 74	3.7	
6	Col 37	2.3	2.3
	Col 37	5.5	5.5

	2007
	2012

ANEXO 1-D (Datos Viscosidad Cinemática 2007,2012)

Bloque	Pozo	Temperaturas (°F)	VISC. CINEMATICA SSU
1	Col 13	90	7,25
		100	6,52
		110	5,82
		120	5,26
		130	4,83
		140	4,25
	Col 25	150	3,8
		90	8,98
		100	7,31
		110	6,46
		120	5,62
	Col 38	130	4,83
		140	4,33
		150	3,8
		90	5,82
		100	5,26
		110	4,83
	Col 24	120	4,24
		130	3,8
		140	3,42
150		3,08	
90		5,01	
Col 27	120	3,21	
	150	2,03	
	90	5,01	
2	Col 11	120	4,4
		100	4,04
		110	3,8
		130	3,41
		140	3,08
		150	2,73
	Col 12	90	2,32
		100	4,83
		110	4,33
		120	3,8
		130	3,4
		140	3,08
	Col 64	150	2,68
		90	2,32
		100	7,98
		110	6,56
		120	5,54
		130	4,92
	Col 70	140	4,23
		150	3,69
		90	3,44
		100	6,14
		110	5,62
		120	5,07
	Col 44	130	4,47
		140	4,05
		150	3,55
	Col 52	90	3,18
		120	4,83
		130	3,08
140		2,70	
150		2,03	

Bloque	Pozo	Temperaturas (°F)	VISC. CINEMATICA SSU
3	Col 03	90	4,15
		120	2,70
		150	1,93
	Col 33	90	4,67
		120	3,58
		150	2,43
4	Col 62	90	3,31
		100	2,41
		110	1,93
		120	1,42
		130	1,12
		140	0,75
		150	0,52
	Col 45	90	4,49
		120	2,70
		150	1,53
5	Col 56	90	4,15
		120	2,70
		150	1,93
	Col 74	90	3,95
		120	2,82
		150	2,03
6	Col 37	90	6,91
		100	5,49
		110	4,56
		120	3,8
		130	3,44
		140	3,23
		150	3,08
	Col 37	90	4,83
		120	3,08
		150	2,32

	2007
	2012

Bloque	Año	Temperatura [°F]	Viscosidad Promedio
1	2007	90	7,35
		100	6,36
		110	5,70
		120	5,04
		130	4,49
		140	4,00
	2012	150	3,56
		90	5,01
		120	3,21
		150	2,23
2	2007	90	5,84
		100	5,14
		110	4,55
		120	4,05
		130	3,61
		140	3,16
	2012	150	2,82
		90	4,75
		120	3,33
		150	2,37
3	2012	90	4,41
		120	3,14
		150	2,18
4	2007	90	3,31
		100	2,41
		110	1,93
		120	1,42
		130	1,12
		140	0,75
	2012	150	0,52
		90	4,49
		120	2,70
		150	1,53
5	2012	90	4,05
		120	2,76
		150	1,98
6	2007	90	6,91
		100	5,49
		110	4,56
		120	3,8
		130	3,44
		140	3,23
	2012	150	3,08
		90	4,83
		120	3,08
		150	2,32

ANEXO 1-E (Datos Poder Calorífico 2007,2012)

Bloque	Pozo	Poder Calorífico BTU/Lbm	Promedio
1	Col 25	18,092	18,056
	Col 38	18,020	
	Col 24	17,871	18,304
	Col 27	18,737	
2	Col 11	18,210	18,456
	Col 12	18,370	
	Col 64	18,470	
	Col 70	18,775	
	Col 44	17,216	20,122
	Col 52	23,028	
3	Col 03	18,930	19,805
	Col 33	20,681	
4	Col 62	16,932	16,932
	Col 45	17,621	17,621
5	Col 56	21,662	19,673
	Col 74	17,685	
6	Col 37	19,335	19,335
	Col 37	20,650	20,650

	2007
	2012

ANEXO 1-F (Datos Cromatografía de Gas 1963, 1969, 2008 y 2012)

COMPONENTE	BLOQUE 1			BLOQUE 2	BLOQUE 3
	1963	1969	2008	1969	1969
	COLORADO 24	COLORADO 28	COLORADO 25	COLORADO 70	COLORADO 70
N2	0,3	0,7	0,362	0,5	0,5
O2		Tr.		Tr.	
CO2		0,7	0,007	Tr.	
C1	89	80,6	83,407	33,3	67
C2	6,72	9,6	10,344	26,6	18,5
C3	2,18	3,7	3,906	22,6	9,7
iC4	0,3	1	0,526	4,8	1,3
nC4	0,65	1,7	0,835	7,6	2,4
iC5	0,15	0,9	0,2	2,1	0,5
nC5	0,2	1,1	0,187	2,4	0,6
C6+	0,5	Tr.	0,595	Tr.	Tr.

COMPONENTE	BLOQUE 4				BLOQUE 5	SCRUBBER	
	1963	1969		2012	2012	SAIDA ATEA	
	COLORADO 34	COLORADO 43	COLORADO 4	COLORADO 66	COLORADO 45	COLORADO 36	
N2	Trazas	0,6	0,5	0,5	2,5581	0,8076	3,2016
O2	Trazas				0,9812	0,2276	1,1348
CO2					0,1689	0,0896	0,1809
C1	72,1	60,7	68,5	72,4	62,5123	75,4838	71,3043
C2	14,4	17,7	14,4	13,5	12,9251	9,6101	9,2495
C3	6,8	12,5	9,5	8,1	9,0561	6,5198	6,4220
iC4	1,6	2,4	2,2	1,6	1,9067	1,4662	1,54
nC4	2,8	4,3	3,3	2,8	3,3909	2,4653	2,8778
iC5	1,1	1,1	0,9	0,7	1,2069	0,7784	1,0006
nC5	1,2	1,3	1	0,9	1,2487	0,741	1,0070
C6+	Tr.	Tr.	Tr.	Tr.	4,0543	1,8104	2,0076

COMPONENTE	BLOQUE 1			BLOQUE 2	BLOQUE 3
	1963	1969	2008	1969	1969
	COLORADO	COLORADO	COLORADO	COLORADO	COLORADO
Gr. Sp. (N/A)*	0.644	0.724	0.677	1.152	0.813
M.W (N/A)*	18.64		19.592		
B.T.U. (BTU/PC)	1039.6	900	1082.182		
G.P.M. (Gal/1000pc)	1.078	1.032	1.745	10.583	3.707

COMPONENTE	BLOQUE 4				BLOQUE 5	SCRUBBER	
	1963	1969		2012	2012	SALIDA A TEA	
	COLORADO 34	COLORADO 43	COLORADO 4	COLORADO 66	COLORADO 45	COLORADO 36	2012
Gr. Sp. (N/A)*	0,797	0,904	0,833	0,792	0,9575	0,8053	0,8402
M.W (N/A)*	NR				33,4556	31,2296	33,935
B.T.U. (BTU/PC)	NR				1563,18	1374,32	1369,59
G.P.M. (Gal/10	3,73	5,75	4,552	3,761	6,748	4,345	4,748