

**CARACTERIZACION DE LA GRAVEDAD API EN EL CAMPO LISAMA
(CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA) A PARTIR DE LA PIROLISIS
RCOK-EVAL VI**

PAOLA ANDREA OREJUELA PARRA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA
2010**

**CARACTERIZACION DE LA GRAVEDAD API EN EL CAMPO LISAMA
(CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA) A PARTIR DE LA PIROLISIS
RCOK-EVAL VI**

PAOLA ANDREA OREJUELA PARRA

**Trabajo de grado para optar el título de:
Geóloga**

**Director:
PEDRO PARRA MANTILLA
Geólogo**

**Codirector:
VLADIMIR BLANCO VELANDIA
Geólogo**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA**

2010

DEDICATORIA

A Dios por ser mi compañero, amigo, consejero y por darme todas las grandes oportunidades que he tenido en esta vida.

A mis padres Nelly y Vicente por mostrarme lo valiosa y hermosa que es la vida, por compartir conmigo cada triunfo, cada logro los amo.

A mis hermanos Sandra, Oscar, Eliana, Claudia, por enseñarme el verdadero significado de la amistad.

A mis muñecas Lina, Sofía y Luka, por ser uno de los principales motivos de la alegría en mi vida.

A Giovi mi amor, por estar a mi lado apoyándome en todo momento, te amo.

*Basta un poco de espíritu aventurero
para estar siempre satisfechos,
pues en esta vida, gracias a dios,
nada sucede como deseábamos,
como suponíamos,
Ni como teníamos previsto.*

Noel Clarasó

AGRADECIMIENTOS

La autora expresa su más sincero agradecimiento a:

Universidad Industrial de Santander y al personal docente, técnico y administrativo de la escuela de geología.

Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), y al grupo de investigación campos maduros por su apoyo incondicional principalmente al ingeniero Rubén Castro por su confianza.

Director geol. Pedro Parra Mantilla, por su acompañamiento, amistad y compromiso durante la realización del proyecto.

Codirector geol. Vladimir Blanco Velandia, por ser el principal gestor de este proyecto, y por su soporte técnico y administrativo.

Laboratorio de geoquímica del instituto colombiano del petróleo, a los tecnólogos y profesionales en especial a los químicos Álvaro Sánchez Claudia Orejuela, y a la geóloga Sandra Cruz.

Grupo de profesionales del Instituto Colombiano del Petróleo, Biol Msc. Leonardo Mogollón, Geol Ph.D Diego García, Geol Msc. Robert Márquez, por sus invaluable aportes en la investigación.

Profesionales del pozo Lisama-167 Geol. Martiniano Meneses (ut gexdes – csi), Ing. Freddy Cárdenas (Ecopetrol), y a los geólogos de Datalog.

Profesional activos Lisama Som William Alberto Páez, por su amable colaboración.

Mis amigos del frente de modelamiento estático de yacimientos (Pelos, Aldemar, Andrés, Oscar, Alejo, Crispín) en el grupo de investigación campos maduros por los buenos momentos.

Todas las personas que de alguna manera participaron para que este proyecto fuera posible.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION	22
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	24
2. OBJETIVOS	25
2.1 OBJETIVO GENERAL	25
2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	25
3. ESTADO DEL ARTE	26
4. MARCO TEORICO	29
4.1 COMPOSICION DEL CRUDO	29
4.1.1 Hidrocarburos Saturados	30
4.1.1.1 Alcanos Normales	30
4.1.1.2 Isoalcanos	30
4.1.1.3 CicloAlcanos	31
4.1.2 Hidrocarburos Aromáticos	31
4.1.2.1 Naftenoaromáticos	31
4.1.3 Compuestos de azufre	32
4.1.3.1 Tioles (Mercaptanos).	33
4.1.3.2 Sulfuros	33
4.1.3.3 Disulfuros	33
4.1.4 Compuestos de Nitrógeno	33
4.1.5 Compuestos de Oxígeno	34
4.1.6 Compuestos de N, S, y O de alto peso molecular	34
4.1.6.1 Tar Mats	34

4.2 CLASIFICACION DEL CRUDO	35
4.2.1 Clasificación Composicional del Crudo	35
4.2.1.1 Crudo base parafínico (Alcanos)	35
4.2.1.2 Crudo base parafínico – nafténico	35
4.2.1.3 Crudo base nafténica o asfáltico (cicloalcanos)	36
4.2.1.4 Crudo base intermedia – aromática	37
4.2.1.5 Crudo base aromático – nafténico	37
4.2.1.6 Crudo base aromático – asfaltico	37
4.2.2 Gravedad API	37
4.2.2.1 Distribución de la Gravedad API en la Cuenca Valle Medio del Magdalena	40
4.3 ALTERACION DEL CRUDO EN EL RESERVORIO	42
4.3.1 Madurez Termal	42
4.3.2 Desasfaltado	42
4.3.3 Biodegradación	43
4.3.5 Segregación Gravitacional	44
4.3.6 Condensación retrograda	45
4.3.7 Dismigración	45
4.4 PIROLISIS ROCK-EVAL VI	45
4.4.1 Método Reservorio	46
4.4.1.1 Principio del Método	47
5. GEOLOGIA DEL CAMPO LISAMA.	51
5.1 LOCALIZACION DEL AREA	51
5.2 MARCO TECTONICO REGIONAL	51
5.2.1 Evolución Tectónica Regional	53
5.3 MODELO ESTRUCTURAL	54
5.3.1 Elementos Estructurales	55
5.4 MARCO ESTRATIGRAFICO REGIONAL	58
5.4.1 Formación Lisama (Paleoceno)	59

5.4.2 Formación La Paz (Eoceno medio)	59
5.4.3 Formación Esmeraldas (Eoceno medio-superior)	60
5.4.4 Formación Mugrosa (Oligoceno)	60
5.4.5 Formación Colorado (Mioceno inferior a medio)	61
5.4.6 Grupo Real (Mioceno – Plioceno)	61
6. METODOLOGIA	63
6.1 PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL	63
6.1.1 Compilación de la Información	63
6.1.2 Selección de Muestras	65
6.1.3 Muestreo	65
6.1.3.1 Muestras de Crudo	65
6.1.3.2 Muestras de Roca	65
6.1.4 Fase Experimental	68
6.1.4.1 Análisis en Crudos	68
6.1.4.2 Evaluación de las muestras de roca	73
6.1.5 Discusión de resultados	77
6.1.6 Conclusiones	77
6.2 MATERIALES Y EQUIPOS	77
6.2.1 Equipo Rock-Eval VI Turbo	77
6.2.1.1 Procedimiento para el análisis de muestras por el Método Reservorio	78
6.2.1.2 Operación del Software empleado por el equipo: “Rock Six”	81
6.2.1.3 Procesamiento de la Información	84
6.2.2 Balanza analítica	85
6.2.3 Nitrógeno, hidrógeno, Aire comprimido	85
6.2.4 Patrón del Instituto Francés del Petróleo: IFP 160000	86
6.2.5 Drierita, dióxido de manganeso, fibra de vidrio, tamiz molecular, leucosorb	86
6.2.6 Solventes (Diclorometano, Hexano).	86
6.2.7 Plancha de agitación magnética y barra magnética	86

6.2.8 Crisoles	86
6.2.9 Cromatógrafo de Gases 6890N	87
7. MUESTREO Y PLAN DE ANALISIS	88
7.1 MUESTRAS DE CRUDO	89
7.2 MUESTRAS DE ROCA	90
7.2.1 Pozo Lisama - 146	90
7.2.2 Pozo Lisama -167	91
7.3 PLAN DE ANALISIS	92
7.3.1 Análisis de crudos	92
7.3.2 Análisis de rocas	94
8. RESULTADOS DE LA FASE EXPERIMENTAL	95
8.1 GRAVEDAD API MEDIDA EN LOS CRUDOS	95
8.2 RESULTADOS DE LA CROMATOGRAFIA WHOLE OIL	96
8.3 RESULTADOS DE LA PIROLISIS ROCK-EVAL “METODO RESERVORIO”	98
8.3.1 Pirolysis Rock-Eval en muestras de crudo: Calibración “Método Reservorio”	98
8.3.1.1 Resultados de los Pirogramas en muestras de crudo	100
8.3.2 Pirolysis Rock-Eval en muestras de roca	103
8.3.2.1 Pozo Lisama-146	103
8.3.2.2 Pozo Lisama-167	105
9. DISCUSION DE RESULTADOS	110
9.1 CORRELACION ENTRE API MEDIDO Y API ROCK-EVAL	110
9.2 ECUACION AJUSTADA PARA EL METODO RESERVORIO	111
9.3 ECUACION DE AJUSTE APLICADA AL ESTUDIO DE LOS POZOS LISAMA-167 Y LISAMA-146	112
9.3.1 Pozo Lisama-146	113

9.3.1.1 Ocurrencia de fracciones pesadas	118
9.3.2 Pozo Lisama-167	119
9.3.2.1 Ocurrencia de Fracciones pesadas	124
10. CONCLUSIONES	126
11. RECOMENDACIONES	128
BIBLIOGRAFIA	129
REFERENCIAS ELECTRONICAS	133
ANEXOS	134

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Representación de las series de los hidrocarburos aromáticos, saturados y compuestos n,s y o	32
Figura 2. Diagrama ternario de la clasificación composicional del crudo propuesta por tissot y welte (1984)	36
Figura 3. Relación de gravedad específica a gravedad API	38
Figura 4. Distribución de la gravedad API en relación con el contenido de azufre	41
Figura 5. Distribución de la gravedad API en el campo Lisama	41
Figura 6. Procesos y cambios composicionales que sufren los hidrocarburos	43
Figura 7. Esquema de las diferentes fracciones que se pueden obtener a partir de una muestra de roca analizada mediante la técnica rock-eval	46
Figura 8. Esquema de las diferentes fracciones obtenidas a partir de una muestra de roca analizada mediante la técnica rock-eval vi “método reservorio”.	48
Figura 9. Aplicaciones de la pirolisis rock-eval en estudios de reservorios	49
Figura 10. Localización del campo Lisama	51
Figura 11. Modelo evolutivo regional de la cordillera oriental y las cuencas del valle medio del magdalena y llanos	53
Figura 12. Mapa de base sísmica del área Lisama con la distribución de las diferentes zonas o regiones estructurales identificadas	55
Figura 13. Esquema estructural del sector Lisama	56
Figura 14. Sísmica lis-04-1080.	58

Figura 15. Unidades operacionales para el campo Lisama	59
Figura 16. Columna estratigráfica generalizada del campo Lisama.	62
Figura 17. Procedimiento experimental	64
Figura 18. Muestreo del pozo Lisama-146 realizado en la litoteca nacional.	67
Figura 19. Ubicación del sitio de muestreo del pozo Lisama-167	67
Figura 20. Componentes básicos de un sistema cromatográfico.	69
Figura 22. Mezcla empleada en la calibración del método reservorio.	73
Figura 23. Preparación de las muestras de ripios	75
Figura 24. Resultado de la muestra de zanja húmeda lavada para el intervalo de profundidad 6620-6630 (formación esmeralda).	76
Figura 25. Configuración interna del equipo rock-eval vi turbo	78
Figura 26. Ventana principal del software	80
Figura 27. Diagrama mimic (display the mimic diagram screen)	81
Figura 28. Ventana de programación (<i>display the sample programming screen</i>)	82
Figura 29. Ventana de secuencia (displays the sequencer programming screen)	83
Figura 30. Ventana de resultados (display the screen for output and deferred processing of result)	83
Figura 31. Cromatógrafo de gases empleado para los análisis de crudos.	87
Figura 32. Localización y distribución de los pozos muestreados (roca y crudo) en el campo Lisama.	88

Figura 33. Intervalos de muestreo del pozo Lisama-146	91
Figura 34. Intervalos de muestreo del pozo Lisama-167	92
Figura 35. Gravedades API obtenidas usando el método de densidad digital	95
Figura 36. Resultados de la gravedad API por el método gravedad API hidrómetro	96
Figura 37. Resultados de la cromatografía whole oil para la muestra de crudo tomada en cabeza del pozo Lisama-146	97
Figura 38. Resultados de la cromatografía whole oil para el extracto obtenido de una muestra de corazón del pozo Lisama-146 a 6245 pies de profundidad	98
Figura 39. Pirograma para el crudo del pozo colorado-70	101
Figura 40. Pirograma para el crudo del pozo Lisama-158	102
Figura 41. Pirograma para el crudo del pozo llanito-69	102
Figura 42. Pirograma de la muestra a 6205 pies de profundidad del pozo Lisama-146	104
Figura 43. Pirograma de la muestra a 6157 pies de profundidad del pozo Lisama-146	105
Figura 44. Pirograma del intervalo de muestras de zanja húmeda entre 7290 y 7300 pies del pozo Lisama-167	106
Figura 45. Pirograma del intervalo de muestras de zanja húmeda entre 6830 y 6840 pies del pozo Lisama-167	108
Figura 46. Correlación entre la gravedad API medida por el método de densidad digital (dd) vs. La gravedad API calculada por el equipo rock-eval (re). $R^2=0.905$	110
Figura 47. Correlación entre la gravedad API medida por el método de densidad digital vs la magnitud d. $R^2=0.8719$	112

Figura 48. Perfil de gravedad API estimada para el pozo corazonado Lisama-146.	115
Figura 49. Relación entre el registro gamma ray con el perfil de gravedad API estimada para el pozo Lisama-146	117
Figura 50. Relación entre los principales parámetros que controlan la gravedad API en el pozo Lisama-146	118
Figura 51. Perfil de gravedad API estimado para el pozo de ripios Lisama-167	120
Figura 52. Relación entre el registro gamma ray con el perfil de gravedad API estimada del pozo Lisama-167 para los intervalos cañoneados.	122
Figura 54. Relación entre los principales parámetros que controlan la gravedad API en el pozo Lisama-167	125

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla.1 Clasificación de la gravedad API	39
Tabla 2. Parámetros obtenidos en el método reservorio.	85
Tabla 3. Distribución de las muestras de crudo segun la formación productora de la cual provienen	89
Tabla 4. Pruebas realizadas en los crudos según la formación productora de la cual provienen	93
Tabla 5. Pruebas realizadas en las muestras de roca.	94
Tabla 6. Comparación de los resultados de la gravedad API por el método reservorio con los métodos convencionales de medición.	99
Tabla 7. Principales parámetros obtenidos del método reservorio para la estimación de la gravedad API, en las muestras de crudo. API Re: gravedad API calculada por el equipo rock-eval	100
Tabla 8. Principales parámetros obtenidos del método reservorio, en las muestras de corazón del pozo Lisama-146.	107
Tabla 9. Principales parámetros obtenidos del método reservorio en las muestras de ripios zanja húmeda del pozo Lisama-167. API re: gravedad API calculada por el equipo rock-eval.	109
Tabla 10. Principales parámetros utilizados para la estimación de la gravedad API y el cálculo de la magnitud d, para las muestras del pozo Lisama-146. API re: API calculado por el equipo rock-eval.	114
Tabla 11. Principales parámetros utilizados para la estimación de la gravedad API y el cálculo de la magnitud d, para las muestras del pozo Lisama-167. API re: API calculado por el equipo rock-eval.	123

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Resultados de los diferentes parámetros obtenidos con la pirolisis rock-eval vi método reservorio.	135

RESUMEN

TITULO:

CARACTERIZACION DE LA GRAVEDAD API EN EL CAMPO LIZAMA (CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA) A PARTIR DE LA PIROLISIS RCOK-EVAL VI

AUTOR:

OREJUELA PARRA, Paola Andrea **

PALABRAS CLAVES:

Campo Lisama, Pirolisis Rock-Eval VI, Gravedad API.

DESCRIPCION:

La presencia de una marcada variación de gravedad API de crudos que varía entre 18°API hasta 39°API pertenecientes al campo Lisama de la cuenca valle medio del magdalena, sumado con información del campo, se planteó una teoría que asumía la variabilidad de la gravedad API con profundidad en el yacimiento, cuya confirmación se realizó mediante la caracterización de la gravedad API en muestras de roca, a través de la pirolisis rock-eval vi modificada. Los resultados obtenidos a través del método reservorio y los análisis en los crudos permitieron determinar mediante un ajuste, la ecuación para estimar la gravedad API en muestras de roca para el campo Lisama, en los pozos Lisama-146 y Lisama-167. De acuerdo con esta relación existe una muy buena correlación entre los valores de gravedad API medidos en cabeza de pozo y los valores de gravedad API estimados del pozo Lisama-146 por pirolisis, evidenciando que a lo largo del reservorio no se presenta un único valor de gravedad API. Sin embargo no se encontró correlación entre los valores de gravedad API obtenidos en muestras de crudo y los calculados por medio de la técnica pirolisis rock - eval vi para el pozo Lisama-167, debido a que las muestras analizadas de la formación esmeraldas corresponden a areniscas poco consolidadas, las cuales disminuyen substancialmente la capacidad retenedora de crudo a valores insuficientes afectando las mediciones.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Geología. Director: Geólogo Pedro Parra. UIS, Codirector: Geólogo Vladimir Blanco. ICP

ABSTRACT

TITLE:

CHARACTERIZATION OF THE API GRAVITY IN THE FIELD LISAMA (MIDDLE MAGDALENA VALLEY BASIN) FROM THE PYROLYSIS ROCK-EVAL VI*

AUTOR:

OREJUELA PARRA, Paola Andrea**

KEY WORDS:

Field Lisama, Pyrolysis rock-eval VI, API Gravity.

DESCRIPTION:

the presence of a marked variation of crude API gravity that varies between 18 ° API to 39 ° API, for oils belonging to the field Lisama of the middle Magdalena valley basin, coupled with field information, will forward a theory which assumed the variability of API gravity with depth in the reservoir, whose confirmation was performed by the characterization of the API gravity of rock samples, through the modified rock-eval pyrolysis VI . the results obtained using the reservoir method and analysis of oils, allowed to determine by adjusting the equation to estimate the API gravity of rock samples for the field Lisama, in the wells Lisama-146 y Lisama-167. according to this relationship there is a very good correlation between API gravity values measured at the wellhead and the API gravity values estimated for the well Lisama-146 by pyrolysis, showing that over the reservoir not provides an only API gravity value.

however, no correlation between API gravity values was obtained in samples of oil and the calculated by using the technique pyrolysis rock - eval vi for the well Lisama-167, because the samples analyzed from the esmeraldas formation correspond to unconsolidated sands, which substantially reduced the oil retaining capacity to insufficient values affecting the measurements.

* Grade Project

** Faculty of physical Chemical Engineering, School of Geology. Director: Geologist Pedro Parra. UIS, Codirector: Geologist Vladimir Blanco. ICP

INTRODUCCION

La Pirolisis Rock-Eval es una técnica creada para la evaluación de rocas generadoras, en su versión más reciente, el equipo Rock-Eval VI permite estimar rápidamente la gravedad API de los hidrocarburos presentes en una pequeña muestra de roca (Ripios/Corazones), caracterizar las diferentes fracciones de la más liviana a la más pesada, e identificar niveles de Tar-Mats, a través del “Método Reservorio”.

La estimación de la gravedad API es conocida por su gran importancia en la planificación, desarrollo de un campo y en el conocimiento previo a las expectativas de producción de crudo en un yacimiento.

Los cálculos de la gravedad API estimada en las muestras de roca reservorio y la gravedad API medida directamente sobre su crudo asociado, permiten determinar la variabilidad de este parámetro con profundidad y establecer los procesos de alteración que intervienen en la composición original de los hidrocarburos.

Debido a que se han realizado muy pocos estudios y a la necesidad de conocer mejor las propiedades del crudo y los diversos procesos como segregación gravitacional, biodegradación, lavado por agua, que modifican la calidad de ellos a través del yacimiento, se hace esencial realizar un estudio que contribuya no solo a la caracterización geoquímica del Campo Lisama sino también a la identificación de las variaciones en la gravedad API presentes a lo largo y ancho de los pozos Lisama-167 y Lisama-146, a partir de muestras de roca (ripios de perforación y muestras de corazón) de las Formaciones Esmeraldas y Mugrosa, respectivamente.

Por esta razón el grupo de investigación en Campos Maduros, convenio de la Universidad Industrial de Santander con el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)

ha querido desarrollar este proyecto en conjunto con el laboratorio de Geoquímica para implementar una nueva técnica que promueva al mejoramiento de las estrategias para la producción de los campos petrolíferos en Colombia.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Como resultado de las variaciones en la calidad de los crudos a lo largo del reservorio en el Campo Lisama entre los 18° y 38° API, es necesario emplear una técnica para la medición de la gravedad API que sea sensible a cualquier variación de esta propiedad en la extensión vertical y lateral de yacimiento, que contribuya con información relevante dirigida hacia un mejor desarrollo del Campo.

La aplicación de la técnica Rock Eval enfocada a la determinación de gravedad API en reservorio, mejorara el nivel de conocimiento de los crudos en cuanto a calidad, lo cual se verá representado en la identificación de problemas comunes como compartimentación, y ocurrencia de fracciones pesadas continuas lateralmente que se traducen en dificultades para la producción aumentando el índice costo beneficio.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Caracterizar la distribución de la gravedad API en el Campo Lisama (Cuenca Valle Medio del Magdalena) a partir de muestras de roca impregnadas usando una modificación de la Pirolisis Rock-Eval convencional.

2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Implementar la Técnica Pirolisis Rock - Eval VI en reservorio para la determinación de la gravedad API, aplicada al Campo Lisama.
- Identificar la ocurrencia de Tar – Mats y sus implicaciones en la producción del campo.
- Comparar los valores estimados de la gravedad API obtenidos en la Pirolisis con otras técnicas usadas normalmente para la evaluación económica del reservorio.

3. ESTADO DEL ARTE

La evaluación de crudos a través de la caracterización de sus propiedades físico-químicas (ej. gravedad API, composición total, etc.) es de gran importancia en la valoración comercial y en el desarrollo de los yacimientos petrolíferos. La determinación de estas características es realizada a través de técnicas analíticas como destilación simulada, cromatografía líquida y de gases, análisis de fracciones y compuestos individuales, etc. Estos procedimientos son en la mayoría de los casos largos y costosos, con muestras relativamente grandes de crudo. (Gómez, P; Gonçalves F; y Rangel A. 2004).

En la actualidad existen diferentes métodos para la determinación de la gravedad API como un factor de la calidad de los crudos: densidad digital ASTM D-5002, densidad relativa ASTM -1298 y densidad por Hidrómetro ASTM D-287; los cuales requieren condiciones de muestreo especiales (temperatura, presión, Volumen entre otras).

En las últimas décadas, la técnica Rock-Eval ha sido empleada para estimar el potencial petrolífero de muestras de roca mediante pirolisis (Lafargue, Marquis y Pillot – IFP 1998). El equipo Rock-Eval, en su versión más reciente (Rock-Eval VI) permite la caracterización de los hidrocarburos presentes en rocas reservorios, estimando la gravedad API a partir de pequeñas muestras de roca (50-100 mg) impregnada de hidrocarburo, aplicando el método de “Reservorio”. Esta técnica se ha posicionado como una herramienta estándar empleada en la exploración y producción de hidrocarburos.

De acuerdo con estudios de Trabelsi y Espitalie (1994), el método de Reservorio que emplea el Equipo Rock-Eval para determinación de la gravedad API en rocas, proviene de la pirolisis Rock-Eval clásica aplicada a la caracterización de roca fuente. Esta modificación consiste principalmente de dos factores acoplados:

- Utilización de rampas de calentamiento programadas
- Utilización de un software para la caracterización de crudo en muestras de roca.

Las estimaciones de la gravedad API, son obtenidas a través del detector FID (Flame Ionisation Detector) que posee el equipo Rock-Eval 6 y por el cual pasan las diferentes fracciones de crudo en un tiempo dado. La señal emitida por los detectores es modificada por el software el cual produce los respectivos picos (S_{1r} , S_{2a} , S_{2b}), que proporcionan información de los compuestos de bajo, mediano, y alto peso molecular, y estos a su vez con la gravedad del crudo.

Este método fue validado por primera vez en Francia por el Instituto Francés del petróleo (Trabelsi y Espitalie 1994), y emplearon muestras de calcita con 0% de contenido de materia orgánica, impregnadas con crudo, donde por cada 100mg de muestra de mineral utilizaban 1 a 2 mg de crudo. Estas pruebas se hicieron con el fin de adaptar la técnica para rocas reservorio. Las muestras fueron seleccionadas por el Instituto Francés del Petróleo de diferentes campos petrolíferos, con sus crudos asociados.

Los resultados obtenidos en el método reservorio revelaron que la composición del crudo presente en las muestras de roca estaba relacionada con los picos obtenidos por la pirolisis Rock-Eval, permitiendo estimar así la gravedad API con una buena precisión. Las variaciones cualitativas interpretadas mostraron que la gravedad API del crudo y la composición de los bitúmenes caracterizados por la pirolisis en la roca reservorio pueden ser correlacionadas.

Sin embargo las propiedades y condiciones de un reservorio dependen en gran medida del crudo que albergan. Esto obedece si el crudo es liviano o pesado, los crudos pesados (con mayor abundancia de resinas y asfáltenos) pueden formar depósitos o barreras de permeabilidad como es el caso de los Tar Mats, que

constituyen horizontes espesos de alquitrán; cuya característica genera barreras al flujo normal de los fluidos; éstos ya han sido caracterizados con éxito por medio del método Reservorio (IFP). La apreciación de estos parámetros puede ser útil para la evaluación económica y el enfoque técnico.

En Colombia no se ha validado el método Reservorio para el Equipo Rock-Eval, aunque se han realizado algunos estudios (Gómez, P. 2004) que permiten establecer una analogía entre la gravedad API medida directamente en el crudo y la estimada por medio del método Reservorio. Por esta razón es necesario el desarrollo de esta nueva técnica que proporciona información elemental tanto para la investigación de un Campo como es Lisama, así como también para la aplicación en otros campos y evaluación de un reservorio.

4. MARCO TEORICO

La gravedad API de un crudo está directamente relacionada con la calidad del mismo, y depende en gran medida de la proporción de los compuestos presentes en la mezcla de hidrocarburos.

Las concentraciones de los diversos constituyentes en los crudos no son parámetros independientes, ya que existe una relación con la composición general del crudo. El crudo contiene cuatro grupos de componentes: saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos, los cuales equivalen a la unidad.

$$\text{Saturados} + \text{aromáticos} + \text{resinas} + \text{asfáltenos} = 1$$

Este hecho introduce cierto grado de correlación entre estos grupos y su subdivisión como se mostrara a lo largo de este capítulo.

4.1 COMPOSICION DEL CRUDO

El petróleo es una mezcla de compuestos orgánicos, constituidos principalmente por hidrógeno y carbono encontrado en la naturaleza en estado líquido, gaseoso o sólido; incluye gases, bitúmen, crudo migrado y pirobitumen (no incluye el kerógeno). Por lo general contiene cierta cantidad de no hidrocarburos como Nitrógeno, Azufre, Oxígeno, en pequeñas cantidades, además de Níquel y Vanadio (Chapman 1983).

El crudo está compuesto por una gran cantidad de hidrocarburos en diferentes proporciones que caracterizan su origen. La composición general de un crudo se puede definir por su contenido de: Hidrocarburos Saturados, Alcanos normales, Isoalcanos, Cicloalcanos, Hidrocarburos Aromáticos, Aromáticos Puros, Naftenoaromáticos, Resinas y asfáltenos, entre otros.

4.1.1 Hidrocarburos Saturados. Consisten en alcanos normales (lineales), ramificados (parafinas) y cicloalcanos (naftenos) (Tissot y Welte, 1984). Los alcanos ($C_5 - C_{40}$) incluyen moléculas normales y ramificadas (isoprenoides). El número de carbonos en la distribución normal de los alcanos refleja la composición de la materia orgánica original. Las parafinas cíclicas (Naftenos) incluyen moléculas monocíclicas (5-6 átomos de carbono) así como moléculas policíclicas. (Chilingar et. al. 2005).

4.1.1.1 Alcanos Normales. Los alcanos, tanto lineales como ramificados, son compuestos de carbono e hidrógeno formados por enlaces simples carbono-carbono y carbono-hidrógeno. Equivalen entre 15-20% del crudo, los alcanos normales de bajo peso molecular ($C_5 - C_7$) pueden alcanzar los valores más altos para los compuestos individuales, después del C_{10} , la abundancia disminuye regularmente con el número de átomos de carbono en la mayoría de los crudos.

Los alcanos de alto peso molecular (superiores a C_{20}), son responsables de los puntos de enturbiamiento altos de algunos crudos. El punto de enturbiamiento corresponde a la aparición de una nube de cristales de parafina o cera cuando se enfría el aceite. La cantidad de alcanos normales depende en gran parte de las condiciones genéticas y de la naturaleza de la materia orgánica (Tissot y Welte, 1984).

4.1.1.2 Isoalcanos. Igual que los alcanos lineales, son compuestos de carbono e hidrógeno formados por enlaces simples carbono-carbono y carbono-hidrógeno. Son constituyentes importantes del crudo, y han sido identificados después del C_{10} hasta el C_{25} . La concentración más alta de los isoalcanos se encuentra en el intervalo $C_6 - C_8$ y puede superar el 1% en el crudo. (Tissot y Welte, 1984). Su contenido en el crudo puede ser igual o mayor que el contenido de n-alcanos. Las

ramificaciones suelen tratarse de grupos metilos (CH_3) y éstos suelen inhibir las transformaciones microbianas.

4.1.1.3 CicloAlcanos. Los cicloalcanos forman cadenas cerradas o anillos. Se clasifican en monocíclicos si constan de un solo anillo y policíclicos si tienen dos o más.


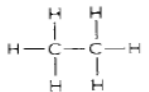
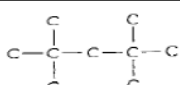

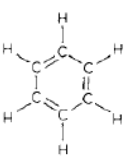
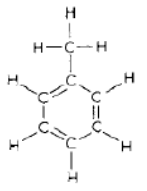
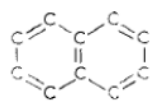

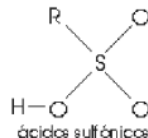
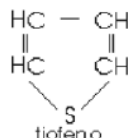
Son constituyentes importantes del crudo (cicloparafinas o naftenos) abarcan típicamente cerca de 50% del crudo (son los compuestos más abundantes). Generalmente son estables y relativamente insolubles en agua. Los naftenos más comunes son ciclopropano y ciclopentano. También, en pequeñas cantidades hay anillos con 7 u 8 átomos de carbono. Los cicloalcanos de la fracción intermedia a pesada $\text{C}_{10} - \text{C}_{35}$ normalmente se forman mediante arreglos de uno o cinco anillos de 5 ó 6 miembros. (Tissot y Welte, 1984).

4.1.2 Hidrocarburos Aromáticos. Los aromáticos son moléculas que solamente contienen anillos aromáticos y cadenas, normalmente incluyen de uno a cinco anillos aromáticos condensados y un número pequeño de cadenas cortas. Los compuestos que pertenecen a los diversos tipos básicos se han identificado: benceno (un anillo), naftaleno (dos anillos), entre otros. (Tissot y Welte, 1984). En la Figura 1 se muestran las series de hidrocarburos para los saturados, aromáticos y compuestos N, S y O.

4.1.2.1 Naftenoaromáticos. Son los constituyentes principales de la fracción de hidrocarburos de alto punto de ebullición. Incluyen uno o varios anillos aromáticos condensados, fusionados con los anillos nafténicos y cadenas. Se pueden manifestar diversos arreglos estructurales. Los bicíclicos (1 aromático, 1 ciclo saturado) indano, tetralina (tetrahidronaftaleno), y sus derivados de metilo, normalmente son abundantes y se han identificado en varios aceites crudos (Tissot y Welte, 1984).

4.1.3 Compuestos de azufre. El azufre es el tercer constituyente atómico más abundante de los crudos después del carbono e hidrogeno. En particular el contenido de azufre no esta relacionado específicamente con las fracciones más pesadas de los crudos, si ocurre con el nitrógeno. En el intervalo de peso molecular bajo a intermedio (hasta C₂₅), el azufre se encuentra asociado únicamente a carbono e hidrogeno. En fracciones más pesadas de los crudos, frecuentemente está incorporado en moléculas policíclicas grandes formadas por N, S, O (Tissot y Welte, 1984):

Figura 1. Representación de las series de los hidrocarburos aromáticos, saturados y compuestos N,S y O.

Hidrocarburos saturados	Alcanos Normales	 Methane (CH ₄)	 Ethane (C ₂ H ₆)
	Iso- Alcanos	 <i>i</i> -nonane (C ₉ H ₂₀)	
	Ciclo Alcanos	 Cyclo-pentane (C ₅ H ₁₀)	
Hidrocarburos Aromáticos	 Benzene (C ₆ H ₆)	 Toluene (C ₆ H ₅ · CH ₃)	 Naphthalene (C ₁₀ H ₈)
Compuestos de N, S y O	 sulfuro de etileno	 ácidos sulfónicos	 tiofeno

Fuente. Chapman (1983).

4.1.3.1 Tioles (Mercaptanos). Son derivados del sulfuro de hidrogeno por medio de la sustitución de un radical alquilo o cicloalquilo por un átomo de hidrogeno. Tienen un peso molecular bajo (menos de 8 átomos de carbono)

4.1.3.2 Sulfuros. Pueden considerarse como derivados del sulfuro de hidrogeno mediante la sustitución de dos átomos de hidrogeno por grupos de alquilo. Generalmente son de escasa abundancia

4.1.3.3 Disulfuros. Presentan una estructura similar a los sulfuros, pero el puente de azufre se compone de dos átomos de azufre en lugar de uno: algunos pocos se han identificado en el intervalo de peso molecular bajo.

4.1.3.4 Derivados del Tiofeno. Se describe como un anillo insaturado de cinco miembros formado por un azufre y cuatro átomos de carbono. Es muy escaso, puede comportarse como la estructura del benceno y son constituyentes importantes de todos los crudos de alto contenido de azufre. (Tissot y Welte, 1984).

Los derivados de tiofeno son particularmente abundantes en los crudos con alto contenido de aromáticos, resinas y asfáltenos.

4.1.4 Compuestos de Nitrógeno. Se presenta en menores cantidades comparado con el contenido de azufre en los crudos, cerca del 90% de los crudos contienen menos de 0.2% de nitrógeno. Los asfaltos degradados están enriquecidos en nitrógeno ya que la parte relativa de resinas y asfáltenos se incrementa en comparación con los crudos normales.

La principal parte del nitrógeno se encuentra en las fracciones de alto peso molecular y alto punto de ebullición. (Tissot y Welte, 1984).

4.1.5 Compuestos de Oxígeno. Los ácidos son uno de los principales grupos de compuestos que contienen oxígeno y son un constituyente importante en los crudos jóvenes e inmaduros. Es sabido que los ácidos nafténicos son constituyentes importantes al igual que los ácidos naftenoaromáticos, ya que son los más abundantes seguidos por los tipos poliaromáticos y heterocíclicos.

También se han identificado en cantidades menores, otros compuestos de oxígeno: cetonas, alquilo cíclicas, incluyendo las fluorenonas, varios fenoles y particularmente los cresoles (Tissot y Welte, 1984).

4.1.6 Compuestos de N, S, y O de alto peso molecular. Los constituyentes de alto peso molecular de los crudos normalmente contienen compuestos de N, S, y O, estos se denominan resinas y asfáltenos.

La mayoría de las resinas y los asfáltenos son arreglos estructurales complejos, formados por núcleos policíclicos aromáticos, y naftenoaromáticos con cadenas y heteroátomos (O, N, S).

Constituyen los extremos pesados del crudo y deben considerarse como los miembros extremos naturales de alto peso molecular de las series aromáticas y naftenoaromáticas (Tissot y Welte, 1984).

4.1.6.1 Tar Mats. Los Tar Mats son compuestos de alto peso molecular y corresponden a crudo pesado que puede provocar efectos nocivos sobre la recuperación del crudo, tales como la reducción total de la porosidad, creación de barreras de permeabilidad, disminución de la eficiencia de conducción de agua, variación en la circulación de los fluidos y/o la mojabilidad (o humectabilidad) de la roca. El principal proceso de depositación incluye la biodegradación, mezcla de crudo o gas-crudo dentro del reservorio, y procesos segregación gravitacional.

Los Tar Mats suelen ocurrir en zonas donde en el crudo que se encuentra en el reservorio es caracterizado por un alto contenido de compuestos NSO (nitrógeno, azufre, oxígeno) asociados a las resinas y los asfáltenos (Carpentier et al 2006)

4.2 CLASIFICACION DEL CRUDO

La información química y estructural de los constituyentes del crudo, especialmente las moléculas llevan la información genética, que permite la clasificación y caracterización de los crudos.

4.2.1 Clasificación Composicional del Crudo. La clasificación propuesta por Tissot y Welte 1984, basada principalmente en el contenido de los diversos tipos estructurales de hidrocarburos (sección 5.1): alcanos normales e iso (parafina), cicloalcanos (naftenos), y aromáticos más compuestos de N, S, O (resinas o asfáltenos, considerando también el contenido de azufre, puede observarse en la Figura. 2 que representa el diagrama ternario de la Clasificación Composicional del Crudo.

4.2.1.1 Crudo base parafínico (Alcanos). Están constituidos por los aceites crudos ligeros, y otros de alto contenido de cera o alto punto de escurrimiento. La viscosidad de estos aceites a la temperatura ambiente es alta debido al alto contenido de alcanos normales C_{20} .

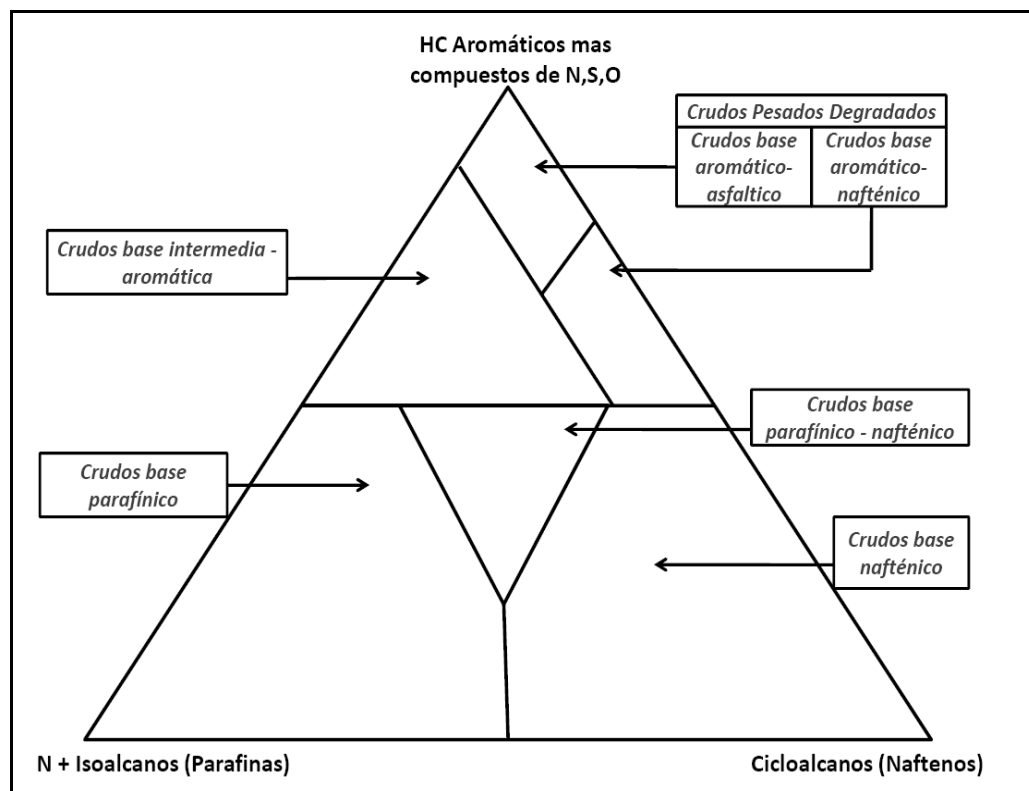
La cantidad de resinas mas asfáltenos es menor de 10%; la viscosidad es baja excepto cuando los alcanos normales de peso molecular alto son abundantes.

El contenido de aromáticos es subordinado y formado principalmente por mono y diaromáticos que a menudo incluyen esteroides monoaromáticos. Los benzotiofenos son bastante escasos y el contenido de azufre es bajo a muy bajo. (Tissot y Welte, 1984).

4.2.1.2 Crudo base parafínico – nafténico. Presentan un contenido moderado de resinas mas asfáltenos (normalmente de 5 a 15%) y un bajo contenido de azufre (0 a 1%). Los aromáticos equivalen de un 25 a 40% de los hidrocarburos. Los

benzo y dibenzotiofenos son moderadamente abundantes. La viscosidad y densidad son normalmente más altas que en la clase parafínica (Tissot y Welte, 1984).

Figura 2. Diagrama ternario de la clasificación composicional del crudo propuesta por Tissot y Welte (1984)



Fuente. Modificado de Chapman (1983)

4.2.1.3 Crudo base nafténica o asfáltico (cicloalcanos). Incluyen principalmente aceites degradados, que generalmente contienen menos de 20% de alcanos normales e iso. Se originan de la alteración bioquímica de los aceites parafínicos o parafínico – nafténico y por lo general tienen un bajo contenido de azufre, aun cuando se encuentran degradados. (Tissot y Welte, 1984).

4.2.1.4 Crudo base intermedia – aromática. Los crudos son a menudo pesados. Las resinas y los asfáltenos equivalen a cerca de 10 a 30% de su contenido total y algunas veces más, siendo el contenido de azufre superior al 1%. Los aromáticos equivalen de un 40 a 70% de los hidrocarburos. (Tissot y Welte, 1984).

4.2.1.5 Crudo base aromático – nafténico. Están representados por los crudos pesados y alterados. Se deriva principalmente de los aceites parafínicos o paratífico-nafténicos. Cuando son afectados por biodegradación presentan una alta cantidad de resinas y conservan un bajo contenido de azufre. (Tissot y Welte, 1984).

4.2.1.6 Crudo base aromático – asfáltico. Están representados por los crudos pesados y alterados. Están formados por crudos pesados, viscosos, y aun sólidos que resultan de la biodegradación de los crudos aromático intermedio (particularmente de alto contenido de azufre).

El contenido de resinas y asfáltenos es bastante alto entre 30 y 60%, con una relación resinas:asfáltenos menor que los crudos aromático – nafténico. (Tissot y Welte, 1984).

4.2.2 Gravedad API. La industria petrolera clasifica el crudo por su localización, y por algunas propiedades físicas tales como el peso relativo (gravedad API), viscosidad ("liviano", "intermedio" o "pesado"), densidad, e índice de refracción. Estas propiedades físicas dependen de las cantidades relativas de diversos grupos de compuestos químicos (alcanos, cicloalcanos, aromáticos, derivados de tiofeno, etc) en una cierta fracción (Tissot y Welte, 1984).

La gravedad API (1) es una propiedad física de los crudos que es usada como un indicador de la calidad, a mayor gravedad API los crudos son más livianos, tienen un mayor valor comercial, pequeña viscosidad, escasa tendencia aditiva y alta tendencia a emulsificarse. Lo inverso ocurre para los crudos pesados. El agua

presenta un valor de 10 °API. (En donde se inicia la escala de valores de la densidad expresada en grados API).

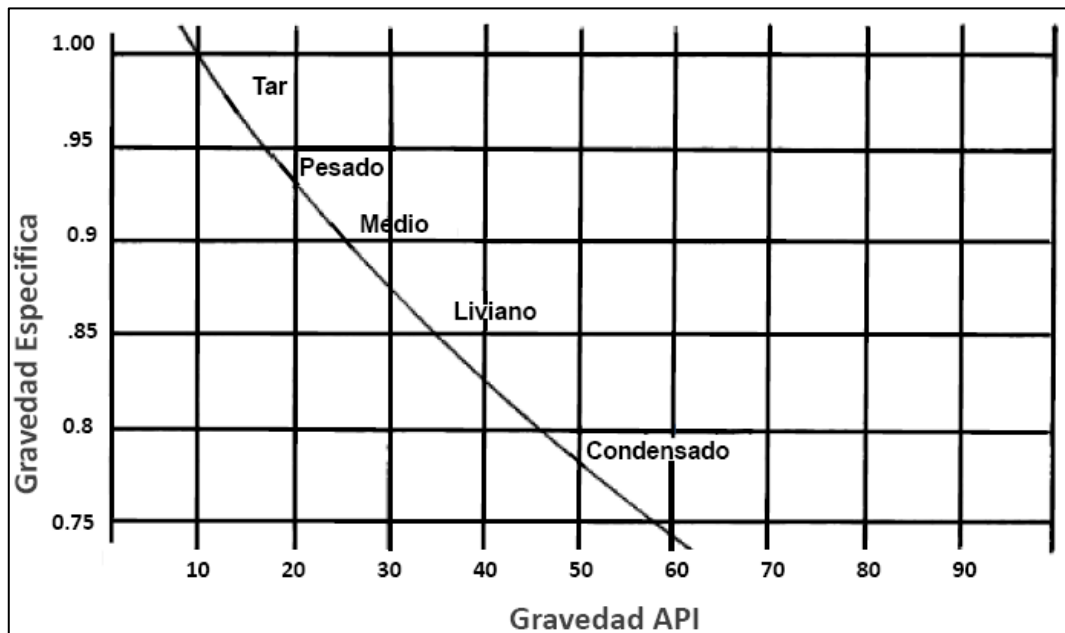
$$(1) \text{ Gravedad API} = (141,5 / GE) - 131,5$$

Donde la gravedad específica:

$$GE = \rho_{\text{petróleo}} / \rho_{\text{agua}}$$

La gravedad API es una forma de expresar la gravedad específica de un crudo y varía inversamente con la gravedad específica del crudo, es decir, a mayor gravedad específica menor gravedad API y viceversa. (Boni et al., 2007). En la Figura 3 se muestra la relación entre la gravedad específica y la gravedad API.

Figura 3. Relación de gravedad específica a gravedad API



Fuente. Tomado: Dikkers. (1985).

Según su densidad, los crudos pueden ser clasificados de acuerdo a la Tabla 1

Tabla.1 Clasificación de la gravedad API

Tipo de crudo	Gravedad API	Densidad (Kg/m ³)
Liviano	31,1 °API y más	< 870
Mediano	Entre 22,3 y 31,1 °API	920 - 870
Pesado	Entre 10 y 22,3 °API	1000 - 920
Extra pesado	Menor a 10 ° API	> 1000

Fuente. Tomado de Guzmán (2010).

La gravedad API es un parámetro global y puede ser afectado por muchos factores, los cuáles pueden actuar individualmente o de manera superpuesta. Entre los principales factores que gobiernan la gravedad API se destacan: el ambiente de depósito de la roca generadora que dio origen al crudo, el grado de madurez de la roca generadora al momento de la expulsión, el mecanismo de expulsión de la roca generadora, los procesos de biodegradación y la historia de relleno de los yacimientos (Guzmán, 2010):

- En ambientes anòxicos carbonatados pobres en arcilla, el azufre disponible se incorpora a la materia orgánica constituyendo compuestos pesados de azufre, incrementando el peso específico y disminuyendo la gravedad API.
- Algunos crudos provenientes de materia orgánica de tipo II/III presentan evidencias de fraccionamiento ligados a una expulsión en fase gaseosa de la roca generadora. Dicho proceso puede originar crudos ligeros o condensados con alta gravedad API.
- El grado de madurez de la roca al momento de la expulsión, es sin duda, el factor que más influye en la gravedad API de los crudos. Con la madurez, los componentes pesados de los crudos, compuestos NSO y los compuestos saturados y aromáticos se craquean, disminuyendo el peso específico del aceite e incrementando su gravedad API.

- La biodegradación es un proceso de degradación de los crudos por la acción de bacterias aeróbicas. Este proceso reduce la gravedad API al remover selectivamente compuestos saturados y aromáticos, incrementando relativamente la cantidad de compuestos NSO y de asfáltenos que son más pesados.
- La llegada de los hidrocarburos a un yacimiento dado, pudo haberse llevado a cabo en más de un episodio de relleno, originándose una mezcla que modifica la gravedad API de los crudos.

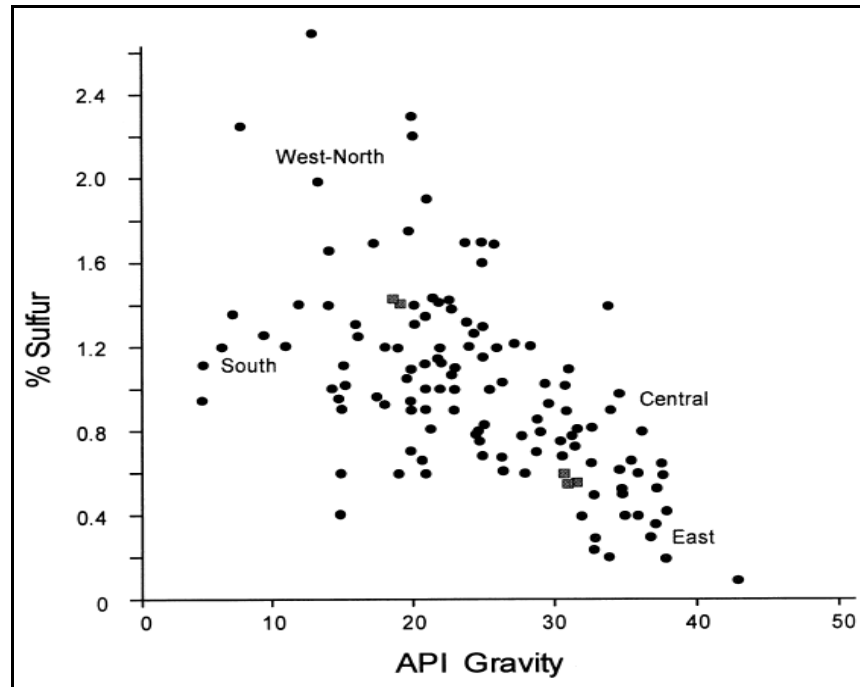
4.2.2.1 Distribución de la Gravedad API en la Cuenca Valle Medio del Magdalena. La gravedad API de los crudos en la Cuenca Valle Medio del Magdalena varía de 15° a más de 35° API, y en general disminuyen en dirección ESE a WNW.

Hacia el este de la cuenca, la gravedad API oscila entre 25° y 37°. En esta región el contenido de azufre es bajo (0.1% - 0.9%), indicando que los crudos producidos son más livianos que en el resto de la cuenca.

Hacia el noroeste de la cuenca las gravedades API oscilan entre 10° y 20° con altos contenidos de azufre (1% - 1.9%), esto muestra que los crudos producidos en esta región son más pesados en comparación con los crudos de la región este (Ramón et al., 1998). En la Figura 4 se observa la distribución de la gravedad API en la Cuenca Valle Medio del Magdalena en relación con el contenido de azufre.

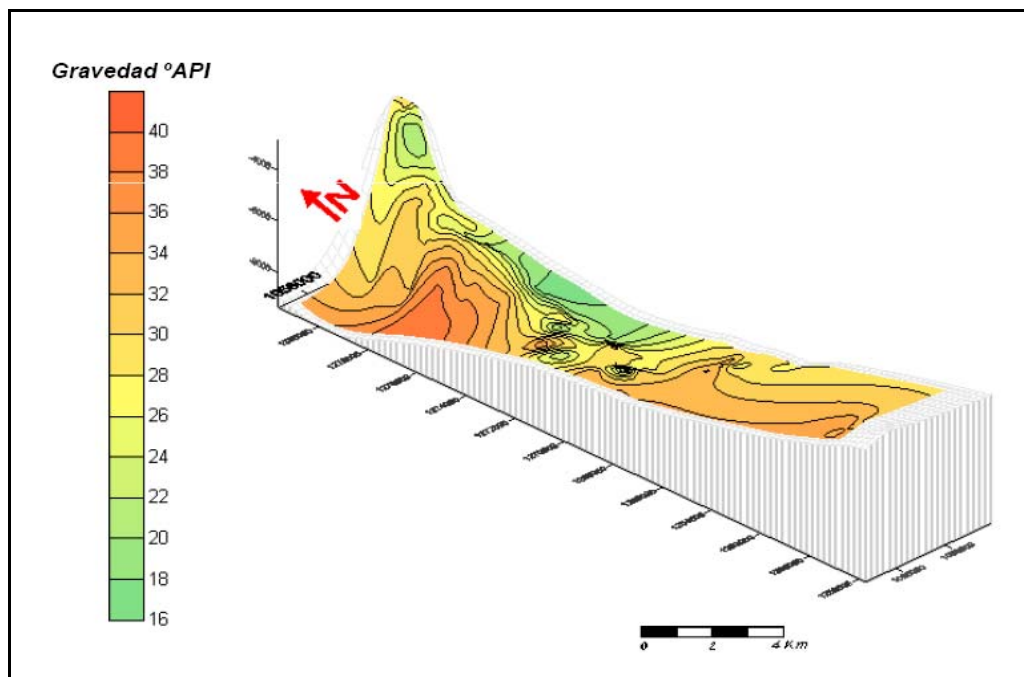
En el Campo Lisama la gravedad API varía entre 18° y 38° y se distribuye de acuerdo a la Figura 5, donde muestra que los crudos más livianos preferencialmente se localizan hacia la parte más profunda y en un sector occidental del campo.

Figura 4. Distribución de la gravedad API en relación con el contenido de azufre.



Fuente. Tomado Ramón et al., 1998

Figura 5. Distribución de la gravedad API en el Campo Lisama



4.3 ALTERACION DEL CRUDO EN EL RESERVORIO

Los procesos y factores que afectan la composición de los crudos tienen lugar antes, durante y después de su entrapamiento. Los principales factores que determinan la composición de los crudos están asociados a las características de la roca generadora y los efectos ocurridos durante la migración primaria y secundaria de los hidrocarburos. (Posada et al. 2001).

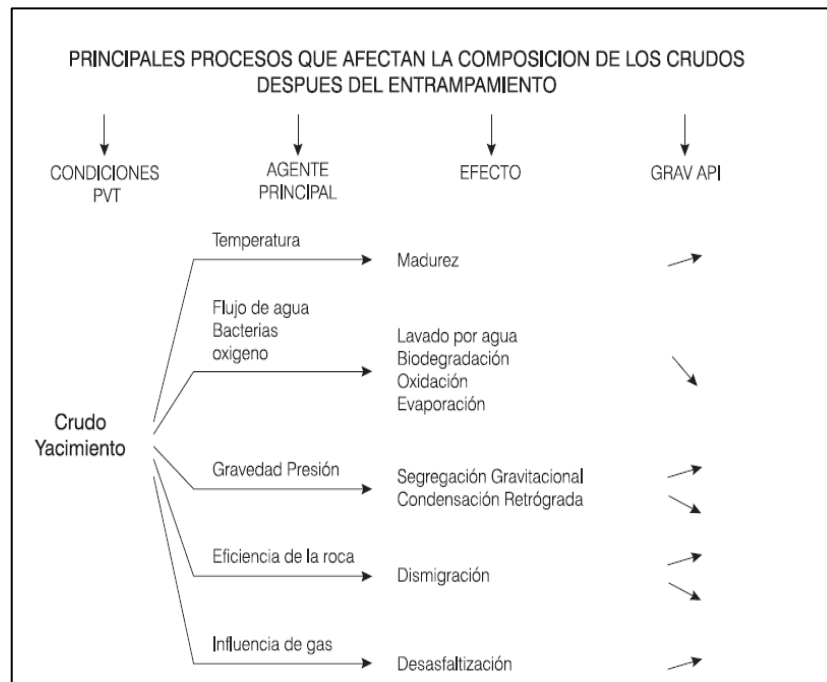
La presión y la temperatura son procesos que pueden incrementar la gravedad API y la relación gas/aceite, pero generalmente desmejoran la calidad del hidrocarburo dando como resultado crudos de baja gravedad API como se observa en la Figura 6. A continuación se mostraran las alteraciones que ocurren en el reservorio:

4.3.1 Madurez Termal. Este fenómeno ocurre principalmente por dos factores, el primero puede ocurrir por un aumento de la temperatura en el yacimiento debido a un reposicionamiento del mismo a una mayor profundidad. El segundo sucede por la ocurrencia de intrusiones ígneas, este fenómeno genera craqueo del hidrocarburo aumentando así, la cantidad de compuestos livianos, el GOR, la gravedad API y disminuyendo el contenido de azufre (Posada et al. 2001).

4.3.2 Desasfaltado. Es el proceso mediante el cual precipitan los asfáltenos de los crudos pesados a intermedios por la disolución en el crudo de grandes cantidades de gas y/u otros hidrocarburos livianos dentro del intervalo $C_1 - C_6$. Esta alteración se presenta como un proceso natural, siempre que cantidades considerables de hidrocarburos gaseosos se generen en grandes proporciones en un depósito. (Tissot y Welte, 1984). Si posterior a una acumulación se introduce gas a un yacimiento sea por inyección de gas o por entrada de gas por procesos de migración secundarios, este gas es capaz de generar cambios químicos en el yacimiento y mientras existe enriquecimiento de hidrocarburos livianos por una parte, es posible al mismo tiempo obtener residuos sólidos con alto contenido de asfáltenos por el otro (Blanc et al. 1994 en Posada et al. 2001).

4.3.3 Biodegradación. Este mecanismo de alteración del crudo por la acción de las bacterias se refleja en una disminución de la gravedad API y un aumento de la viscosidad. La biodegradación requiere de la presencia de microorganismos activos, al menos durante una parte de la historia geológica, por lo tanto la temperatura es un factor crítico en la biodegradación (Huc y Eschard 2008). Esta alteración puede ocurrir a temperaturas inferiores a 80°C. Se ha considerado que la biodegradación resulta como consecuencia en la actividad de las bacterias aerobias en presencia de oxígeno suministrado por aguas meteóricas, sin embargo la alteración del crudo puede darse debido a los organismos anaerobios. La biodegradación por microorganismos aeróbicos y/o anaeróbicos resulta en la remoción total o parcial de los hidrocarburos por las bacterias en el siguiente orden: Alcanos normales (por debajo n-C₂₅), alcanos isoprenoides, aromáticos y ciclo alcanos de pocos anillos.

Figura 6. Procesos y Cambios composicionales que sufren los hidrocarburos



Fuente. Tomado Posada et al. (2001).

La disponibilidad de los nutrientes inorgánicos (fósforo y potasio) en un medio ambiente muy empobrecido en dichos elementos, es un segundo factor limitante para las bacterias. La principal fuente de estos nutrientes es la disolución de minerales por el agua de formación, probablemente reforzada por la actividad microbiana en sí mismo.

Los efectos de la Biodegradación son muy comunes en los Tar-Mats que se desarrollan principalmente en el contacto agua-aceite. Su alta viscosidad a temperatura del reservorio hace difícil la producción formando a menudo barreras de permeabilidad perjudiciales para la producción de crudo.

4.3.4 Lavado con Agua. El lavado con agua consiste en la remoción de compuestos como metano, etano, benceno y tolueno los cuales son disueltos por ser compuestos solubles en agua. El crudo pierde compuestos livianos de manera selectiva mediante un barrido con agua, enriqueciéndose en la fracción más pesada (asfáltenos).

Esta alteración modifica la composición del crudo en el reservorio, al igual que la biodegradación (Posada et al. 2001.).

4.3.5 Segregación Gravitacional. La segregación gravitacional puede darse por dos efectos principalmente, el primero es la gravedad (las moléculas más grandes y pesadas del crudo van hacia la parte de baja de la columna de aceite y a sectores más profundos de las estructuras y las livianas a la parte más alta), el segundo efecto, consiste en los procesos de inversión de gravedad que involucran una presión menor y más altas cantidades de gas al tope del yacimiento que en la base. Así mismo, fenómenos de segregación gravitacional ocurren por levantamiento de una estructura, ya cargada de hidrocarburos, por efectos tectónicos, logrando cambios súbitos en la presión y temperatura del yacimiento (C. R. Posada et al. 2001)

4.3.6 Condensación retrograda. La condensación retrograda consiste en que la fase líquida de un hidrocarburo se separa, generando un sistema de fase de gas con la reducción de la presión. Este fenómeno conlleva a que exista un enriquecimiento en compuestos del tipo asfáltenos y resinas. (C. R. Posada et al. 2001)

4.3.7 Dismigración. Esta alteración tiene que ver con eficiencia del sello de la trampa. Cuando el sello no es eficiente es posible que existan cambios composicionales de los hidrocarburos en el yacimiento y los hidrocarburos más livianos migren a niveles superiores a condiciones de menor presión. Las acumulaciones más someras son en general de mayor gravedad API que las que quedan en subsuelo (C. R. Posada et al. 2001).

4.4 PIROLISIS ROCK-EVAL VI

La técnica Rock Eval consiste en evaluar el potencial petrolífero, grado de madurez, y tipo de materia orgánica contenida en un sedimento, mediante la pirólisis de acuerdo a un patrón de temperaturas programadas (Figura 7).

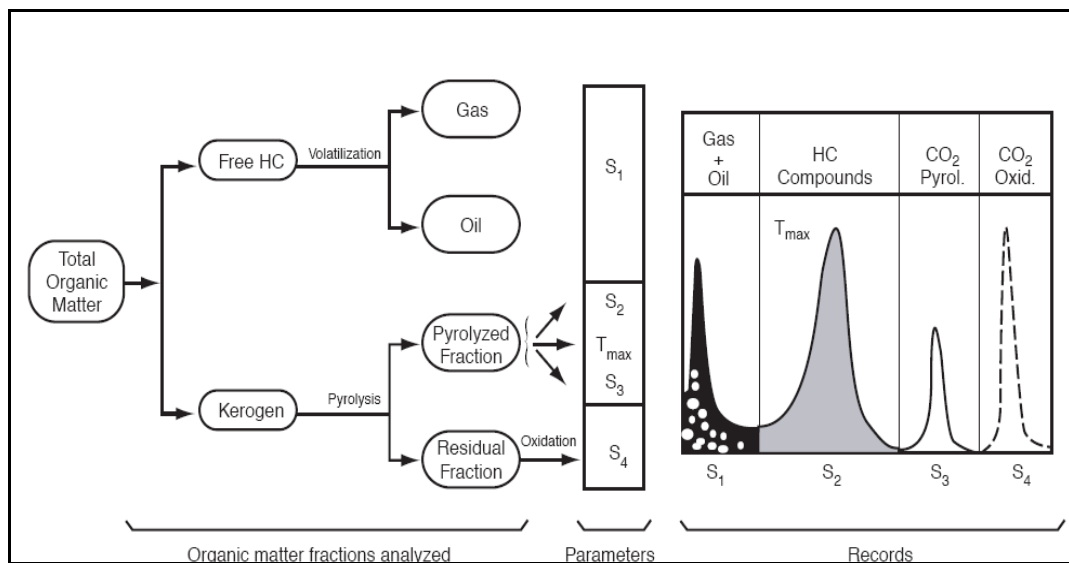
Consiste en el sometimiento de una muestra de roca a temperaturas progresivamente crecientes, bajo una atmosfera inerte (Helio) en ausencia de oxígeno. El equipo Rock-Eval posee dos etapas de trabajo: Etapa de Pirolisis y Etapa de Oxidación.

Etapas de Pirolisis. Durante esta etapa los gases libres y los hidrocarburos líquidos, existentes en la roca son volatilizados y detectados por un detector de ionización en llama (FID): S₁. Los hidrocarburos pesados y el kerógeno son craqueados (S₂), al mismo tiempo, el CO y CO₂ producido son detectados por la celda infrarroja (Gómez, 2002).

Etapa de Oxidación. Durante esta etapa el CO y CO₂ resultante de la combustión de la roca son detectados por la celda infrarroja. El carbono mineral es detectado durante esta etapa, ya que la temperatura asciende hasta los 850°C, lo que permite descomponer compuestos minerales. El pico S₃ representa la medida de CO₂ y agua contenidas en la roca, depende del tipo de materia orgánica y su evolución termal. (Lafargue et al. 1998). En la Figura 7 se muestra la señal registrada en los picos S₁, S₂ y S₃.

4.4.1 Método Reservorio. La técnica Pirolisis Rock-Eval, fue desarrollada por Trabelsi y Espitalie (1994), y sido utilizada durante décadas en la prospección de hidrocarburos en cuencas sedimentarias del mundo. La nueva versión Rock-Eval VI, ha sido desarrollada para ampliar sus aplicaciones, algunas de estas son la cuantificación de carbono orgánico y mineral, mayores rangos de temperatura, y un nuevo método desarrollado especialmente para la caracterización de las rocas reservorio.

Figura 7. Esquema de las diferentes fracciones que se pueden obtener a partir de una muestra de roca analizada mediante la técnica Rock-Eval.



Fuente. Tomado de Lafargue et al. (1998)

El Método Reservorio es una modificación de la Pirolisis Rock-Eval clásica y permite determinar la gravedad API de una roca reservorio empleando el equipo Rock-Eval VI.

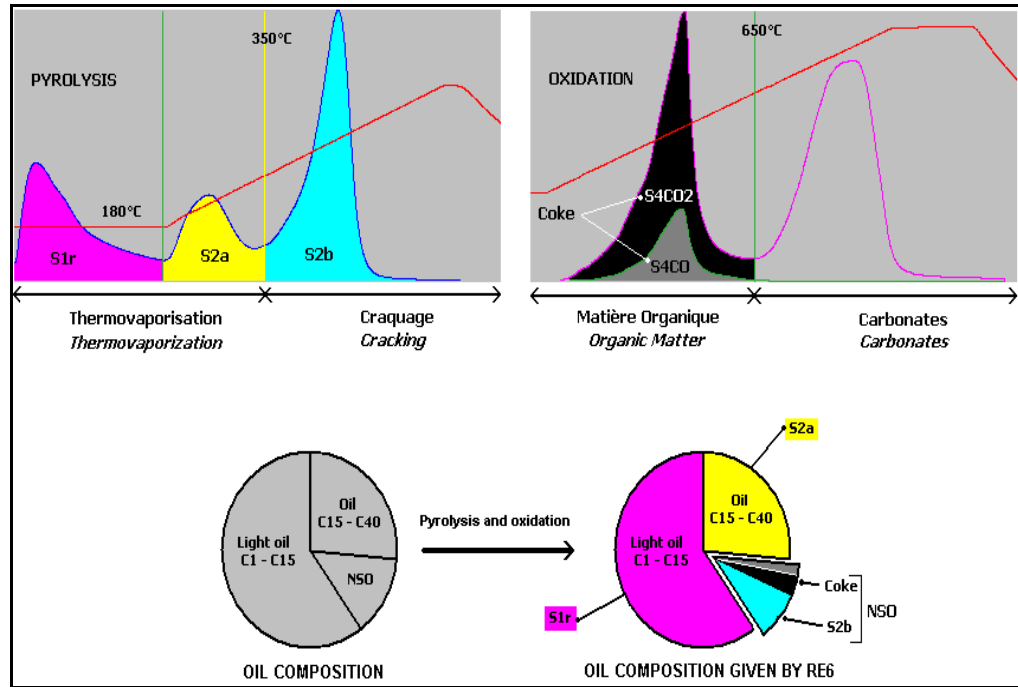
4.4.1.1 Principio del Método. Se basa en un programa de temperatura que proporciona un tratamiento térmico a la muestra, detectando las diversas clases de hidrocarburos que pueden ser liberados durante las etapas de la pirolisis y la oxidación (Trabelsi y Espitalie 1994):

- El pico S_{1r} representa la fracción de hidrocarburos C_1-C_{15}
- El pico S_{2a} representa la fracción de hidrocarburos $C_{15}-C_{40}$
- El pico S_{2b} representa la fracción de hidrocarburos $>C_{40}$

La Figura 8 muestra la representación las diferentes fracciones obtenidas a partir de una muestra de roca analizada mediante la técnica Rock-Eval VI “Método Reservorio”, durante las etapas de pirolisis y oxidación. Las líneas rojas representan las rampas de temperatura.

El Método Reservorio permite diferenciar dos clases de hidrocarburos termovaporizados, junto con la identificación de los niveles de Tar-Mats, que son compuestos pesados del crudo (resinas y asfaltenos) que se depositan en ciertos niveles de los reservorios.

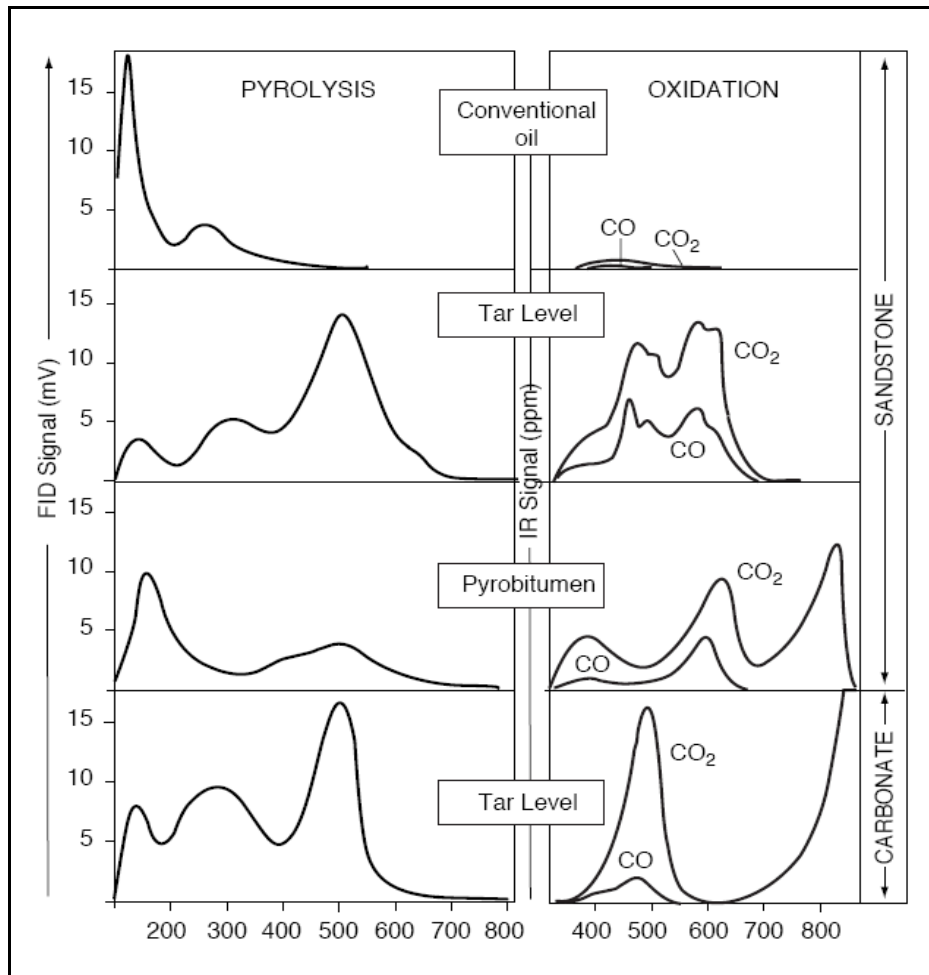
Figura 8. Esquema de las diferentes fracciones obtenidas a partir de una muestra de roca analizada mediante la técnica Rock-Eval VI “Método Reservorio”.



Fuente. Tomado de Vinci Technologies (2008).

Este método ha sido satisfactoriamente aplicado, en la Figura 9 se aprecia el Método Reservorio empleado para cuatro diferentes rocas reservorio: tres areniscas y un carbonato.

Figura 9. Aplicaciones de la pirolisis Rock-Eval en estudios de reservorios



Fuente. Tomado de Lafargue et al. (1998)

La primera muestra representa un crudo convencional, con un pico S_1 grande y un pico S_2 pequeño, no genera CO y CO_2 durante la oxidación debido a la ausencia de fracciones más pesadas.

La segunda muestra representa un pico S_1 pequeño y un pico S_2 bimodal (S_{2a} y S_{2b}), la cantidad de CO y CO_2 durante la oxidación es significativa. Esta muestra es un Tar-Mat convencional acumulado en una roca reservorio con crudo enriquecido en resinas y asfaltenos.

Para la última muestra de arenisca se observan los picos S_{1r} , S_{2a} y S_{2b} , pero además también puede apreciarse un importante pico de CO_2 producido durante la oxidación, cerca de los $850^\circ C$. Este pico corresponde a la combustión de material refractario asociado con la muestra de Pirobitumen.

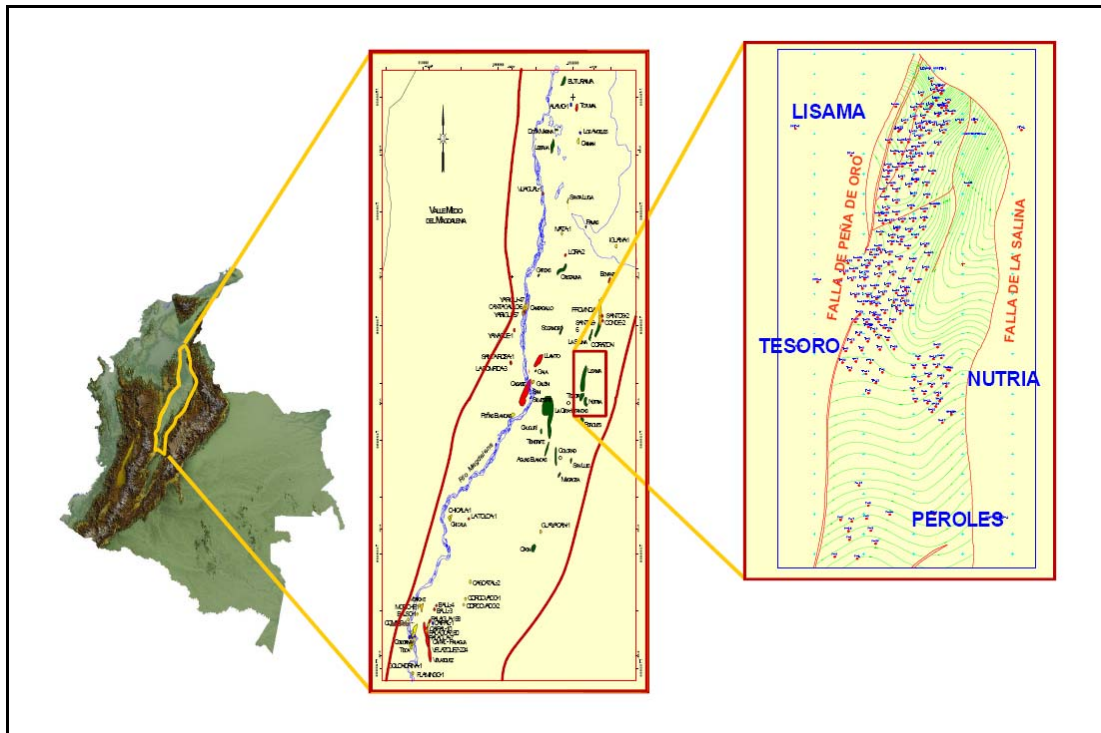
La muestra de reservorio carbonático presenta la misma tendencia en la señal del detector (FID: detector de ionización en llama), como se observó para la muestra de Tar-Mat en las areniscas. Esto es típico de una gran cantidad de resinas y asfáltenos presentes en la roca. Durante la fase de oxidación de esta última muestra la producción de CO_2 y CO estuvo cerca de los $500^\circ C$, sin embargo la cantidad de CO_2 fue muy alta debido a la descomposición de la matriz carbonática a elevadas temperaturas.

5. GEOLOGIA DEL CAMPO LISAMA.

5.1 LOCALIZACION DEL AREA

El Campo *Lisama* está localizado hacia el norte de los campos Tesoro, Nutria, y Peroles, pertenecientes al área Lisama, la cual se encuentra ubicada en el borde oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Esta es una región alargada en sentido Norte-Sur, situada entre las cordilleras oriental y central de los Andes Colombianos.

Figura 10. Localización del Campo Lisama



Fuente. Modificado de Saavedra et al (2006)

5.2 MARCO TECTONICO REGIONAL

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena está compuesta por rocas del Triásico y del Mioceno medio. Durante el Triásico, Jurásico y Cretácico temprano la cuenca

actuó como una zona de Rift, asociado con la separación de Norte y Sur América en el Caribe con depositación principalmente molásica. La cuenca de Rift evolucionó hasta el Cretáceo Tardío en una cuenca Back Arc ubicada tras la zona de subducción Andina, a finales del Cretáceo y comienzos del Terciario (Cooper et al 1995).

Desde el Paleoceno Tardío hasta el Eoceno Medio se presentó un periodo de erosión, suprimiendo el registro estratigráfico de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, y en algunos sectores la totalidad de la secuencia cretácica. Este episodio se reconoce en la cuenca por una inconformidad regional denominada Inconformidad del Eoceno Medio. Después de este episodio, se reinicia la sedimentación continental, configurándose la cuenca como tipo Foreland, evento que se ha subdividido en dos etapas:

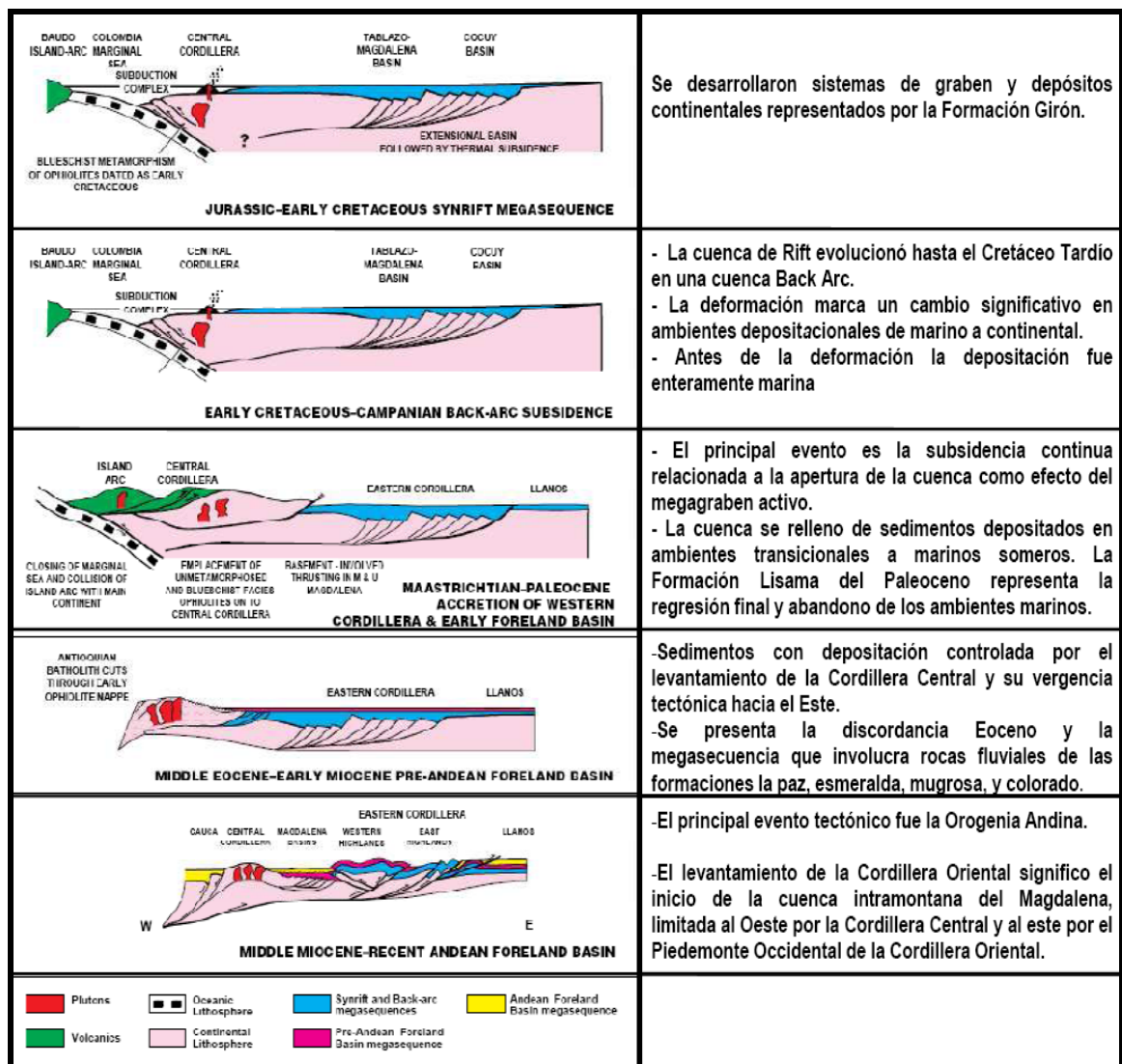
- La primera etapa se conoce como Foreland Pre-andino Temprano, abarcando desde el Eoceno Medio hasta el Eoceno Tardío
- La segunda etapa se conoce como Foreland Pre-andino Tardío, desde el Oligoceno hasta inicios del Mioceno Medio.

Durante el Mioceno Medio se produce la Orogenia Andina y ocurre una inversión tectónica en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la inversión se manifiesta en los desplazamientos producidos en las fallas normales “fossilizadas” y en el desplazamiento de las fallas inversas durante el evento del Cretáceo Superior–Paleoceno. Las estructuras asociadas presentan una tendencia N-S; en esta etapa la cuenca se caracterizó por ser una cuenca Intramontana de una fase de Foreland Andino (Gómez, et al, 2005 en Ruiz et al 2008).

Finalmente en el Mioceno Tardío-Plioceno, ocurrió un período de plegamiento y cabalgamiento en la Cordillera Oriental, simultaneo al levantamiento regional de dicha cadena montañosa, limitando así el sector oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena e imprimiéndole las características estructurales actuales (Ruiz et al 2008).

5.2.1 Evolución Tectónica Regional. La evolución tectónica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena durante el Mesozoico y el cenozoico involucra varios estadios que se caracterizan por un estilo propio de deformación y una correspondiente sucesión estratigráfica (Cooper et al 1995). En la Figura 11 se resume el modelo evolutivo regional de la cordillera oriental y las cuencas Valle Medio del Magdalena y Llanos.

Figura 11. Modelo evolutivo regional de la Cordillera Oriental y las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Llanos.



Fuente. Tomado de Cooper 1995

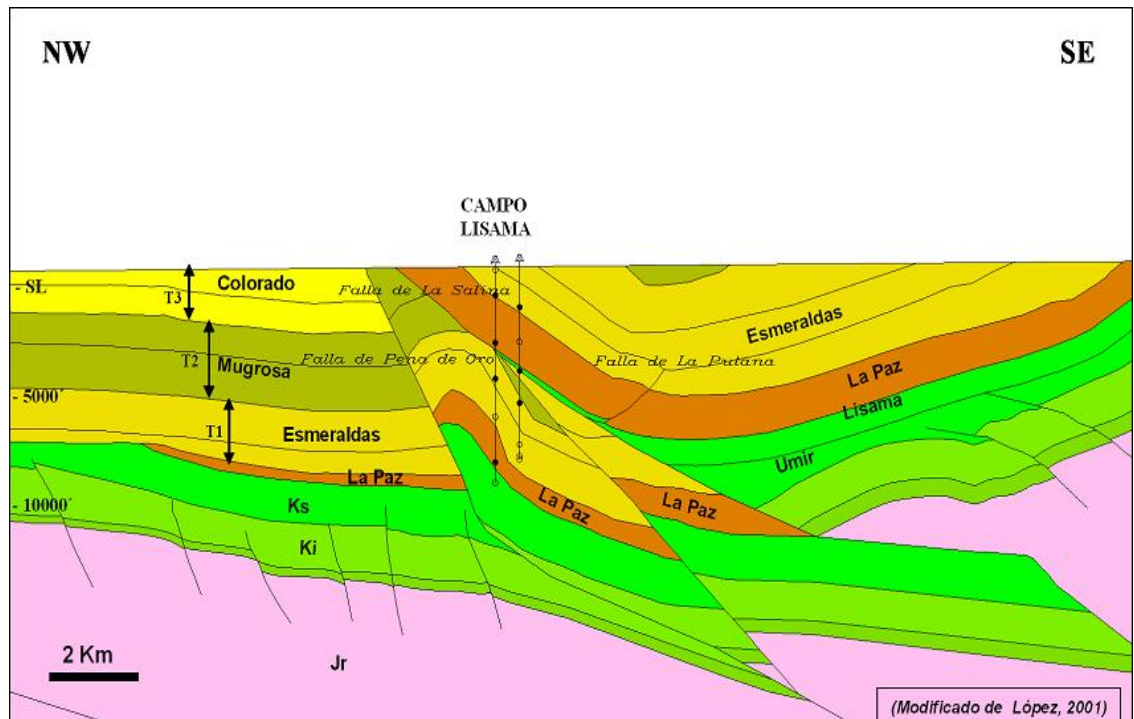
5.3 MODELO ESTRUCTURAL

La estructura del Campo Lisama es un anticlinal asimétrico con su flanco oeste más abrupto y fallado. La falla que corta el flanco oeste es de tipo inverso, su máximo salto se encuentra en la parte norte de la estructura y desaparece hacia el suroeste en la parte media del anticlinal donde dicha falla ya no corta las unidades terciarias sino las unidades infrayacentes (Rubiano et al 2009).

Estructuralmente el Área Lisama se divide en 4 zonas o dominios las cuales presenta características propias dominadas por el grado de deformación que cada una muestra y las estructuras asociadas al tipo de esfuerzo respectivo. En la Figura 12 se muestran las zonas:

- Zona Norte. Anticlinal de Lisama.
- Zona Centro. Campo Tesoro-Nutria.
- Zona Sur. Campo Peroles.
- Zona Este

Figura 13. Esquema Estructural del sector Lisama.



Fuente. Tomado de Ruiz et al (2008)

5.3.1.1 Anticlinal de Lisama (Zona Norte). La estructura es asimétrica, elongada, su flanco oriental se encuentra más desarrollado con un fallamiento de tipo inverso y un salto medio de entre 100 y 200 pies atribuido a la Falla Satélite. Al occidente lo limita la Falla de Peña de Oro, con un movimiento de tipo inverso y un aumento hacia el norte. Al norte limita con la Falla de la Salina, la cual sufre una flexión al oeste en un punto medio de la estructura y al sur está limitado por cabeceo propio de los estratos.

La interpretación sísmica permitió observar como la estructura del Campo Lisama es escalonada, y presenta tres zonas diferenciadas por los buzamientos así (Rubiano et al 2009):

- Área Norte estratos cuyos buzamientos varían entre 80 y 60 grados
- Área Central capas buzando entre 40 y 25 grados
- Área Sur los buzamientos alcanzan hasta 10 grados.

5.3.1.2 Falla de la Salina. Es la falla más continua que corta los estratos desde la superficie hasta más de 20.000 pies de profundidad en el subsuelo. Es de carácter inverso y presenta vergencia hacia el oeste. Se extiende a lo largo del flanco oriental del Valle Medio del Río Magdalena, en una longitud aproximada de 160 Km, desde el sur del Río Horta hasta el norte del campo Provincia.

El trazo en superficie es en general sinuoso y al llegar al Río Sogamoso sufre un desplazamiento hacia el W controlado por la falla del mismo nombre, creando una zona de sobre presión evidenciada en la amplitud que presenta el Anticlinal de Lisama en este punto. El plano de falla varía ya que en superficie es vertical y pronunciado, mientras que en el fondo es más suave.

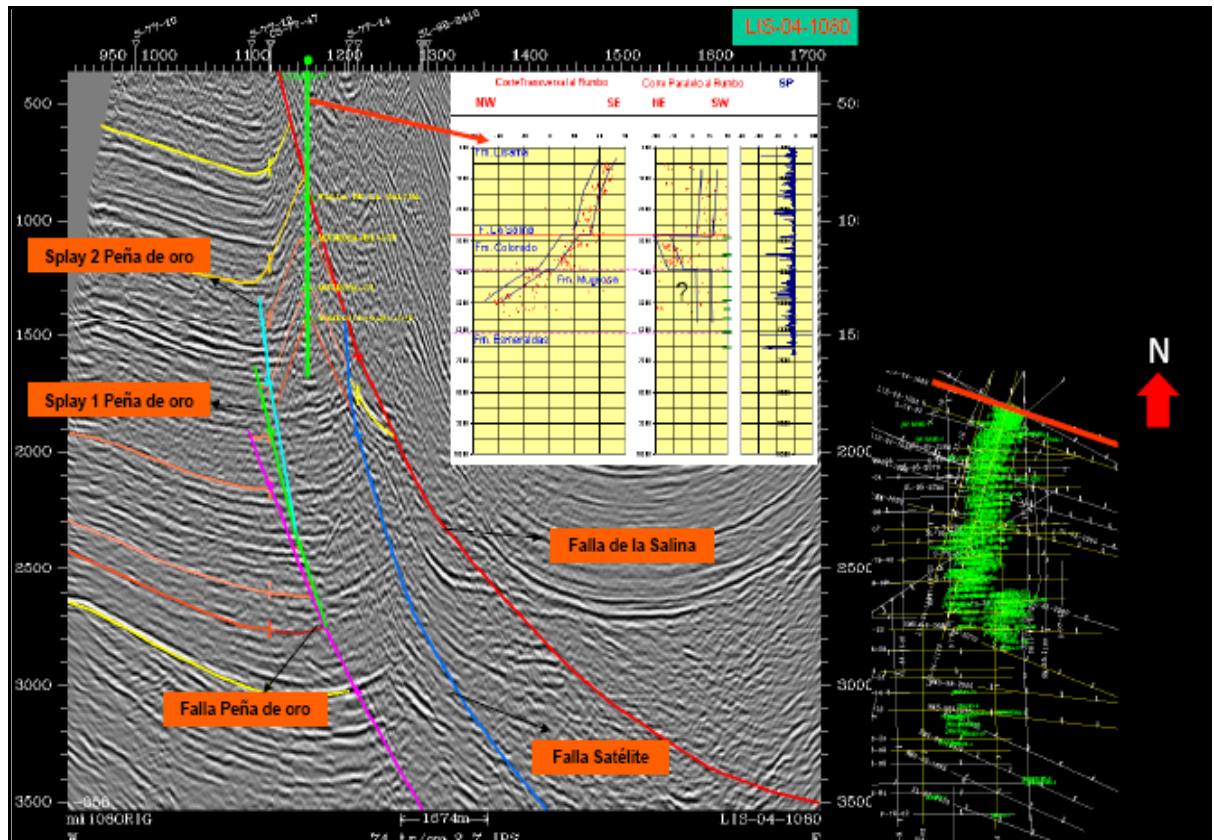
5.3.1.3 Falla de Peña de Oro. Es el límite occidental del Campo Lisama y se manifiesta como una falla inversa con vergencia hacia el oeste. Es la falla más reciente dentro del conjunto, cuyo primer movimiento parece haber tomado lugar en el Oligoceno.

Esta falla presenta dos Splay en el norte, los cuales dividen la zona norte del campo, con un salto irregular el cual llega a cero en la terminación de la misma y con un salto de hasta 3000 pies hacia el norte (Figura 14).

5.3.1.4 Falla Satélite. Es una falla ciega (Blind Thrust), con vergencia hacia el oeste. En los estudios previos al desarrollo del campo y con la información suministrada por datos de perforación del pozo Lisama Este-1, se le dio el carácter de falla normal; sin embargo, con la incorporación de nuevos estudios sísmicos, fue posible establecer su carácter de falla inversa la cual afecta las capas inferiores del Terciario, dando origen a una estructura anticlinal estrecha con fuerte inclinación de su flanco oriental a la altura del Campo Nutria y cortando el flanco este del Anticlinal de Lisama al norte del área de estudio (Rubiano et al 2009).

Figura 14. sísmica LIS-04-1080.

Presenta la zona de altos buzamientos, con magnitudes de hasta 80 grados, los cuales al igual que la falla de la Salina y el doble cabeceo de la estructura en sentido NE – SW son amarrados con el registro dipmeter interpretado del pozo Lisama – 7



Fuente. Tomado de: Rubiano et al (2009)

5.4 MARCO ESTRATIGRAFICO REGIONAL

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena contiene principalmente rocas depositadas en ambientes fluviales, con sedimentos que van desde el triásico hasta reciente. El Campo Lisama contiene depósitos principalmente del terciario como la Formación Lisama en el Paleoceno, hasta el grupo Real en el mioceno superior a plioceno (Saavedra et al 2006). La Figura 15 muestra unidades operacionales para el Campo Lisama.

Figura 15. Unidades operacionales para el Campo Lisama

Periodo	Época	Formación	Unidad Operacional	Litología
Terciario	Plioceno			
	Mioceno	Real	R	
		Colorado	A	
	Oligoceno	Mugrosa	B, C	
	Eoceno	Esmeraldas	D	
		La Paz	N	
Paleoceno	Lisama	L		

Fuente. Modificado de: Gómez y Morales (2008)

5.4.1 Formación Lisama (Paleoceno). La Formación Lisama está compuesta por una sección de lutitas abigarradas, con areniscas de grano fino a medio, de color pardo con cemento ferruginoso y mantos de carbón (Gómez y Morales 2008). La parte media superior consta de arcillolitas limosas de tonos claros, pardo rojizas, pardo amarillo, violácea y gris claro con intercalaciones de areniscas arcillosas, gris y marrón, fina, micáceas, y compactas (Saavedra et al 2006).

El espesor varía en sentido E-W notándose un incremento gradual hacia el Sinclinal de Nuevo Mundo, donde parece haber tenido su máximo desarrollo con un espesor de 3.500 pies aproximadamente (Valderrama R y Pérez V.1977 en Saavedra et al 2006). El contacto inferior es transicional con la Formación Umir depositada en un ambiente marino. El contacto superior con la Formación La Paz, es discordante.

5.4.2 Formación La Paz (Eoceno medio). Esta formación consiste de unas areniscas masivas conglomeráticas de color gris con estratificación cruzada (Morales 1956 en Saavedra et al 2006). Según Gómez y Morales (2008), está constituida por tres niveles:

- El inferior, de arenas grises masivas conglomeráticas (Toro),
- El nivel medio Shales grises en grandes paquetes
- El nivel superior de areniscas gruesas.

Esta unidad muestra un cambio lateral de facies en el sentido E-W, y disminución de espesor hacia el W.

Su contacto inferior con la Formación Lisama es discordante, mientras que el contacto superior es concordante con la Formación Esmeraldas (Morales 1956 en Saavedra et al 2006).

5.4.3 Formación Esmeraldas (Eoceno medio-superior). La Formación Esmeraldas está constituida por areniscas compactas con estratificación fina a laminada, micáceas de grano fino, con tonalidades de gris a verde intercala con shales de color café, rojo y purpura (Morales 1956 en Saavedra et al 2006).

Esta unidad consiste de intervalos espesos de arcillolita gris o lodolitas gris oscuras que embeben cuerpos lenticulares aislados de areniscas con poca continuidad lateral (Gómez y Morales 2008).

Su contacto superior es discordante y esta demarcado por el cambio al terminar la secuencia arenosa de la Formación Mugrosa (Olsson y Pilsburg, 1935 en Saavedra et al 2006).

5.4.4 Formación Mugrosa (Oligoceno). La Formación Mugrosa está compuesta por areniscas de grano fino, arcillosa, la porosidad promedio de esta Formación está entre el 15 al 20%, además de esto se estableció que la Formación Mugrosa (Gómez y Morales 2008), constituye el principal nivel almacenador en el Campo Lisama.

En la nomenclatura de Ecopetrol, se considera a la Formación Mugrosa subdividida en Zona B y Zona C para efectos operacionales (Valderrama R. Pérez V.1977 en Saavedra et al 2006). La Formación Mugrosa C está compuesta de areniscas gris verdosa y gris clara, de grano fino a grano medio, feldespática, ocasionalmente calcárea, con estratificación cruzada y geometría lenticular; alternando con arcillolitas gris clara y pardo amarillas, abigarradas. La Formación Mugrosa B comprende una alternancia de areniscas de color gris verdosa, de grano fino a grano medio, con matriz arcillosa, selección regular, carbonosa y arcillolitas ligeramente arenosas, de color pardo amarillo, con espesores que varían entre 1600 y 2700 pies (Gómez y Morales 2008).

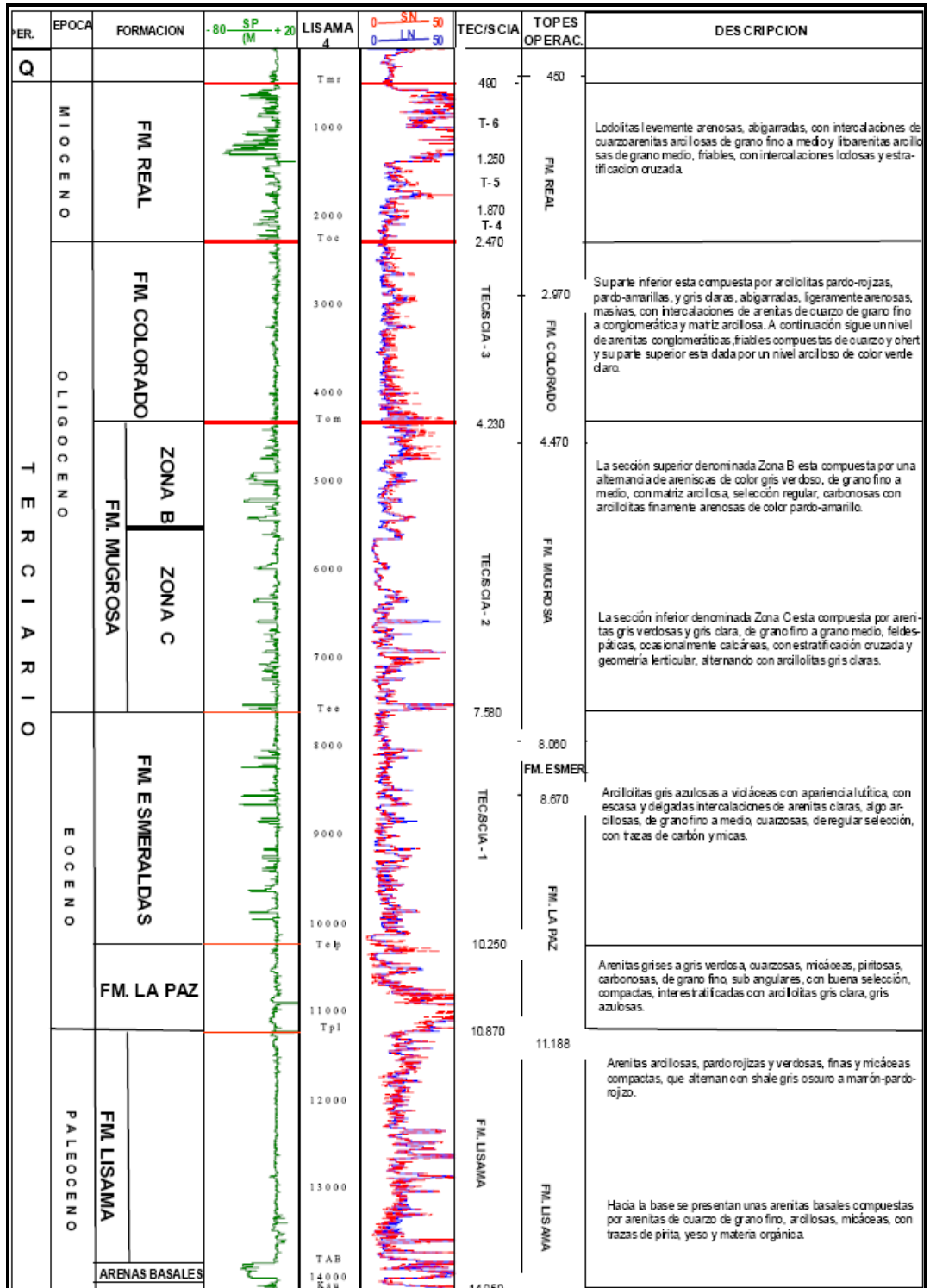
5.4.5 Formación Colorado (Mioceno inferior a medio). La Formación Colorado consiste en su parte inferior de arcillolitas pardo rojizas, pardo amarillo y gris clara, abigarrada, ligeramente arenosa, masiva, con intercalaciones de areniscas cuarzosas de grano fino a conglomeráticas y matriz arcillosa. Seguido de un nivel superior de areniscas conglomeráticas, friables, compuestas de cuarzo y una alta proporción de chert amarillo y negro con una matriz arcillosa. Presenta un espesor de 700 hasta 3000 pies (Gómez y Morales 2008).

5.4.6 Grupo Real (Mioceno – Plioceno). Esta unidad corresponde a lodolitas levemente arenosas abigarradas con intercalaciones de cuarzoarenitas arcillosas de grano fino a medio y litoarenitas arcillosas de grano medio, friables con intercalaciones lodosas.

Comprende las formaciones Real inferior, Real medio y Real superior. La Formación Real Inferior suprayace discordantemente a la Formación Colorado y los contactos entre las Formaciones Real medio y Real superior son inconformidades. (Saavedra et al 2006).El espesor de esta unidad varía entre 1600 pies hasta 4900 pies (Gómez y Morales 2008).

En la Figura 16 se muestra la columna estratigráfica generalizada para el Campo Lisama.

Figura 16. Columna Estratigráfica generalizada del Campo Lisama.



Fuente. Tomado de: Saavedra et al 2006

6. METODOLOGIA

En este capítulo se describe como fue realizado el experimento el cual comprende: El procedimiento experimental, y la descripción de los materiales y equipos utilizados.

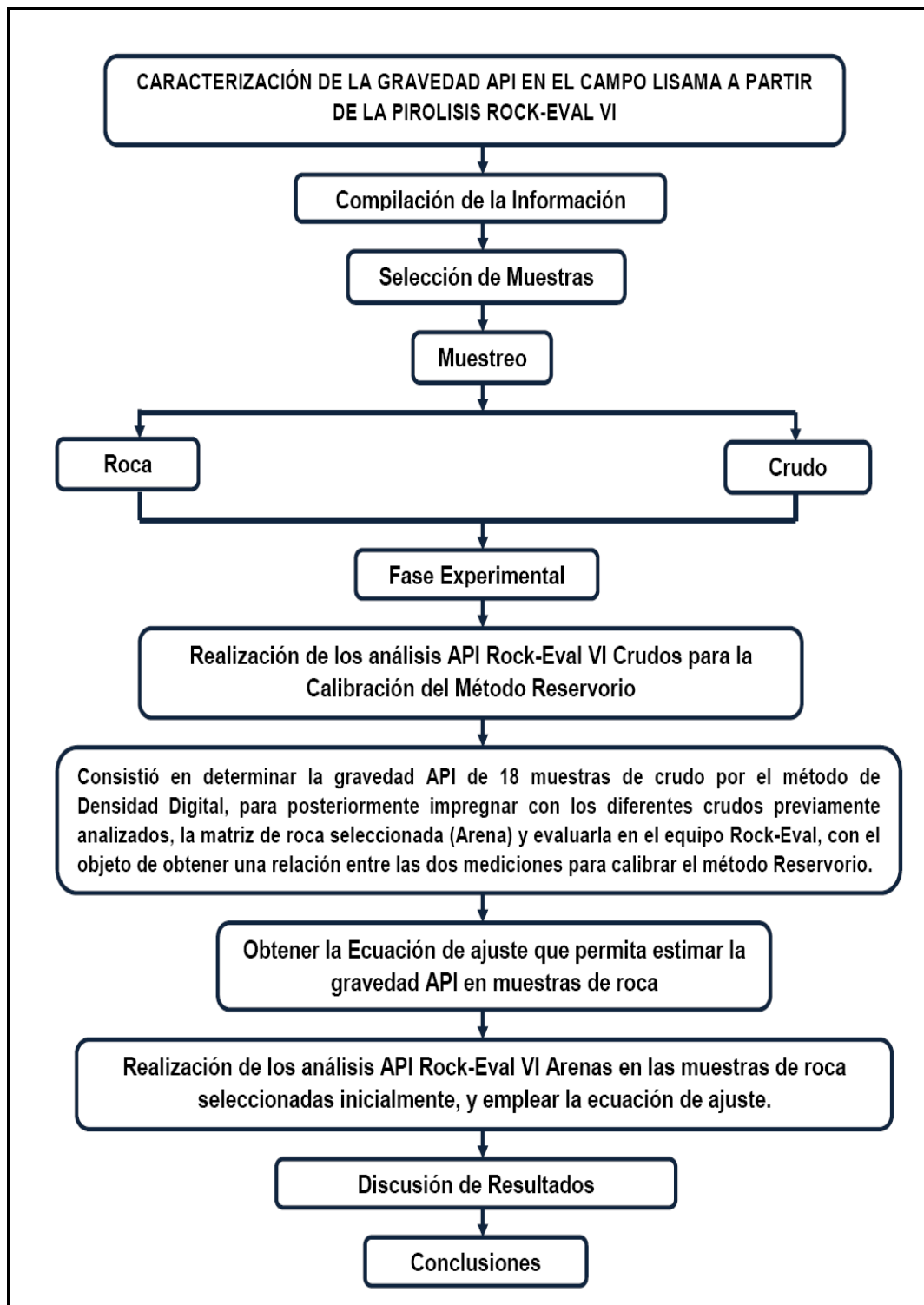
6.1 PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

El procedimiento para la estimación de la gravedad API en muestras de roca a través de la Pirolisis Rock-Eval VI se presenta en la Figura 17 y consistió en las siguientes etapas de trabajo:

6.1.1 Compilación de la Información. Durante esta etapa, se llevo a cabo el estado del arte acerca de los métodos de pirolisis modificados, así como los principios, aplicaciones, y operación del equipo Rock-Eval VI, con especial énfasis en el programa de temperatura controlada empleado por el método Reservorio, a partir de textos, publicaciones y otros medios con los cuales se estableció la metodología a seguir durante la realización de este proyecto:

- Búsqueda y Revisión de trabajos anteriores. (Estado del arte)
- Clasificación de la información existente como datos de producción, pruebas hechas en el Campo Lisama, intervalos corazonados, testigos o rípios de perforación tomados.
- Recopilación de datos geoquímicos en el Campo Lisama, con el fin de observar las variaciones y tendencias de la gravedad API y familias de crudos.
- Documentación de la técnica Rock-Eval VI. Manejo y operación del equipo empleado en el desarrollo del trabajo.

Figura 17. Procedimiento Experimental



Fuente. La Autora

6.1.2 Selección de Muestras. Finalizada la etapa anterior se llevó a cabo la selección de los pozos a estudiar con base en diversos criterios como:

- Localización en el campo
- Historia de producción
- Tipo de roca
- Lodo empleado en la perforación
- Disponibilidad de muestras de roca con su crudo asociado.

De acuerdo a estos requerimientos, los pozos seleccionados fueron: *Lisama-146* y *Lisama-167*.

6.1.3 Muestreo. A continuación se describe el proceso de muestreo (rocas y crudo) con base en las consideraciones enunciadas anteriormente:

6.1.3.1 Muestras de Crudo. Se tomaron 6 muestras de crudo del Campo Lisama directamente de los pozos: Lisama-146, Lisama-167, Lisama-93, Lisama-160, Lisama-158 y Lisama-159. Todas las muestras de crudo fueron tomadas en cabeza de pozo.

Además de las muestras anteriores colectadas en campo, se seleccionaron 12 muestras más de la base de datos de crudos del laboratorio de geoquímica, para representar casos extremos e intermedios de tipos de crudos existentes en diferentes campos petrolíferos de la Cuenca Valle Medio del Magdalena, para realizar una buena evaluación del método Reservorio.

6.1.3.2 Muestras de Roca. Se colectaron 167 muestras de roca, 48 de Corazón y 119 de zanja húmeda correspondientes a los Pozos Lisama-146 y Lisama-167 respectivamente.

Pozo Lisama -146.

El pozo Lisama -146 fue perforado durante el 1988, y está localizado de acuerdo a las siguientes coordenadas:

Norte 1.279.505,55 m Este 1.058.549,49 m

El muestreo se hizo en la Litoteca Nacional (Figura 18) y cada muestra fue tomada a un intervalo de 10 pies teniendo en cuenta las manifestaciones de crudo o “Shows” de la formación productora.

Pozo Lisama -167

El pozo Lisama -167 fue perforado durante el 2009, y está localizado de acuerdo a las siguientes coordenadas:

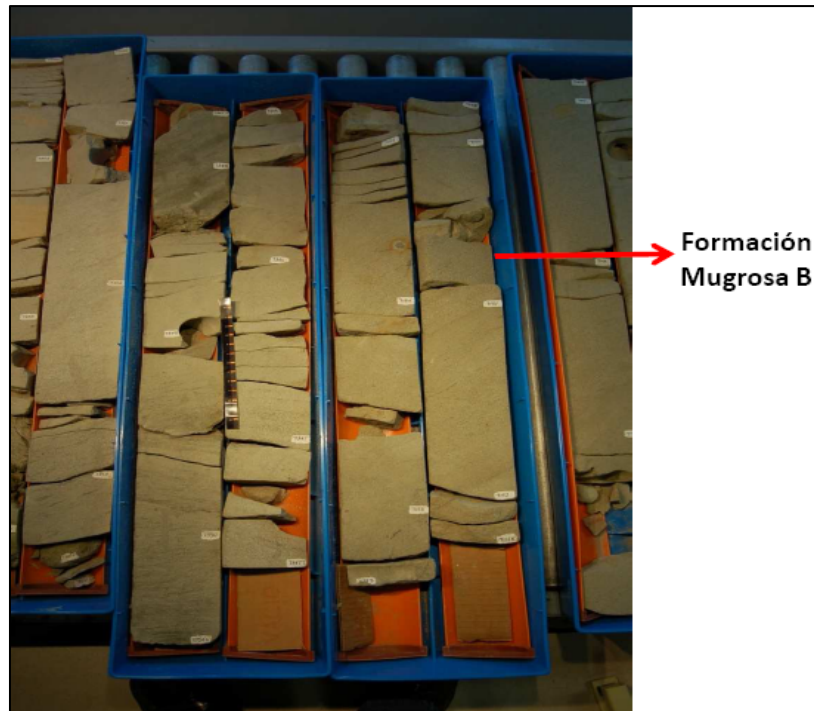
Norte 1.281.256,33 m Este 1.058.805,96 m

Las muestras de zanja húmeda fueron tomadas en el sitio del pozo, directamente de las “*shakers*”, o zarandas (Figura 19), estas reciben la muestra de roca triturada (ripios) mezclada con el fluido de perforación (lodo base agua).

Las muestras se tomaron cada 10 pies teniendo en cuenta las manifestaciones de crudo o “Shows” de la formación productora.

El muestreo se hizo en pozo de 2040 pies hasta los 6040 pies, a partir de los 6050 pies el muestreo se hizo en la Litoteca Nacional hasta los 7300 pies.

Figura 18. Muestreo del pozo Lisama-146 realizado en la litoteca nacional.



Fuente. La Autora

Figura 19. Ubicación del sitio de muestreo del pozo Lisama-167



Fuente. La Autora

6.1.4 Fase Experimental. Esta etapa se llevo a cabo en las instalaciones del Laboratorio de Geoquímica del ICP de acuerdo a la ruta analítica descrita a continuación:

6.1.4.1 Análisis en Crudos. En esta sección se describirán brevemente los procedimientos y análisis empleados con las muestras de crudo, para la calibración del método Reservorio en el equipo Rock-Eval Turbo del Instituto Colombiano del Petróleo.

Cromatografía Whole oil, Gravedad API, y Extracción en arenas impregnadas. Los análisis que se realizaron fueron:

- Cromatografía de crudo completo (Whole oil) (GC/FID) por cromatografía de gases
- Determinación de la gravedad API por los métodos de Densidad Digital D 5002, Gravedad API – Hidrómetro D
- Extracción en arenas impregnadas por el método de extracción Diclorometano.

A continuación se describirán brevemente cada una de estas técnicas:

Cromatografía Whole oil. Técnica analítica diseñada para separar compuestos de una muestra de hidrocarburos. Una fase móvil (gas inerte) pasa a través de una columna cAPillar (<1mm) que contiene una fase estacionaria (líquido de alto peso molecular). La muestra de crudo en solución es inyectada y vaporizada antes de pasar por la columna. Fluyendo junto con la fase móvil dentro de la columna, los componentes individuales de la muestra se mueven a través de la columna a diferentes velocidades dependiendo de su peso y estructura molecular. Los diversos compuestos salen de la columna a diferentes tiempos en función de su mayor o menor retención en la fase estacionaria, y son medidos por un detector (FID o TCD). La respuesta del detector es representada en una gráfica llamada

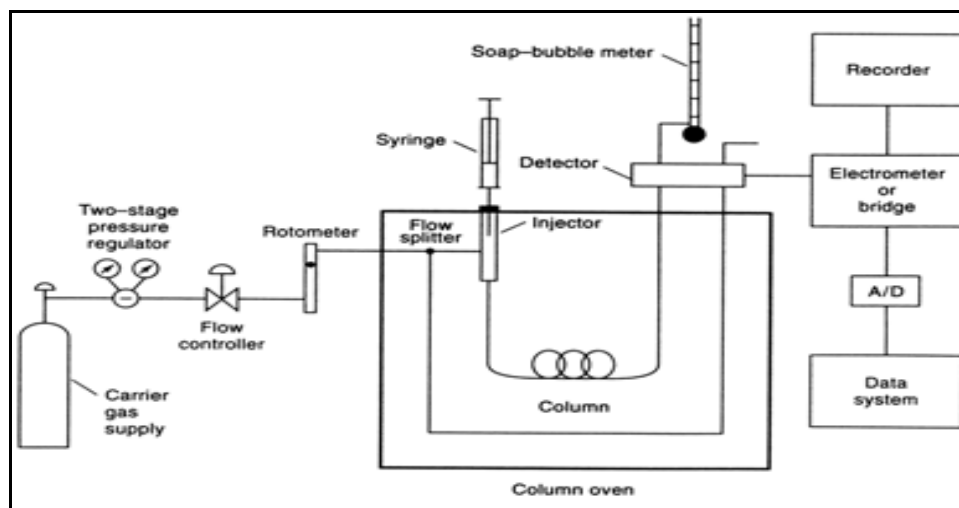
cromatograma o *fingerprint*, donde cada compuesto corresponde a un pico cuya área es proporcional a su concentración en la muestra (Mora y Parra, 2004).

Los componentes básicos de un sistema cromatográfico completo incluyen:

- Fuentes de gases con válvulas de control.
- Inyector.
- Columna analítica y horno.
- Detector.
- Sistema de colección de datos compuesto por el integrador, un PC y el software para adquisición de datos.

En la Figura 20 se muestra el esquema de los componentes básicos de un sistema cromatográfico completo.

Figura 20. Componentes básicos de un sistema cromatográfico.

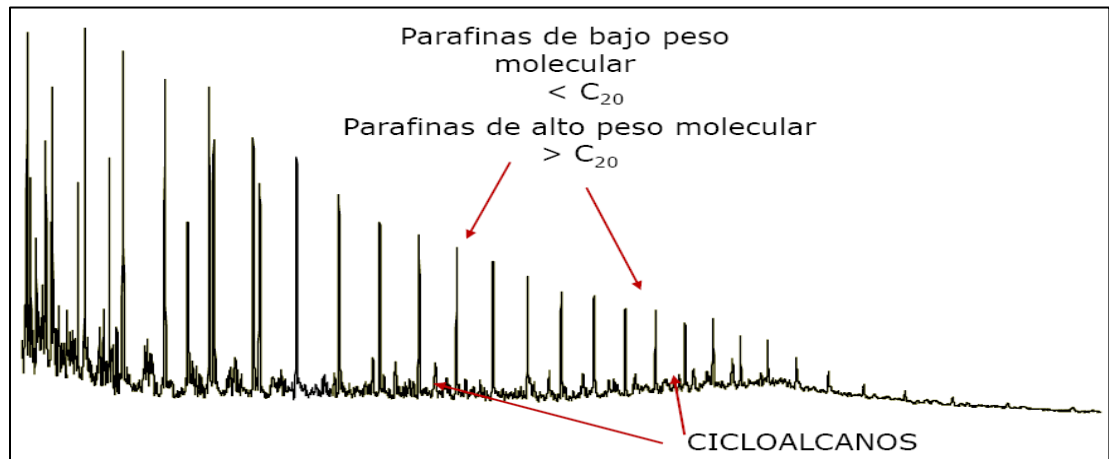


Fuente. http://www.qi.fcen.uba.ar/materias/ai/clase3_2007.pdf

La técnica permite la separación e identificación de los compuestos más abundantes en el crudo, parafinas (lineales y ramificadas) y aromáticos. Generalmente los cromatogramas de crudos preservados presentan picos predominantes representando las cadenas lineales, mientras que los picos

menores representan las cadenas ramificadas, cíclicas y compuestos aromáticos (Boni et al., 2007), como se muestra en la Figura 21

Figura 21. Cromatograma gaseoso whole oil de un crudo preservado



Fuente. Orejuela (2008):

Gravedad API por Densidad Digital (ASTM 5002). Este método se emplea para determinar gravedad API del crudo y sus derivados, de acuerdo a la norma ASTM 5002.

Los densímetros digitales miden la densidad, la gravedad específica y otros valores relacionados (gravedad API) con una gran precisión y en un tiempo muy breve. Una parte muy pequeña de la muestra de crudo (generalmente menos de 1ml), es introducida en un Analizador Digital con una jeringa adecuada, a una temperatura controlada. Un tubo de vidrio vacío vibra a una determinada frecuencia. Esta frecuencia cambiará al llenar el tubo con la muestra: cuanto mayor sea la masa de la muestra, menor será la frecuencia. Esta frecuencia se mide y se convierte a densidad.

Gravedad API por Hidrómetro (ASTM 287). Este método se emplea para determinar gravedad API del crudo y sus derivados, de acuerdo a la norma ASTM

287. Este método se basa en el principio que la profundidad de inmersión de un cuerpo en un líquido varía directamente con la densidad de dicho líquido. El cuerpo flotante, el cual está graduado en unidades de gravedad API, se denomina hidrómetro API.

La gravedad API se lee observando la libre flotación del hidrómetro y registrando la graduación más cercana a la intersección aparente de la superficie horizontal del líquido con la escala vertical del hidrómetro, luego que la temperatura deseada ha sido alcanzada.

Extracción en arenas impregnadas por el método extracción Diclorometano.

Consiste en determinar el contenido de bitumen presente en una muestra de arena impregnada mediante la extracción de la fase orgánica o aceitosa soluble en Diclorometano.

Este método toma la muestra de arena, acondicionada y la homogeniza con tierra diatomea en relación 1:2. Esta mezcla es introducida en una celda la cual es colocada en el equipo Ase 350 (Dionex) para la extracción. Después de obtener la fracción del crudo, esta se lleva al equipo Turbo Vap (Caliper), el cual concentra el extracto.

API Rock - Eval VI Crudos. Calibración “Método Reservorio”. Según la ISO (international standard office), la calibración se define como el conjunto de operaciones que permiten establecer, en determinadas condiciones experimentales, la relación existente entre los valores indicados por el equipo, con los valores obtenidos en la medida de un valor conocido.

Ante la necesidad de calibrar un equipo de inspección, medida, o ensayo, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se prepara una serie de muestras (9 ó 10) con concentraciones conocidas de analito.
- Se miden en el instrumento en iguales condiciones
- Seguidamente se analizan las muestras problema.

- A partir de la señal obtenida para cada patrón de concentración conocida, se construye la gráfica de calibración.
- A partir de dicha grafica se obtiene la concentración de analito en las muestras problema por interpolación.

Metodología para la Calibración del Método Reservorio. El equipo Rock-Eval no está adaptado para trabajar con líquidos, por esta razón se utilizó una matriz de roca “arena” que fue seleccionada previamente y empleada como unidad experimental (soporte) en la impregnación con diversos crudos conocidos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena de gravedades API diferentes.

Esta arena antes de ser tratada como medio de impregnación tuvo que ser lavada con solvente (Diclorometano) y calcinada en la mufla a 500°C por 10 minutos para garantizar la limpieza y descontaminación de la matriz de roca (0% de contenido de materia orgánica).

A continuación se describe el procedimiento en la preparación de muestra:

- En un vidrio de reloj previamente tarado se pesó aproximadamente 120 mg de arena.
- A esta cantidad se le agregó 10 mg aproximadamente de muestra de crudo conocido y homogenizado tomado previamente con una pipeta Pasteur.
- Se mezclaron la muestra de matriz de roca con el crudo conocido hasta la homogenización, como se muestra en la Figura 22.
- En un crisol previamente tarado se pesó 65.0 ± 0.1 mg de la mezcla homogenizada (crudo mas matriz de roca) para ser llevada al equipo Rock Eval.
- Las muestras se analizan por duplicado para garantizar la repetibilidad de las mediciones

A partir de los resultados de las pruebas API Rock-Eval VI crudos, logrados con el equipo, y las mediciones de gravedad API realizadas por Densidad Digital se obtiene una correlación entre las dos técnicas, para encontrar así la ecuación de ajuste apropiada para la estimación de la gravedad API.

Figura 22. Mezcla empleada en la calibración del método reservorio.



Fuente. La Autora

6.1.4.2 Evaluación de las muestras de roca. En esta sección se describirán los procedimientos en la preparación de muestras de roca, antes de ser analizadas por el equipo Rock-Eval.

API Rock-Eval VI Arenas. Este procedimiento API Rock-Eval Arenas esta basado en la estimación de la gravedad API a partir de muestras de roca, las cuales son analizadas en el equipo Rock-Eval VI. Las muestras de este estudio corresponden a la zona productora de los pozos Lisama-167 y Lisama-146 en el Campo Lisama. Antes de correr las muestras en el equipo, estas deben ser preparadas y adecuadas para el respectivo análisis.

Metodología en la preparación de muestra de Corazón del Pozo Lisama-146.

El Pozo Lisama-146 fue perforado con lodo base agua (WBM). Para la preparación de cada muestra se tuvo en cuenta el Procedimiento Técnico (PTE) para muestras de corazón del Laboratorio de Geoquímica del ICP:

- Remover los óxidos con bisturí y pasar a un recipiente plástico. La cantidad utilizada por muestra fue de aproximadamente 40 gramos
- Secar la muestra a 40°C por 9 horas
- Dividir la muestra en dos fracciones: Mása mayor a 1 gramo guardar herméticamente y guardar un testigo.
- Pulverizar la muestra e introducirla en una bolsa herméticamente.

El resultado en la preparación de muestras para el pozo Lisama-146 fue un total de 48 muestras de corazón, que fueron analizadas en el equipo Rock-Eval VI.

Metodología en la preparación de muestra para Ripios de Zanja Húmeda del

Pozo Lisama-167. El Pozo Lisama-167 fue perforado con lodo base agua (WBM). Para la preparación de cada muestra se tuvo en cuenta el Procedimiento Técnico (PTE) para muestras de zanja húmeda del Laboratorio de Geoquímica del ICP:

- La muestra de zanja húmeda se introduce en un recipiente plástico previamente marcado e identificado con la profundidad correspondiente. La cantidad utilizada por muestra fue de aproximadamente 40 gramos. (Figura 23)

Figura 23. Preparación de las muestras de Ripios



Fuente. La Autora

- Lavar la muestra con agua potable para remover el lodo.
- Observar las paredes del recipiente para verificar que la muestra no presente contaminación con lodo base agua.
- Agitar con una varilla de vidrio o espátula para remover el lodo, desechar el agua con lodo y utilizar un tamiz malla 120.
- Repetir los dos pasos anteriores hasta retirar el lodo en su totalidad.
- Secar la muestra en el horno a 40°C por 9 horas.
- Homogenizar la muestra con un imán para remover las limaduras de hierro
- Introducir la muestra en bolsa herméticamente.
- Verificar que no se presenten contaminantes como: lodo, cascarilla de coco, fragmentos leñosos, etc. (Figura 24).

Todas las muestras fueron lavadas, solo algunas muestras se prepararon sin remover el lodo de perforación, con el fin de analizar y comparar los resultados de una muestra lavada con una muestra sin lavar. El procedimiento fue el siguiente:

- Se introdujo la muestra en un recipiente plástico, previamente marcado e identificado con la profundidad correspondiente.
- Secar la muestra en el horno a 40°C por 9 horas.
- Pulverizar la muestra e introducirla en una bolsa herméticamente.

El resultado en la preparación de muestras para el pozo Lisama-167 fue un total de 119 muestras todas lavadas. Posteriormente fueron analizadas en el equipo Rock-Eval VI.

Figura 24. Resultado de la muestra de zanja húmeda lavada para el intervalo de profundidad 6620-6630 (Formación Esmeralda).



Fuente. La Autora

6.1.5 Discusión de resultados. Con base a los resultados obtenidos en las etapas anteriores se procedió a describir la interpretación de los resultados.

6.1.6 Conclusiones. Se procedió a realizar las conclusiones pertinentes al trabajo realizado.

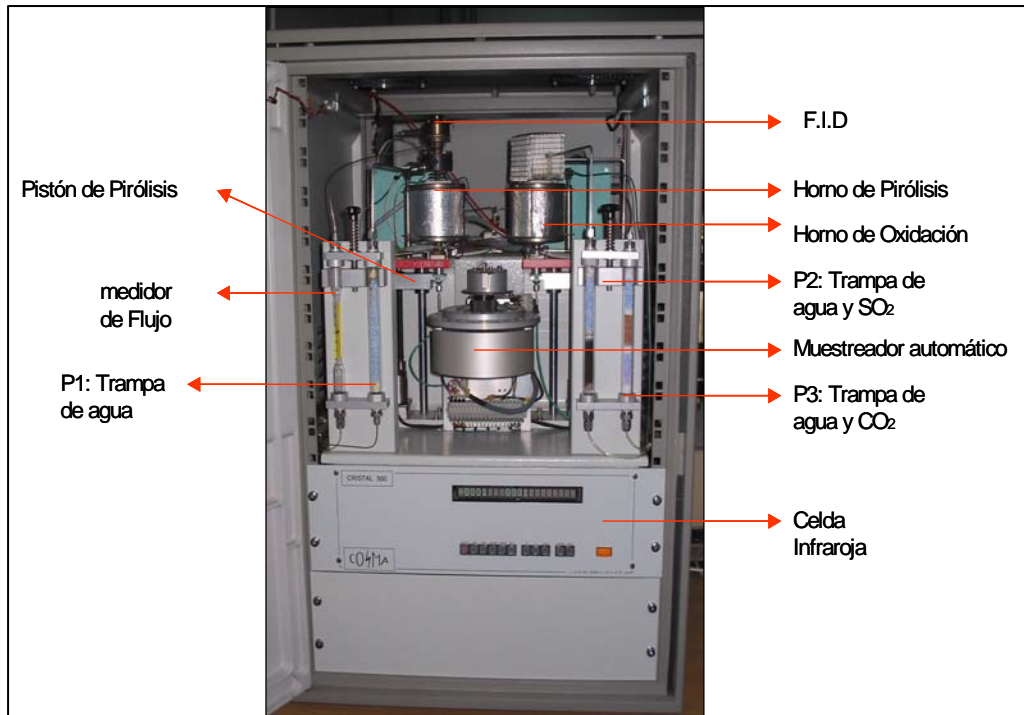
6.2 MATERIALES Y EQUIPOS

Para la estimación de la gravedad API se empleó una técnica innovadora conocida como pirolisis Rock-Eval “Método Reservorio”. Esta nueva herramienta fue desarrollada recientemente por el Instituto Francés del Petróleo (Trabelsi y Espitalie, 1994) y permite a través de los detectores FID (detector de ionización en llama) e IR (celda infrarroja) cuantificar y caracterizar las fracciones de hidrocarburos presentes en una muestra de roca.

Para realizar las mediciones en el equipo Rock-Eval es necesario tener los insumos e instrumentos precisos que permiten el buen funcionamiento del aparato. A continuación se explicarán cada una de estas partes fundamentales para su operación:

6.2.1 Equipo Rock-Eval VI Turbo. El equipo consta fundamentalmente de: (1) fuentes de gases y líneas de arrastre manejadas por controladores de flujo másico, (2) horno, (3) detector y (4) sistema de colección de datos, el cual consta de un PC y el software para adquisición de datos “*Rock six 21*” que permite ver en tiempo real las mediciones de los distintos parámetros a partir de curvas y Pirogramas. En la Figura 25 se muestra la configuración interna del equipo Rock-Eval VI Turbo (Blanco y Orejuela, 2004).

Figura 25. Configuración interna del equipo Rock-Eval VI Turbo



Fuente. Blanco y Orejuela (2004)

6.2.1.1 Procedimiento para el análisis de muestras por el Método Reservorio.

La muestra de roca pulverizada es pesada e introducida en pequeños crisoles metálicos, los cuales son colocados en el carrusel del equipo, de donde es llevada inicialmente al horno de pirólisis (Blanco y Orejuela, 2004). A continuación se describirá las etapas de calentamiento en este horno:

1 Calentamiento de la muestra de roca bajo un flujo de gas inerte (N₂) a 180 ° C durante 10 minutos. En esta etapa se forma la magnitud o pico S_{1r} , el cual representa la termovaporización de los hidrocarburos más livianos (C₁ - C₁₅)

2 Esta etapa está dividida en dos sub-etapas las cuales consisten en un calentamiento programado de la temperatura desde 180°C hasta 650°C a 25°C/min resultante en:

2 a) La termovaporización de Hidrocarburos libres ($C_{15} - C_{40}$) registrados con la señal o pico S_{2a} . La temperatura de la muestra en esta etapa va de 180°C hasta 350°C aproximadamente, según un gradiente de temperatura comprendido entre 1 y $12^{\circ}\text{C/ minuto}$.

2 b) El craqueo de la fracción más pesada ($>C_{40}$) restante particularmente los compuestos NSO registrados con la señal o pico S_{2b} . La temperatura de la muestra en esta etapa va de aproximadamente 350°C hasta 650°C .

Los gases generados en las etapas 1 y 2, son arrastrados por una corriente de nitrógeno hasta el splitter donde la muestra es dividida por la acción de una bomba de succión y un controlador de flujo másico. Una parte de la muestra es conducida a la celda infrarroja donde son detectados el CO y CO_2 generados durante el calentamiento, mientras que la otra parte de la muestra vaporizada es conducida a un detector de ionización en llama (FID), que detecta los hidrocarburos producidos (Blanco y Orejuela, 2004).

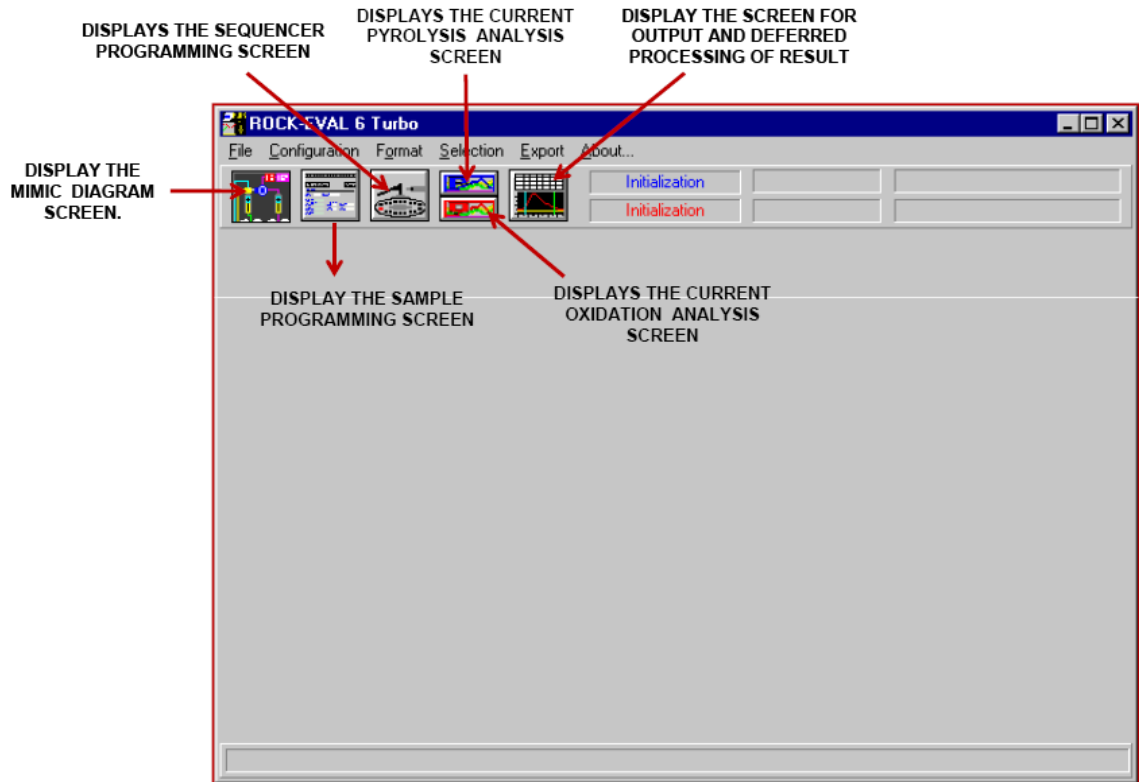
La señal generada por los detectores es modificada por el software "*Rock Six 21*", el cual reproduce los picos S_{1r} , S_{2a} y S_{2b} monitoreados por el FID

El horno de oxidación retoma la muestra residual, del horno de pirolisis calentándola hasta 850°C aproximadamente. A esta temperatura se pueden quemar los residuos de dicha muestra y establecer un cuarto valor o magnitud RC (Carbono Residual) representativa de la cantidad de carbono orgánico residual después de la pirolisis (Trabelsi y Espitalie 1994).

Estos gases producidos son llevados hasta la celda infrarroja (IR) donde se detecta la señal CO y CO_2 presente en la muestra, la cual finalmente es manipulada por el software "*Rock Six 21*" generando el pico S_4 . (Ver sección 5.5)

En la Figura 26 se presenta la ventana principal del software utilizado por el equipo.

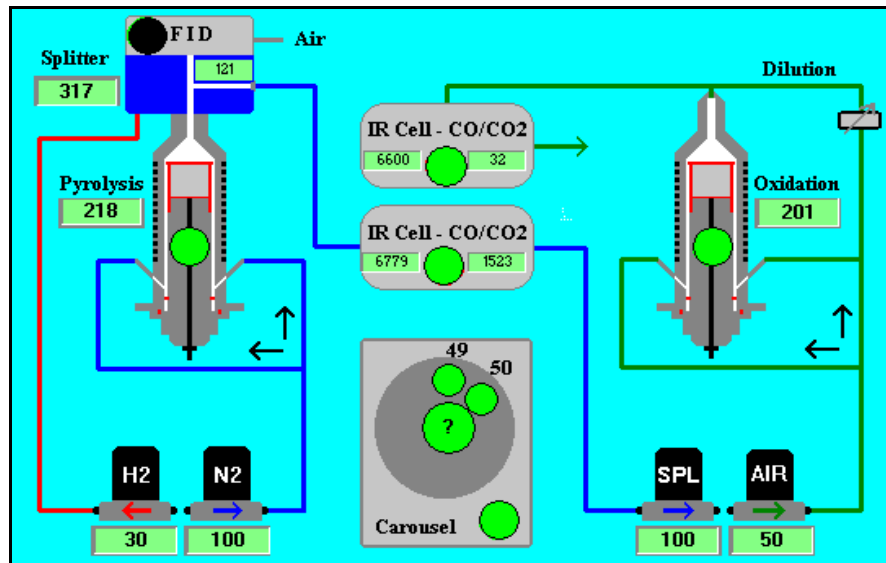
Figura 26. Ventana Principal del Software



Fuente. Operator Manual Rock-Eval 6 Turbo. Vinci Technologies (2003)

Antes de iniciar la corrida de los análisis es muy importante verificar los flujos de los gases de arrastre (Nitrógeno (29 PSI), Hidrógeno (29 PSI)). En la Figura 27 se muestra la ventana "Display the mimic diagram screen", cuando se presentan inconvenientes con las líneas de gases las casillas de color verde cambian a color rojo.

Figura 27. Diagrama Mimic (Display the mimic diagram screen)



Fuente. Operator Manual Rock-Eval 6 Turbo. Vinci Technologies 2003

6.2.1.2 Operación del Software empleado por el equipo: “Rock Six”

- Entrar al programa “Rock Six”
- En la ventana de la Figura No. 28, “Display the sample programming Screen” se seleccionan las opciones:

Modo: Analysis

Method: Reservoir

Cycle Name: Basic

- Luego de tarar previamente los crisoles en la balanza analítica se pesa, 65.0 ± 0.1 mg de muestra.
- Para controlar el buen funcionamiento del equipo y la veracidad de los datos se corren 5 muestras seguido de una repetición, un blanco y un estándar, para llevar un control analítico.

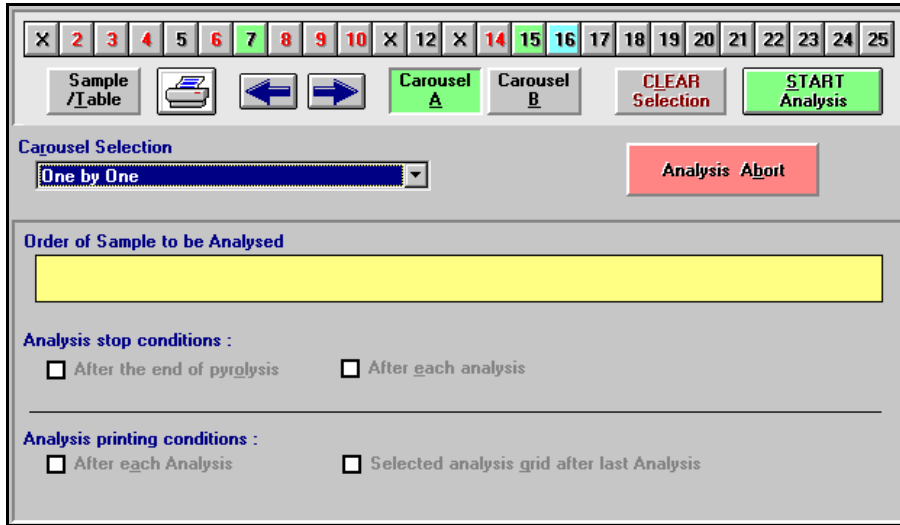
- La información de cada muestra: nombre, fecha, pozo, profundidad, etc., se introduce en la ventana “*Display the sample programming Screen*” de la Figura 28
- Luego de registrar la información y validar cada muestra, en la ventana de la Figura 29 “*Displays the sequencer programming screen*” se inicia el análisis en cual dura aproximadamente 1 hora por muestra.

Figura 28. Ventana de Programación (*Display the sample programming Screen*)

Fuente. Operator Manual Rock-Eval 6 Turbo. Vinci Technologies (2003)

- Para mirar los resultados, en la ventana “*Display the screen for output and deferred processing of result*” de la Figura 30, se verifica la información de las muestras, repeticiones, estándares y blancos.

Figura 29. Ventana de Secuencia (Displays the sequencer programming screen)



Fuente. Operator Manual Rock-Eval 6 Turbo. Vinci Technologies 2003

Figura 30. Ventana de Resultados (Display the screen for output and deferred processing of result)

The screenshot shows the 'ROCK-EVAL 6 Standard' results window. It features a menu bar (File, Configuration, Format, Selection, Export, About...), a toolbar with various icons, and a status bar at the bottom with 'Bulk Rock' and 'Reservoir' buttons. The main area displays a table of results for a file named 'C:\DEFAULT\14012009S\01STAND01.R00'. The table has 9 columns: Job, Analysis, OIL, TPIr, NSOKERO %, Estimated API index, S1r(mg/g), S2a(mg/g), and S2b(mg). The data rows are as follows:

Job	Analysis	OIL	TPIr	NSOKERO %	Estimated API index	S1r(mg/g)	S2a(mg/g)	S2b(mg)
15012009s	200322.t00	57.45	0.87	14.18	34	31.13	26.32	8.6
15012009s	200322r.t00	54.7	0.87	14.4	34	29.53	25.17	8.53
15012009s	200320.t00	67.84	0.82	19.49	30	32	35.84	15.2
15012009s	200320r.t00	64.29	0.83	18.42	31	30.41	33.88	12.96
15012009s	08bu26g.t00	45.27	0.63	40.47	19	19.78	25.49	26.88
15012009s	08bu26gr.t00	43.72	0.64	38.79	19	18.46	25.26	24.15
15012009s	arena.t00	0.1	0.62	62.96	8	0.05	0.05	0.06
20012009s	3085'8".t00	29.06	0.45	61.74	9	9.82	19.24	35.23
20012009s	3092'4".t00	32.76	0.47	59.89	10	12.35	20.41	37.03
20012009s	3103'2".t00	18.04	0.54	55.25	12	5.91	12.13	15.27
20012009s	3162'4".t00	27.08	0.49	60.61	9	8.76	18.32	28.11
20012009s	3085'8".r.t00	27.38	0.42	64.99	8	8.34	19.04	37.94
20012009s	3092'4".r.t00	32.28	0.47	59.5	10	11.85	20.43	36.53

Fuente. Laboratorio de Geoquímica (2009)

6.2.1.3 Procesamiento de la Información. Los datos arrojados por el equipo son introducidos en el software “*Rock Six*” el cual determina la gravedad API del crudo analizado.

Los parámetros son calculados por el equipo, Sin embargo se pueden deducir estos parámetros del método reservorio, a partir del calculo de los picos (S_{1r} , S_{2a} , y S_{2b}), descritos anteriormente. En la Tabla 2 se resumen los principales parámetros para la estimación de la gravedad API obtenidos con el método reservorio.

Gravedad API

La gravedad API, es un valor estimado y se calcula a partir de las magnitudes S_{1r} , S_{2a} , y S_{2b} . Conocer este parámetro es de gran importancia, ya que es posible determinar la movilidad de los hidrocarburos en el reservorio, lo que permite verificar con certeza los niveles donde la producción será efectiva, durante la perforación de nuevos pozos productores. (Trabelsi y Espitalie 1994)

Oil

En este parámetro se mide la cantidad de hidrocarburos libres que pueden producirse en la roca a partir de los picos S_{1r} y S_{2a} .

NSO

NSO también llamado “Q”, es el parámetro que representa el contenido de resinas y asfáltenos. A partir de esta cantidad podemos atribuir la importancia de los depósitos de Tar Mats en el reservorio.

- RCr: Carbón Residual
- 0.09: Es la proporción de carbono del hidrocarburo original del cual se origina el coque.

Tabla 2. Parámetros obtenidos en el método reservorio.

PARAMETROS	FORMULA
API	$D = S_{1r} / (S_{1r} + S_{2a} + S_{2b})$
OIL (mg/g)	$S_{1r} + S_{2a}$
NSO (Q)	$S_{2b} + (RCr/0.09)$
Índice de Producción Total	$PI = S_{1r} + S_{2a} / S_{1r} + S_{2a} + S_{2b}$

Fuente. La Autora

Índice de Producción Total (IPT)

Es común que los desechos de Materia orgánica insoluble (Desechos Carbonosos en areniscas) o intercalaciones de roca Madre en el reservorio, puedan ser confundidos en la Pirolisis como presencia de “Tar”. En efecto los resultados del craqueo de la materia orgánica insoluble aparecen como señal o pico S_{2b} , con formación de coque.

Para diferenciar el kerógeno de los “Tar”, se utiliza el índice de producción (Tabla No. 2) ya que un valor bajo indica la presencia de Kerógeno, teniendo en cuenta que la señal S_{2b} , representa parte del kerógeno pirolizable y no tan solo las resinas y asfáltenos. En este caso, la cantidad Q o NSO calculada representará la cantidad de kerógeno.

Nota: la gravedad API estimada es favorable solo para cuando el índice de producción es mayor a 0.4.

6.2.2 Balanza analítica. Es el instrumento utilizado para realizar las mediciones. Esta debe calibrarse diariamente antes de iniciar una corrida en el equipo

6.2.3 Nitrógeno, hidrógeno, Aire comprimido. Son los gases de arrastre que utiliza el equipo para llevar la muestra vaporizada hacia los detectores FID (Detector de Ionización en Flama) e IR (Celda Infrarroja).

6.2.4 Patrón del Instituto Francés del Petróleo: IFP 160000. Es el estándar usado por los fabricantes del equipo para conocer el funcionamiento y estado en el que se encuentra el Rock-Eval. El estándar debe pesarse cada ocho muestras de acuerdo al procedimiento técnico ICP-PTE-158053 API Rock-Eval Arenas.

6.2.5 Drierita, dióxido de manganeso, fibra de vidrio, tamiz molecular, leucosorb. Son los insumos y reactivos usados en las trampas para evitar saturación por parte de los hornos de Pirolisis y Oxidación. Estas deben ser cambiadas frecuentemente de acuerdo al tipo de muestra que ha sido analizada.

6.2.6 Solventes (Diclorometano, Hexano). Son los solventes empleados en la limpieza y descontaminación de los crisoles.

6.2.7 Plancha de agitación magnética y barra magnética. Consiste de una pequeña barra magnética cubierta por una capa de plástico y una placa o plancha debajo de la cual se tiene un magneto rotatorio o una serie de electromagnetos dispuestos en forma circular a fin de crear un campo magnético rotatorio. Este sistema permite una mejor limpieza de los crisoles con el solvente.

El procedimiento en la limpieza de los crisoles es el siguiente: En un vaso de precipitado se introducen aproximadamente 6 crisoles, se agrega el Solvente hasta cubrirlos, y se le adiciona una barra magnética. Se dejan agitar sobre la plancha durante 5 minutos, y se repite el procedimiento de manera que el solvente retirado sea lo más claro y limpio posible.

6.2.8 Crisoles. Son los recipientes donde es depositada la muestra a examinar. Los crisoles nuevos tienen que ser oxidados antes de su primer uso ya sea por calentamiento a 600°C en la mufla o en el horno de oxidación del equipo. Los crisoles deben manejarse solo con pinzas y limpiarse después de cada análisis

con aire para posteriormente lavarse con solvente. Es recomendable sustituirlos al menos cada 20 análisis.

6.2.9 Cromatógrafo de Gases 6890N. Cromatógrafo de gases 6890N, de la marca *Separation System*, con detector FID y puerto de inyección programable (PTV). Este sistema emplea helio como gas de arrastre, nitrógeno como gas Make-up y aire e hidrógeno para generación de llama. Se emplea una columna apolar, 100 % polidimetilsiloxano de 30m, con un diámetro interno de 320 μ m y un flujo por la columna de 4mL/min. Para el procesamiento de datos se utiliza el software ChemStation. El equipo de la Figura 31 fue empleado para el análisis en las muestras de crudo.

Figura 31. Cromatógrafo de gases empleado para los análisis de crudos.

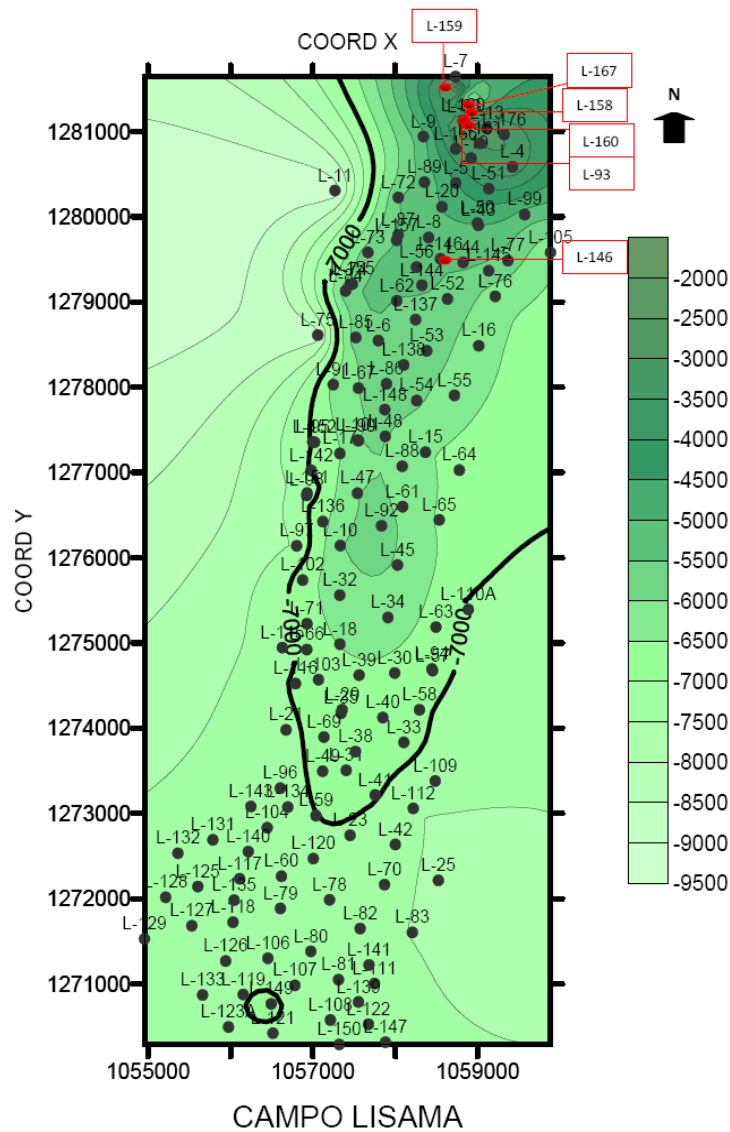


Fuente. Laboratorio de Geoquímica 2010.

7. MUESTREO Y PLAN DE ANALISIS

En la sección anterior se presentaron las muestras que de acuerdo a los criterios de selección fueron escogidas para los análisis en roca y crudos. En la Figura 32 se muestra el mapa con la localización de los pozos.

Figura 32. Localización y distribución de los pozos muestreados (roca y crudo) en el Campo Lisama.



Fuente. La Autora

7.1 MUESTRAS DE CRUDO

Se tomaron 6 muestras de crudo de aproximadamente 250 ml cada una, de los pozos localizados en la zona norte del campo Lisama, (Figura 32). Según datos de producción los crudos provienen de los diferentes niveles estratigráficos considerados reservorios en dicho campo. La distribución según la zona productora de donde provinieron los crudos se puede observar en la Tabla 3.

Tabla 3. Distribución de las muestras de crudo según la formación productora de la cual provienen. A: Formación Colorado, B-C: Formación Mugrosa, D: Formación Esmeraldas, L: Formación Lisama.

POZO	UNIDAD OPERACIONAL	FORMACION
LISAMA-146	B, C	• MUGROSA
LISAMA-93	A	• COLORADO
LISAMA-160	A,B,C	• COLORADO • MUGROSA
LISAMA-159	A,B	• COLORADO • MUGROSA
LISAMA-158	A,B,C,D,L	• COLORADO • MUGROSA • ESMERALDAS • LISAMA
LISAMA-167	D	• ESMERALDAS

Fuente. La Autora

7.2 MUESTRAS DE ROCA

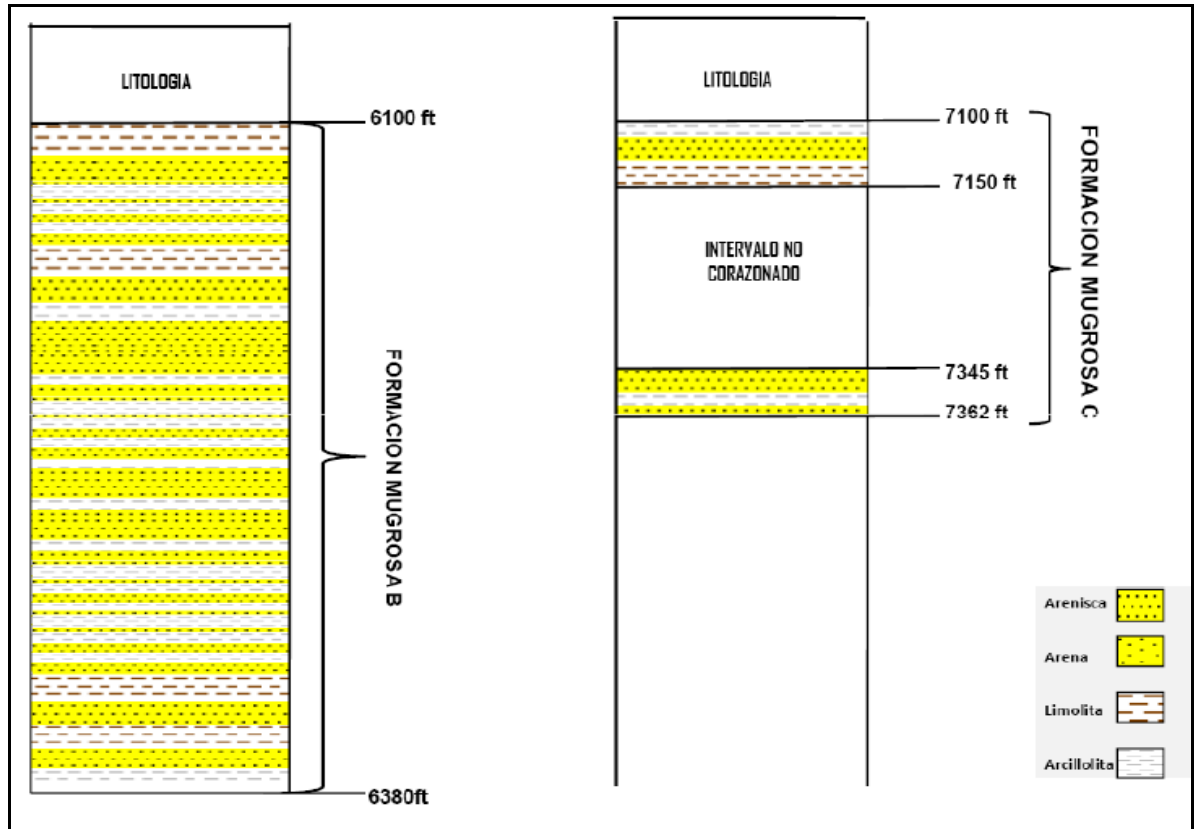
Los pozos seleccionados para este muestreo se encuentran localizados en la zona norte del campo (Figura 32)

7.2.1 Pozo Lisama - 146. Alrededor de 50 gramos de muestra de corazón fueron tomados cada 10 pies de la formación Mugrosa B y C del pozo Lisama-146 correspondientes a los niveles de producción.

Las muestras de la formación Mugrosa B fueron tomadas a partir de los 6100 pies hasta los 6380 pies, posteriormente se tomaron las muestras de la formación Mugrosa C desde los 7100 pies hasta los 7345 pies, solo teniendo en cuenta los lugares donde había muestra. En total se recogieron 49 muestras, las cuales fueron preparadas de acuerdo a la sección 7.1.4.2

En la Figura 33 se aprecian los intervalos de muestreo para la formación Mugrosa B y C. Puede notarse que gran parte de la formación Mugrosa C no fue muestreada, ya que se presentaron dos intervalos que no fueron corazonados: 6400 pies a 7100 pies, y 7150 pies a 7345 pies.

Figura 33. Intervalos de muestreo del pozo Lisama-146

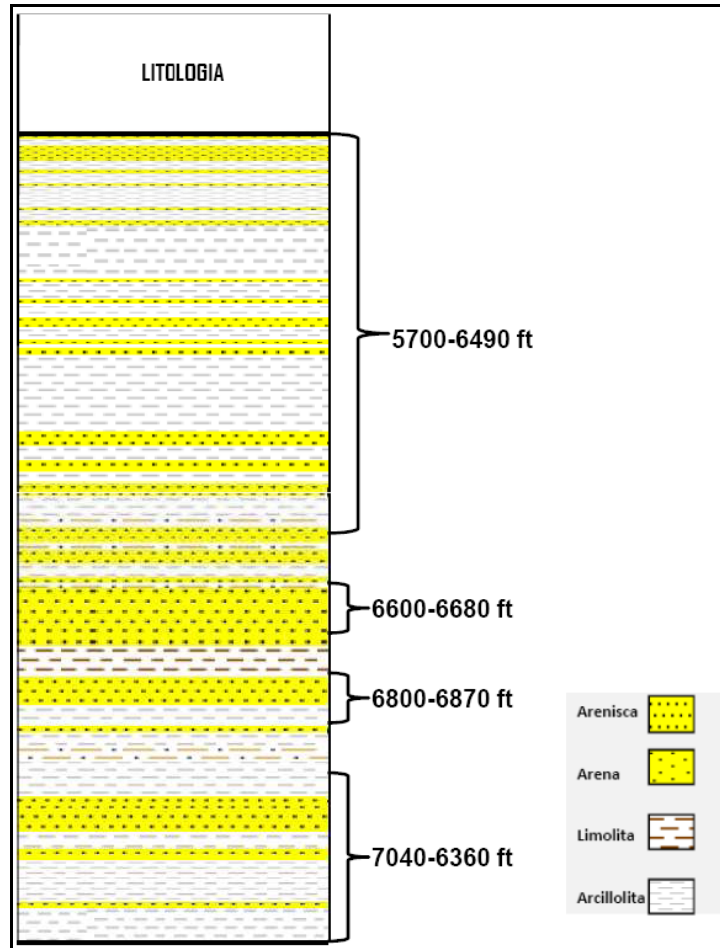


Fuente. La Autora

7.2.2 Pozo Lisama -167. Cerca de 50 gramos de muestra de zanja húmeda fueron tomadas cada 10 pies de las formaciones Mugrosa y Esmeraldas, del pozo Lisama-167.

Hasta la fecha solo se ha producido crudo de la formación Esmeraldas, debido a que el pozo es muy reciente. Por esta razón se trabajaron solo con las muestras de zanja húmeda de la Formación Esmeralda, de acuerdo a los criterios de selección vistos en la sección 7.1.2 (Selección de pozos). En la Figura 34 se observan los intervalos de muestreo para la formación Esmeraldas, que se encuentran entre 5700 pies (Tope de la formación Esmeraldas) hasta los 7360 pies.

Figura 34. Intervalos de muestreo del pozo Lisama-167



Fuente. La Autora

7.3 PLAN DE ANALISIS

Las plan de análisis consiste en las pruebas a realizar con las muestras de: crudos, corazón y de zanja húmeda.

7.3.1 Análisis de crudos. Los análisis en crudos se hicieron con el propósito de validar la reproducibilidad de las mediciones realizadas empleando el método de pirolisis modificada (Reservorio) en relación a los datos obtenidos usando otras técnicas analíticas comúnmente empleadas como lo son Densidad Digital (API

ASTM 5002) e Hidrómetro (API ASTM 287). En la Tabla No. 4 se resumen las pruebas efectuadas en los crudos.

La cromatografía Whole oil se hizo para una muestra de cabeza del pozo Lisama-146 y para un extracto de este mismo pozo a 6245 pies de profundidad, con el objeto de comparar los cromatogramas y su influencia en la pérdida de fracciones livianas como producto de alteraciones como la biodegradación.

Tabla 4. Pruebas realizadas en los crudos según la Formación productora de la cual provienen: A: Formación Colorado, B-C: Formación Mugrosa, D: Formación Esmeraldas, L: Formación Lisama.

POZO	UNIDAD OPERACIONAL	ANALISIS A REALIZAR
LISAMA-167	D	<ul style="list-style-type: none"> • API DD, API HIDROMETRO • API ROCK-EVAL VI CRUDOS
LISAMA-146	B,C	<ul style="list-style-type: none"> • API DD, API HIDROMETRO • CROMATOGRAFIA WHOLE OIL
LISAMA-95	B,C	<ul style="list-style-type: none"> • API DD • API ROCK-EVAL VI CRUDOS
LISAMA158	A,B,C,D,L	<ul style="list-style-type: none"> • API DD • API ROCK-EVAL VI CRUDOS
LISAMA-159	A,B	<ul style="list-style-type: none"> • API DD • API ROCK-EVAL VI CRUDOS
LISAMA-160	B	<ul style="list-style-type: none"> • API DD • API ROCK-EVAL VI CRUDOS
LISAMA-15	A,B	<ul style="list-style-type: none"> • API DD • API ROCK-EVAL VI CRUDOS
LISAMA-18	A	<ul style="list-style-type: none"> • API DD • API ROCK-EVAL VI CRUDOS
LISAMA-28	A	<ul style="list-style-type: none"> • API DD • API ROCK-EVAL VI CRUDOS
LISAMA-93	A	<ul style="list-style-type: none"> • API DD • API ROCK-EVAL VI CRUDOS
COLORADO-69	B,C,E	<ul style="list-style-type: none"> • API DD • API ROCK-EVAL VI CRUDOS
COLORADO-11	B,C	<ul style="list-style-type: none"> • API DD • API ROCK-EVAL VI CRUDOS

Continuación Tabla 4.

POZO	UNIDAD OPERACIONAL	ANALISIS A REALIZAR
COLORADO-70	B	<ul style="list-style-type: none"> • API DD • API ROCK-EVAL VI CRUDOS
LLANITO-12	B,C	<ul style="list-style-type: none"> • API DD • API ROCK-EVAL VI CRUDOS
LLANITO-69	B	<ul style="list-style-type: none"> • API DD • API ROCK-EVAL VI CRUDOS
LLANITO-105	B	<ul style="list-style-type: none"> • API DD • API ROCK-EVAL VI CRUDOS
GALAN-135	C TORO SHALE	<ul style="list-style-type: none"> • API DD • API ROCK-EVAL VI CRUDOS
GALA-5	B	<ul style="list-style-type: none"> • API DD • API ROCK-EVAL VI CRUDOS

Fuente. La Autora

7.3.2 Análisis de rocas. Los análisis en las muestras de roca tanto de corazón como de zanja húmeda, fueron uno de los objetivos de este estudio, que consistió en estimar las variaciones de la gravedad API a través del método reservorio, utilizando la pirolisis Rock-Eval modificada. Los análisis son llamados API Rock-Eval arenas y se hicieron para los pozos Lisama-167 y Lisama-146 de acuerdo al intervalo muestreado. En la Tabla 5 se resumen las pruebas efectuadas en las muestras de roca.

Tabla 5. Pruebas realizadas en las muestras de roca.

POZO	INTERVALO DE MUESTREO	FORMACION	No. MUESTRAS PARA ANALIZAR	ANALISIS A REALIZAR
LISAMA-167	5700-7360	ESMERALDAS	119	API ROCK-EVAL VI ARENAS
LISAMA-146	6100-7362	MUGROSA	48	API ROCK-EVAL VI ARENAS

Fuente. La Autora

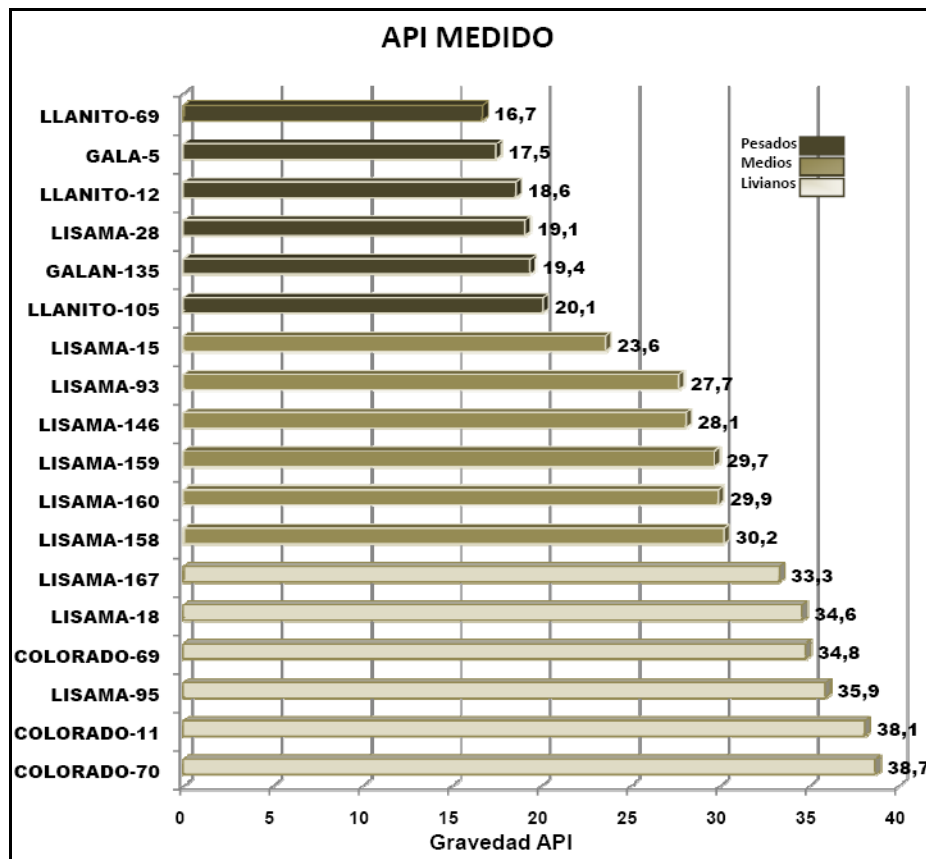
8. RESULTADOS DE LA FASE EXPERIMENTAL

En este capítulo se presentaran los resultados obtenidos durante la fase experimental de la presente investigación

8.1 GRAVEDAD API MEDIDA EN LOS CRUDOS

Durante esta fase se evaluaron 18 muestras de crudo de diferentes campos petrolíferos de la CVMM, para determinar su gravedad API usando los métodos Densidad Digital y API Hidrómetro. En la Figura. 35 se muestran resultados obtenidos por el método de densidad digital para las muestras seleccionadas

Figura 35. Gravedades API obtenidas usando el método de Densidad Digital

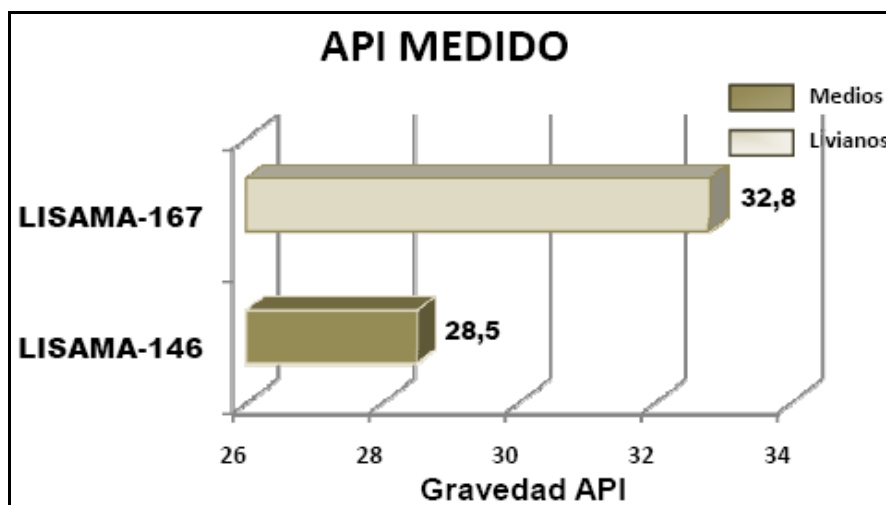


Fuente. La Autora

De acuerdo a los valores obtenidos, los crudos analizados fueron clasificados en 3 grupos: livianos, medios, y pesados (Figura 34). Adicionalmente dos muestras de crudo de los pozos Lisama-167 y Lisama-146, fueron evaluadas bajo el método gravedad API Hidrómetro, debido a que tanto rípios como corazones de los reservorios en ambos pozos fueron analizados en el equipo Rock-Eval bajo el Método Reservorio.

En la Figura. 36 se muestran los resultados obtenidos por el método gravedad API Hidrómetro para las muestras seleccionadas.

Figura 36. Resultados de la Gravedad API por el método Gravedad API Hidrómetro



Fuente. La Autora

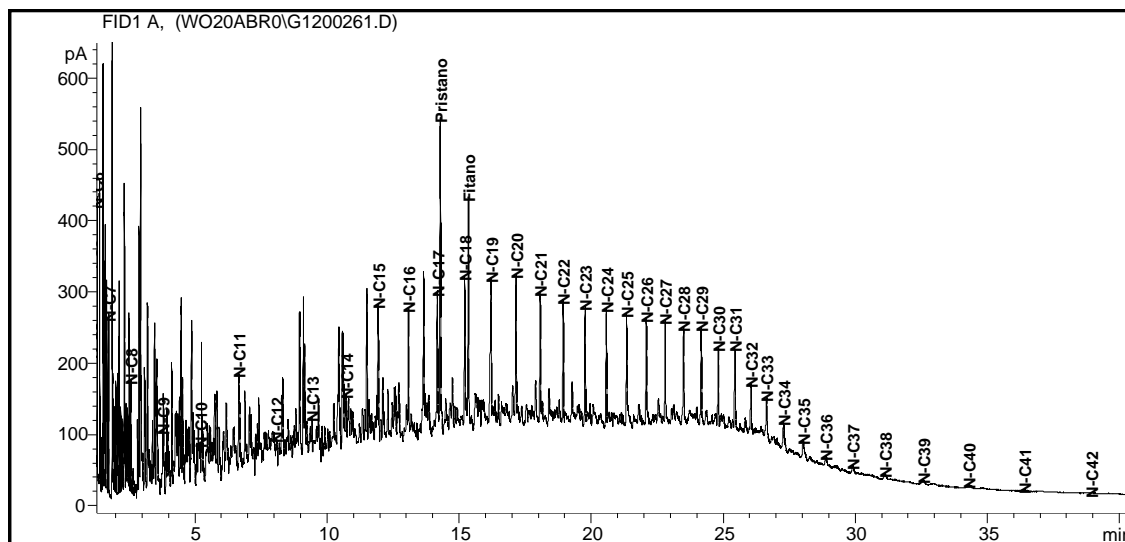
8.2 RESULTADOS DE LA CROMATOGRAFIA WHOLE OIL

Se realizaron análisis de whole oil para dos muestras:

- Muestra de crudo del pozo Lisama-146 tomada en cabeza de pozo.
- Extracto obtenido de una muestra de corazón del pozo Lisama-146 a 6245 pies de profundidad

El cromatograma de la muestra de crudo tomada en cabeza de pozo de la Figura 37 presenta la distribución de n-alcenos desde C-15 hasta C-37, comportamiento unimodal. Esta Figura evidencia el estado leve de biodegradación, debido a que su línea base se encuentra un poco levantada, además de la pérdida de parafinas de bajo peso molecular y disminución de las parafinas de mediano y alto peso molecular. El crudo fue analizado por el método Densidad Digital y midió 28.1º API

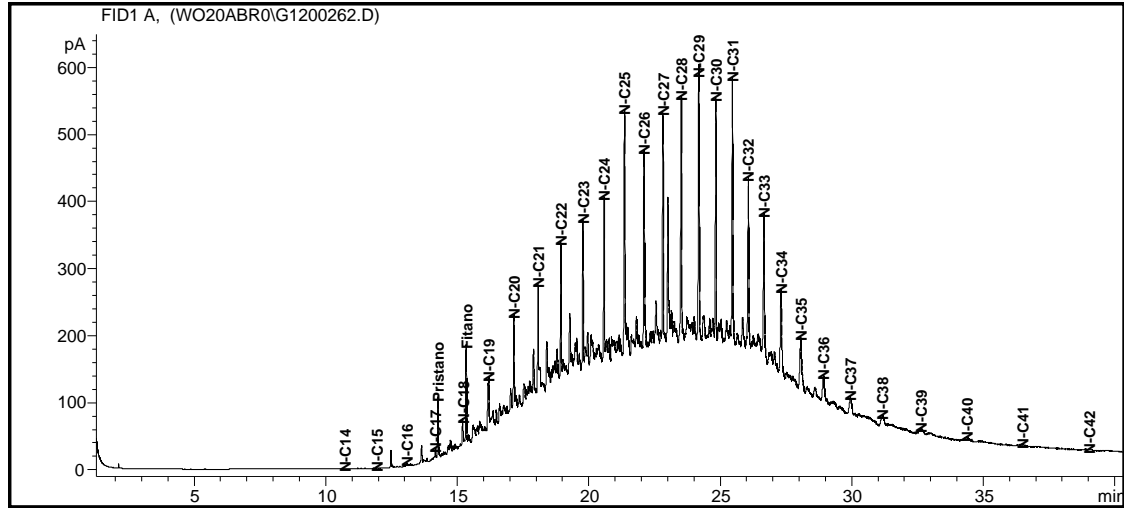
Figura 37. Resultados de la cromatografía whole oil para la muestra de crudo tomada en cabeza del pozo Lisama-146



Fuente. La Autora

Los resultados de la Figura 38 evidencian un mayor grado de biodegradación presente en la muestra de corazón a 6245 pies de profundidad. Su línea base esta muy levantada, asimismo las parafinas de bajo peso molecular están ausentes en la muestra. Posiblemente las muestras tomadas en la litoteca no tuvieron el almacenamiento y los procesos de conservación adecuados, por lo que parte de los hidrocarburos livianos se pudieron volatilizar durante los últimos años, además de la acción bacteriana generada por un ambiente inadecuado para el almacenamiento de dichas muestras.

Figura 38. Resultados de la cromatografía whole oil para el extracto obtenido de una muestra de corazón del pozo Lisama-146 a 6245 pies de profundidad



Fuente. La Autora

8.3 RESULTADOS DE LA PIROLISIS ROCK-EVAL “METODO RESERVORIO”

La calibración del método reservorio se basó principalmente en la determinación de la relación entre la gravedad API medida por Densidad Digital de un crudo con la gravedad API evaluada por el equipo Rock-Eval en una muestra de roca.

Los parámetros obtenidos por la pirólisis Rock-Eval, fueron aplicados para estimar la variabilidad de la gravedad API en muestras de roca (ripios/corazón) de los pozos Lisama-167 y Lisama-146 de la Cuenca Valle Medio del Magdalena.

8.3.1 Pirolisis Rock-Eval en muestras de crudo: Calibración “Método Reservorio”. Fueron analizadas en el equipo Rock-Eval con el método Reservorio, 18 muestras de crudo impregnado en una matriz de roca (ver sección 7.1.4.1). Los resultados obtenidos de la gravedad API calculada por el equipo

indican valores por debajo del valor medido por Densidad Digital e Hidrómetro, como lo muestra la Tabla. 6.

Esto se debe principalmente a que en el método reservorio los cálculos son indirectos ya que las mediciones no se hacen físicamente sobre el crudo, sino en muestras de roca impregnadas. Los resultados de los principales parámetros para la estimación de la gravedad API en las muestras de crudo se presentan en la Tabla 7 (Ver todos los resultados en el Anexo A)

Tabla 6. Comparacion de los resultados de la Gravedad API por el método Reservorio con los métodos convencionales de medición.

Pozo	API Calculado por Rock-Eval	API medido por Densidad Digital	API medido por Hidrómetro
COLORADO-70	29	38.7	
COLORADO-11	29	38.1	
LISAMA-95	26	35.9	
COLORADO-69	26	34.8	
LISAMA-18	26	34.6	
LISAMA-167	23	33.3	32.8
LISAMA-158	22	30.2	
LISAMA-160	20	29.9	
LISAMA-159	23	29.7	
LISAMA-146	19	28.1	28.5
LISAMA-93	21	27.7	
LISAMA-15	20	23.6	
LLANITO-105	16	20.1	
GALAN-135	15	19.4	
LISAMA-28	17	19.1	
LLANITO-12	10	18.6	
GALA-5	15	17.5	
LLANAITO-69	10	16.7	

Fuente. La Autora

Tabla 7. Principales parámetros obtenidos del método Reservorio para la estimación de la gravedad API, en las muestras de crudo. API RE: Gravedad API calculada por el equipo Rock-Eval

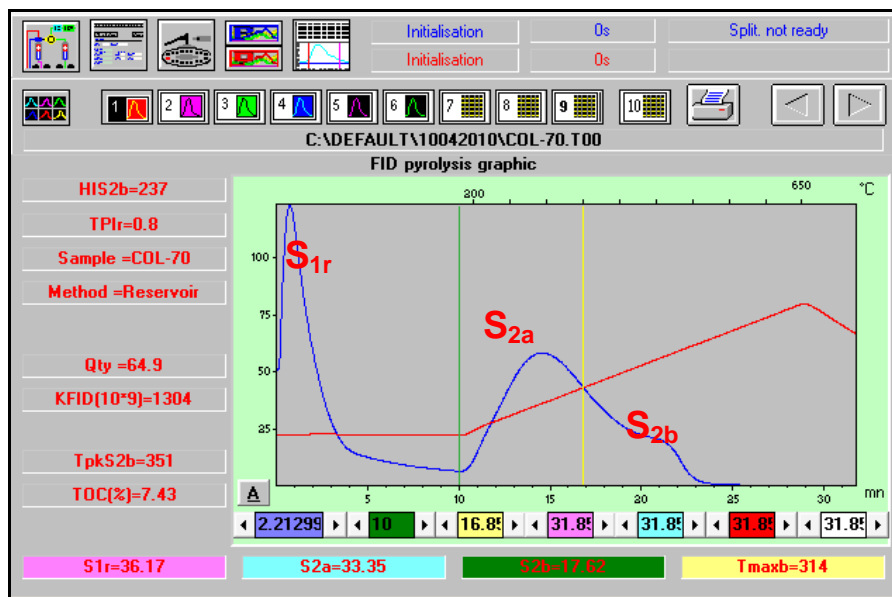
POZO	API RE	S _{1r}	S _{2a}	S _{2b}	TPIr	RCr(%)	Q
COLORADO-70	29	36,2	33,35	17,62	0,8	0,19	19,73
COLORADO-11	29	41,7	43,04	21,46	0,8	0,26	24,35
LISAMA-95	26	33,5	32,63	20,63	0,76	0,19	22,74
COLORADO-69	26	29	33,25	19,31	0,76	0,22	21,75
LISAMA-18	26	33	29,07	20,75	0,75	0,2	22,97
LISAMA-167	23	21,7	29,51	22,33	0,7	0,2	24,55
LISAMA-158	22	22,5	24,92	19,88	0,7	0,29	23,10
LISAMA-160	20	25,7	37,25	34,22	0,65	0,25	37,00
LISAMA-159	23	36,5	47,52	36,69	0,7	0,32	40,25
LISAMA-146	19	33,8	48,95	47,92	0,63	0,49	53,36
LISAMA-93	21	25,8	35,01	31,07	0,66	0,22	33,51
LISAMA-15	20	36,7	52,48	49,27	0,64	0,43	54,05
LLANITO-105	16	34,6	57,25	72,11	0,56	0,62	79,00
GALAN-135	15	30,2	47,13	64,28	0,55	0,64	71,39
LISAMA-28	17	40,4	57,65	66,34	0,6	0,55	72,45
LLANITO-12	10	30,6	66,42	124,2	0,44	1,24	137,98
GALA-5	15	29,7	54,17	70,07	0,54	0,66	77,40
LLANITO-69	10	25,3	68,88	127,4	0,43	1,12	139,80

Fuente. La Autora

8.3.1.1 Resultados de los Pirogramas en muestras de crudo. Las muestras de crudo analizadas en el equipo Rock-Eval durante la calibración del método Reservorio presentaron diferentes gravedades API desde el más liviano Colorado-70 hasta el más pesado Llanito-69. Cada Pirograma describe las fracciones contenidas en la muestra crudo a partir de de los picos S_{1r}, S_{2a} y S_{2b}. A continuación se mostrarán tres Pirogramas, que corresponden a las Figuras 39 (Colorado-70), 40 (Lisama-158) y 41 (Llanito-69), y de acuerdo a su grado API se clasifican como crudos: livianos, medios y pesados.

La Figura 39 muestra el Pirograma para el crudo del pozo Colorado-70, de 38.7° API. Es liviano lo cual está indicado por la concentración del pico S_{1r} que es de 36.17 mg HC/gr Roca total, mientras que la concentración de los picos S_{2a} y S_{2b} son de 33.35 mg HC/gr Roca total y 17.62 mg HC/gr Roca total, respectivamente. En la Figura claramente puede observarse que el pico S_{1r} es superior a los picos S_{2a} y S_{2b}, esta intensidad es generada por el FID (detector de ionización en llama) y se mide en milivoltios (mV). Sin embargo la concentración y la intensidad del pico S_{2a} es representativa, lo que indica que la muestra no solo contiene fracciones de C₁-C₁₅, además presenta fracciones C₁₅-C₄₀ pero en menor proporción al igual que las fracciones C₄₀+ representadas por el pico S_{2b}.

Figura 39. Pirograma para el Crudo del pozo Colorado-70

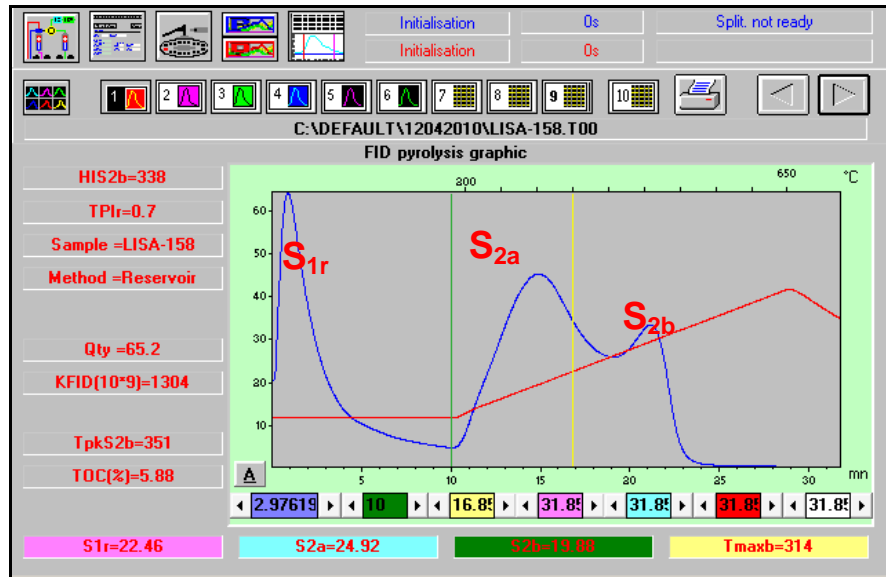


Fuente. La Autora

La Figura 40 muestra el Pirograma para el crudo del pozo Lisama-158, de 30.2° API. Es un crudo de gravedad API media, la mayor concentración es para el pico S_{2a} de 24.92 mg HC/gr Roca total, esto quiere decir que la fracción C₁₅-C₄₀, es la

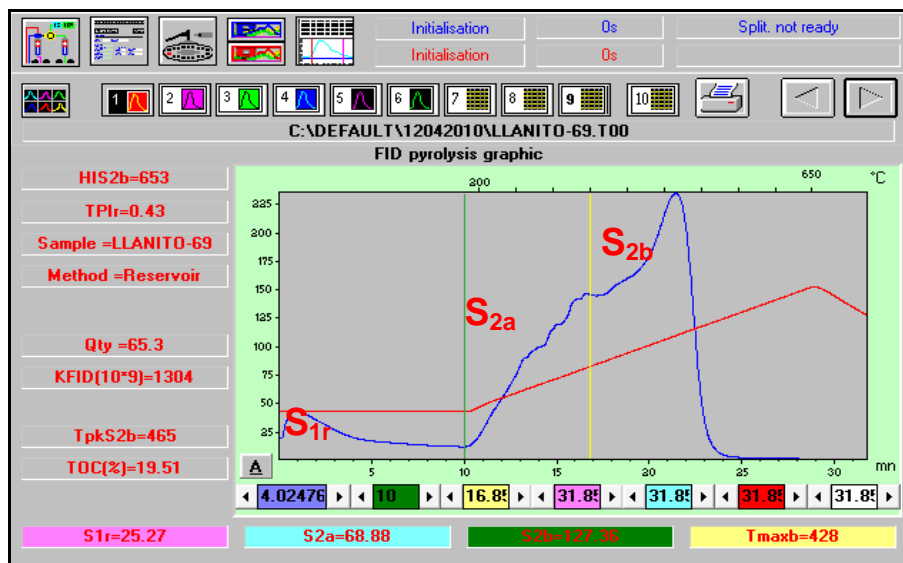
más abundante para esta muestra. Sin embargo cabe resaltar que el pico S_{2b} sigue siendo inferior, en comparación con los otros dos picos, indicando que las fracciones más pesadas son menores en la muestra.

Figura 40. Pirograma para el Crudo del pozo Lisama-158



Fuente. La Autora

Figura 41. Pirograma para el Crudo del pozo Llanito-69



Fuente. La Autora

La Figura 41 muestra el Pirograma para el crudo del pozo Llanito-69, de 16.7° API. Es un crudo de gravedad API pesado, ya que la mayor concentración es para el pico S_{2b}, la cual es de 127.36 mg HC/gr Roca total. Las concentraciones para los picos S_{1r} y S_{2a} son inferiores, principalmente para el pico S_{1r} ya que es tan solo de 25.27 mg HC/gr Roca total. Las fracciones más pesadas (C₄₀₊) son predominantes para esta muestra.

8.3.2 Pirolisis Rock-Eval en muestras de roca. Durante esta sección se mostraran los resultados de los análisis que se realizaron con el fin de evaluar variaciones de la gravedad API a diferente profundidad, por medio del equipo Rock-Eval con el método Reservorio.

8.3.2.1 Pozo Lisama-146. Se analizarón en el equipo Rock-Eval 48 muestras de corazón correspondientes a la formación Mugrosa B y C. Los resultados obtenidos de los principales parámetros, se pueden apreciar en la Tabla 8 (ver todos los resultados en el Anexo A).

Resultados de los Pirogramas. Las muestras del pozo Lisama-146 fueron analizadas en el equipo Rock-Eval, los resultados de los Pirogramas se mostraran a continuación. En las Figuras 42 y 43 se observan los Pirogramas para dos muestras a 6205 y 6157 pies de profundidad respectivamente.

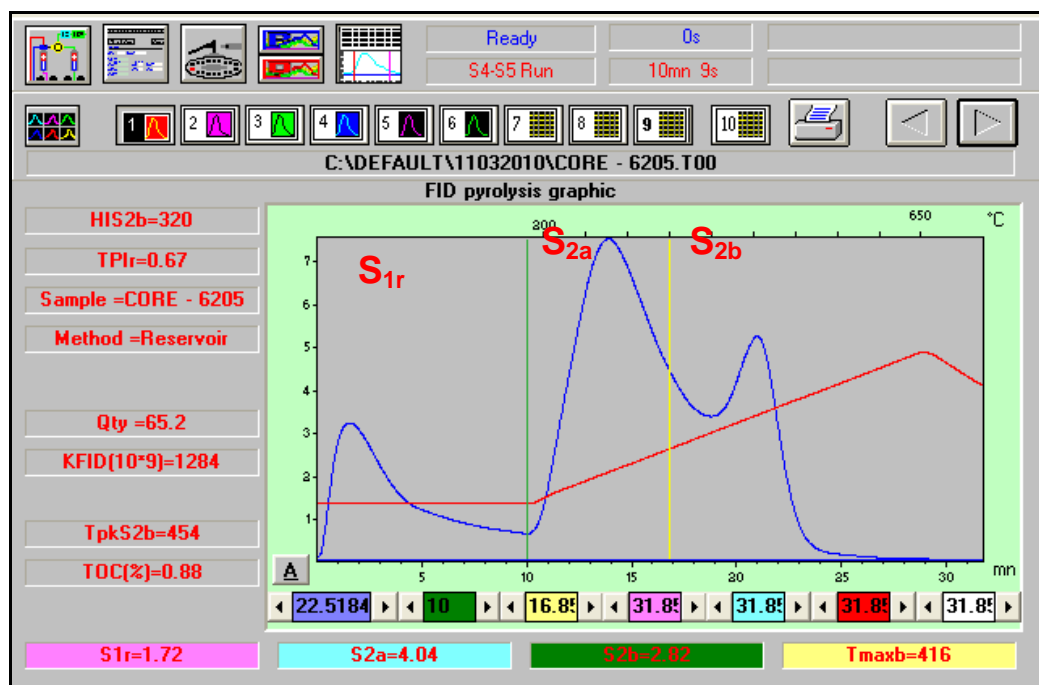
En la Figura 42 se observa el Pirograma para una muestra de corazón a 6205 pies de profundidad. El Pirograma deja ver claramente los picos individuales de cada una de las fracciones contenidas en la muestra de roca.

El pico S_{2a} presenta la mayor concentración, con 4.04 mg HC/gr Roca total, esto quiere decir que la fracción C₁₅-C₄₀, es la que predomina en la muestra, sin

descartar las fracciones S_{1r} y S_{2b} , ya que también le proporcionan características composicionales a la muestra.

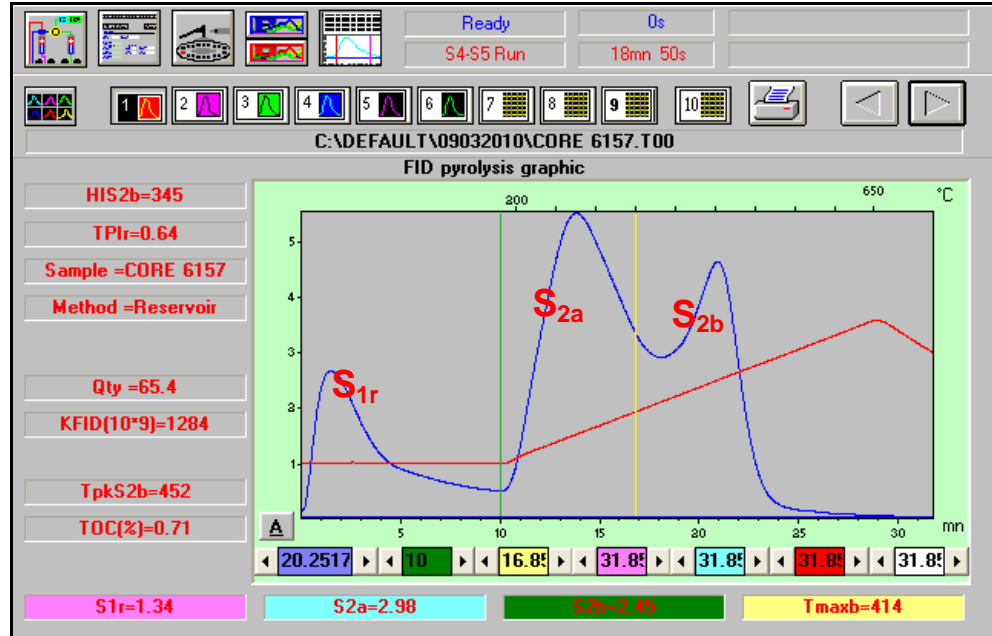
En el Pirograma de la Figura 43 se puede apreciar una muestra de corazón a 6157 pies de profundidad, al igual que el Pirograma anterior predomina el pico S_{2a} con una concentración de 2.98 mg HC/gr Roca total. Sin embargo el pico S_{2b} esta muy cerca con una concentración de 2.45 mg HC/gr Roca total, indicando que en la muestra de roca las fracciones pesadas prevalecen sobre las más livianas.

Figura 42. Pirograma de la muestra a 6205 pies de profundidad del pozo Lisama-146



Fuente. La Autora

Figura 43. Pirograma de la muestra a 6157 pies de profundidad del pozo Lisama-146



Fuente. La Autora

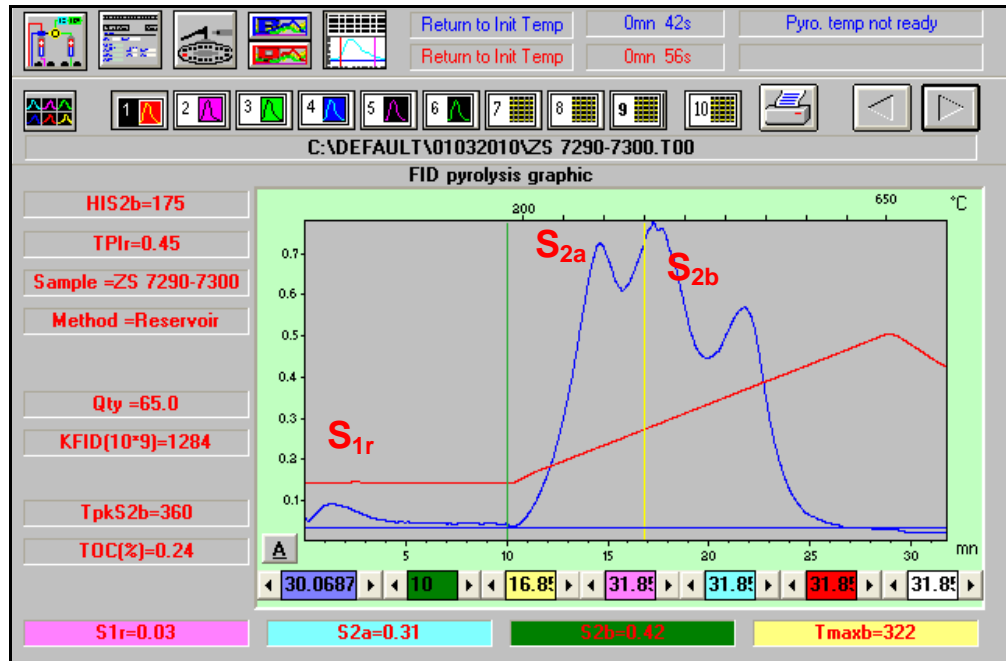
8.3.2.2 Pozo Lisama-167. Se analizaron en el equipo Rock-Eval 119 muestras de rípios de zanja húmeda correspondientes a la formación Esmeraldas. Los resultados obtenidos de los principales parámetros se pueden apreciar en la Tabla 9 (ver todos los resultados en el Anexo A).

Resultados de los Pirogramas. Los resultados obtenidos de los Pirogramas se presentan para dos intervalos: en la Figura 44 de 7290 a 7300 pies y en la Figura 45 de 6830 a 6840 pies de profundidad.

En la Figura 44 se observa el Pirograma para el intervalo de 7290 a 7300 pies de profundidad, donde los picos S_{1r}, S_{2a} y S_{2b}, en general presentan concentraciones muy bajas de 0.03, 0.31 y 0.42 respectivamente.

No obstante pueden diferenciarse los picos individualmente, en especial el pico S_{2b}, por tener la mayor intensidad (0.7 mv) en el Pirograma.

Figura 44. Pirograma del intervalo de muestras de zanja húmeda entre 7290 y 7300 pies del pozo Lisama-167



Fuente. La Autora

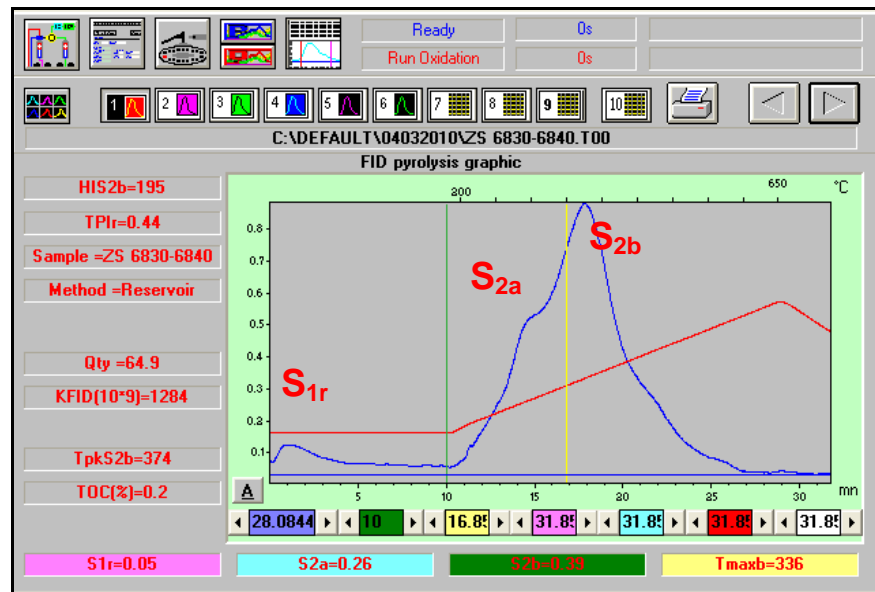
Tabla 8. Principales parámetros obtenidos del método Reservorio, en las muestras de corazón del Pozo Lisama-146.

POZO	TIPO DE MUESTRA	FORMACION	UNIDAD OPERACIONAL	PROFUNDIDAD (PIES)	PRINCIPALES PARAMETROS						
					AP RE	S _{1r}	S _{2a}	S _{2b}	RCr(%)	Q	TPIr
LISAMA-146	Corazón	Mugrosa B	B	6115	14	0,01	0,01	0,02	0,01	0,13	0.5
	Corazón	Mugrosa B	B	6125	13	0,28	0,99	0,67	0,17	2,56	0.65
	Corazón	Mugrosa B	B	6135	20	0,03	0,02	0,05	0,01	0,16	0.5
	Corazón	Mugrosa B	B	6145	15	0,98	1,51	1,04	0,1	2,15	0.71
	Corazón	Mugrosa B	B	6157	16	1,34	2,98	2,45	0,14	4,01	0.64
	Corazón	Mugrosa B	B	6165	18	0,01	0,03	0	0,02	0,22	1
	Corazón	Mugrosa B	B	6175	17	1,7	3,26	2,38	0,11	3,6	0.68
	Corazón	Mugrosa B	B	6188	17	1,74	4,44	3,47	0,12	4,8	0.64
	Corazón	Mugrosa B	B	6190	19	0,6	1,25	1,01	0,08	1,9	0.65
	Corazón	Mugrosa B	B	6195	2	0,86	2,07	1,75	0,12	3,08	0.63
	Corazón	Mugrosa B	B	6205	15	1,72	4,04	2,82	0,15	4,49	0.67
	Corazón	Mugrosa B	B	6225	16	0,01	0,02	0,01	0,01	0,12	0.75
	Corazón	Mugrosa B	B	6245	19	1,87	3,81	2,7	0,16	4,48	0.68
	Corazón	Mugrosa C	C	7352.4	0	0	0,02	0,01	0,04	0,45	0.67
	Corazón	Mugrosa C	C	7357	1	0	0,02	0,02	0,04	0,46	0.5

API RE: Gravedad API calculada por el equipo Rock-Eval.

En la Figura 45 se aprecia el Pirograma para el intervalo 6830 a 6840 pies de profundidad, su comportamiento es muy similar al Pirograma anterior, con bajas concentraciones en los picos S_{1r}, S_{2a} y S_{2b}, pero en este caso el pico S_{2b} es el más grande debido a que su concentración es la mayor de todas (0.39 mg HC/gr Roca total) además su intensidad supera los 0.8 mv

Figura 45. Pirograma del intervalo de muestras de zanja húmeda entre 6830 y 6840 pies del pozo Lisama-167



Fuente. La Autora

Tabla 9. Principales parámetros obtenidos del método Reservoirio en las muestras de rípos zanja húmeda del Pozo Lisama-167. API RE: Gravedad API calculada por el equipo Rock-Eval.

POZO	TIPO DE MUESTRA	FORMACION	UNIDAD OPERACIONAL	PROFUNDIDAD (PIES)	PRINCIPALES PARAMETROS						
					AP RE	S _{1r}	S _{2a}	S _{2b}	RCr(%)	Q	TPIr
LISAMA-146	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	5690-5700	1	0.01	0.13	0.4	0.13	1.84	0.26
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	5700-5710	6	0.02	0.08	0.23	0	0.23	0.3
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	5710-5720	1	0.02	0.06	0.14	0.08	1.03	0.36
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	5730-5740	1	0.02	0.03	0.09	0.05	0.65	0.36
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	5740-5750	2	0.01	0.05	0.26	0.07	1.04	0.19
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	5750-5760	0	0.02	0.11	0.19	0.09	1.19	0.41
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	5760-5770	0	0.01	0.09	0.15	0.07	0.93	0.4
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	5770-5780	2	0.02	0.07	0.28	0.14	1.84	0.24
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	6800-6810	0	0.02	0.19	0.33	0.08	1.22	0.39
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	6810-6820	1	0.08	0.41	0.67	0.18	2.67	0.42
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	6820-6830	2	0.02	0.05	0.17	0.07	0.95	0.29
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	6830-6840	3	0.05	0.26	0.39	0.08	1.28	0.44
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	6840-6850	2	0.03	0.27	0.66	0.28	3.77	0.31
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	7290-7300	3	0.03	0.31	0.42	0.15	2.09	0.45
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	7300-7310	1	0.06	0.43	0.54	0.24	3.21	0.48
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	7310-7320	1	0.04	0.32	0.63	0.14	2.19	0.36
Zanja húmeda	Esmeraldas	D	7360-7370	1	0.02	0.08	0.32	0.12	1.65	0.24	

9. DISCUSION DE RESULTADOS

A partir de los resultados y pruebas de laboratorio, se elaboro una base de datos la cual se utilizó en la interpretación e integración de la información.

9.1 CORRELACION ENTRE API MEDIDO Y API ROCK-EVAL

Las muestras de crudo analizadas por Densidad Digital descritas en la sección anterior (Tabla 6), fueron correlacionadas con los valores de gravedad API obtenidos por el equipo Rock-Eval. Esta correlación permitió encontrar la ecuación (2) que relaciona estos dos parámetros.

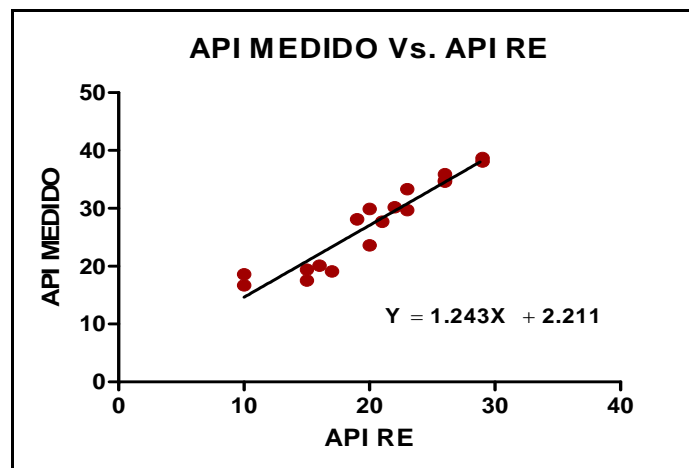
$$(2) Y = 1.243X + 2.211$$

$$R^2 = 0.905$$

Donde, API RE = API Rock-Eval

En la Figura 46 se observa la correlación entre la gravedad API obtenida por Densidad Digital que es un método convencional, Vs la pirolisis Rock-Eval modificada (método Reservorio). El coeficiente de correlación es muy cercano a 1, esto indica una relación directa en equivalente proporción.

Figura 46. Correlación entre la gravedad API medida por el método de Densidad Digital (DD) Vs. La gravedad API calculada por el equipo Rock-Eval (RE). $R^2 = 0.905$



Fuente. La Autora

9.2 ECUACION AJUSTADA PARA EL METODO RESERVORIO

La gravedad API obtenida por el equipo Rock-Eval a través del método Reservorio es calculada por el Software del Equipo Rock-Eval “*Rock-Six*”. Sin embargo existe una relación que permite obtener esta medida como una magnitud “D” (3). Esta ecuación es el resultado de los parámetros indicados en la Tabla 2.

$$(3) D = S_{1r} / S_{1r} + S_{2a} + S_{2b}$$

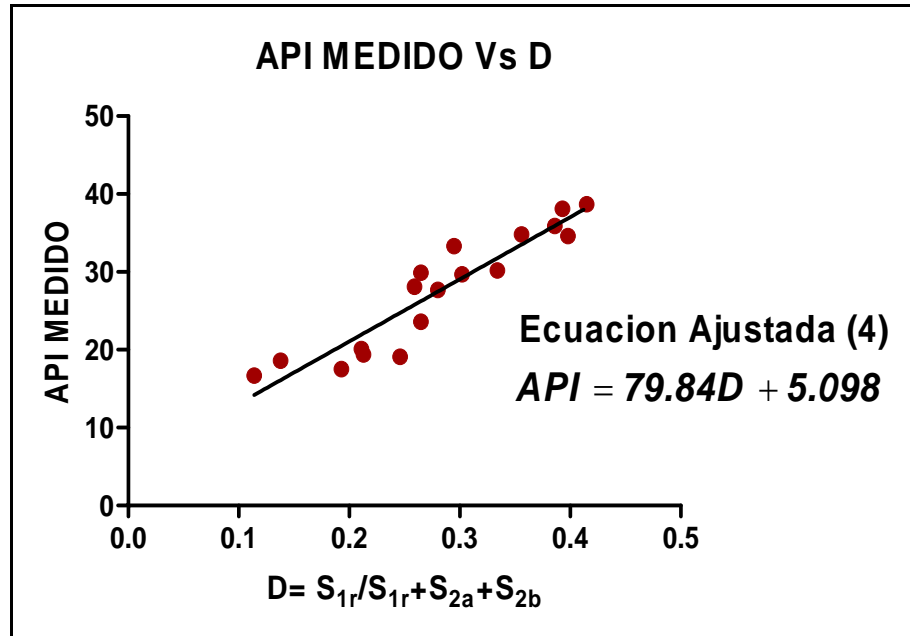
La determinación de la ecuación para calibrar el método reservorio consiste en calcular la magnitud D para cada muestra de arena impregnada con crudo (ver sección 7.1.4.1) según los parámetros S_{1r} , S_{2a} , y S_{2b} . Calculando esta magnitud D y graficándola contra la gravedad API medida por Densidad Digital se logra una clara tendencia lineal como muestra la Figura 47. Realizando un ajuste se obtiene el modelo de ecuación (4) que representa la variación de la gravedad API como función del parámetro D:

$$(4) API = 79.84 D + 5.098$$

$$R^2 = 0.8719$$

A partir de la ecuación (4), se pueden estimar la gravedad API en muestras de roca, solo es necesario calcular la magnitud D presente en la ecuación. De acuerdo a la ecuación de ajuste (4), esta funcionara solo para valores de D (3) que se encuentren en un rango entre 0.1 y 0.4, como lo muestra la grafica de la Figura 47.

Figura 47. Correlación entre la gravedad API medida por el método de Densidad Digital Vs la magnitud D. $R^2=0.8719$



Fuente. La Autora

9.3 ECUACION DE AJUSTE APLICADA AL ESTUDIO DE LOS POZOS LISAMA-167 Y LISAMA-146

Durante esta sección se mostraran los resultados de los análisis que se realizaron en ambos pozos, con el fin de evaluar variaciones de la gravedad API a diferente profundidad por medio del equipo Rock-Eval con el método Reservorio.

Para estimar la gravedad API en las muestras de roca es necesario inicialmente calcular la magnitud D para cada muestra.

En las Tablas 10 y 11 se presentan los resultados de los principales parámetros para la estimación de la gravedad API y la magnitud D para las muestras de los pozos Lisama-146 y Lisama-167 respectivamente. En las Tablas API RE, significa API calculado por el equipo Rock-Eval. (Ver todos los resultados en el Anexo A)

9.3.1 Pozo Lisama-146. Los resultados de los parámetros obtenidos con las muestras de corazón, fueron reemplazados en la fórmula de magnitud D (3) con el fin de obtener esta medición, y utilizando la ecuación ajustada (4) para el método reservorio, se estimó la gravedad API para cada profundidad.

En la Figura 48 se observa el perfil de gravedad API estimada para el pozo Lisama-146, el cual corresponde solo a la formación Mugrosa B, ya que gran parte de la formación Mugrosa C no fue muestreada debido a que se presentaron dos intervalos que no fueron corazonados. Los puntos en color negro sobre el perfil representan las muestras tomadas puntualmente cada 10 pies, y la línea roja es la gravedad API actual (28.1°API) determinada por el método Densidad Digital.

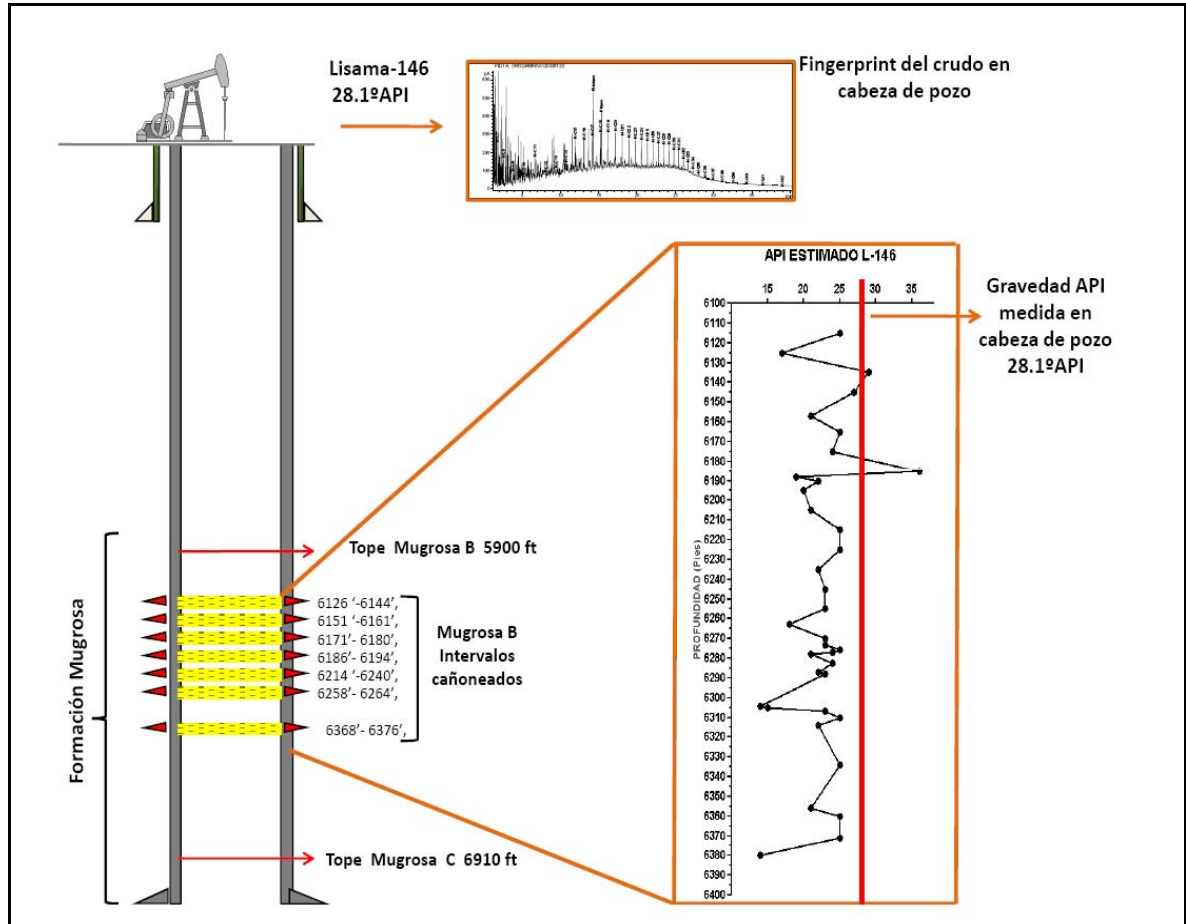
Es importante resaltar que la mayoría de los valores de la magnitud D para el pozo Lisama-146, estuvieron en el rango de acuerdo a la ecuación de ajuste (0.1 - 0.4), solo algunas muestras correspondientes a los intervalos 7102 hasta 7357 de la formación Mugrosa C no entraron en el rango, ya que el volumen de crudo contenido en estas muestras no fue suficiente para que el equipo lo detectara y de esta manera pudiera estimar la gravedad API. En la Tabla 10 se muestran los resultados de los principales parámetros para la estimación de la gravedad API y la magnitud D en las muestras de corazón del pozo Lisama-146.

Los valores de gravedad API obtenidos por el equipo Rock-Eval fueron más bajos que los estimados a partir de la ecuación de ajuste (4) y que el medido directamente sobre el crudo por Densidad Digital, ya que estos son determinados por el software “*Rock Six*” y no están relacionados a la ecuación de ajuste (4), la cual permite la correlación entre la gravedad API de un crudo y la gravedad API presente en una roca impregnada.

Tabla 10. Principales parámetros utilizados para la estimación de la gravedad API y el cálculo de la magnitud D, para las muestras del Pozo Lisama-146. API RE: API calculado por el equipo Rock-Eval.

POZO	TIPO DE MUESTRA	FORMACION	UNIDAD OPERACIONAL	PROFUNDIDAD (PIES)	PRINCIPALES PARAMETROS							
					AP RE	API ESTIMADO	S _{1r}	S _{2a}	S _{2b}	D	Q	TPIr
LISAMA-146	Corazón	Mugrosa B	B	6115	14	25,06	0,01	0,01	0,02	0,25	0,1	0,5
	Corazón	Mugrosa B	B	6125	13	16,62	0,28	0,99	0,67	0,14	2,6	0,65
	Corazón	Mugrosa B	B	6135	20	29,05	0,03	0,02	0,05	0,30	0,2	0,5
	Corazón	Mugrosa B	B	6145	15	27,26	0,98	1,51	1,04	0,28	2,2	0,71
	Corazón	Mugrosa B	B	6157	16	20,9	1,34	2,98	2,45	0,20	4	0,64
	Corazón	Mugrosa B	B	6165	18	25,06	0,01	0,03	0	0,25	0,2	1
	Corazón	Mugrosa B	B	6175	17	23,59	1,7	3,26	2,38	0,23	3,6	0,68
	Corazón	Mugrosa B	B	6188	17	19,49	1,74	4,44	3,47	0,18	4,8	0,64
	Corazón	Mugrosa B	B	6190	19	21,85	0,6	1,25	1,01	0,21	1,9	0,65
	Corazón	Mugrosa B	B	6195	2	19,77	0,86	2,07	1,75	0,18	3,1	0,63
	Corazón	Mugrosa B	B	6205	15	21,1	1,72	4,04	2,82	0,20	4,5	0,67
	Corazón	Mugrosa B	B	6225	16	25,06	0,01	0,02	0,01	0,25	0,1	0,75
	Corazón	Mugrosa B	B	6245	19	22,91	1,87	3,81	2,7	0,22	4,48	0,68
	Corazón	Mugrosa C	C	7352.4	0	5,1	0	0,02	0,01	0	0,45	0,67
	Corazón	Mugrosa C	C	7357	1	5,1	0	0,02	0,02	0	0,46	0,5

Figura 48. Perfil de gravedad API estimada para el Pozo Corazonado Lisama-146.



Fuente. La Autora

Como puede apreciarse sobre el perfil de la Figura 48 la gravedad API estimada a partir de la ecuación (4) no es la misma a lo largo del reservorio, ya que varía en un rango entre 14°API y 36°API. Esto se debe inicialmente a que las muestras analizadas están almacenadas desde 1988, año en que fue perforado el pozo. Sin embargo las muestras de corazón guardan el crudo residual, a pesar de que este no conserve sus condiciones iniciales, debido a su entorno de almacenamiento el cual no es adecuado para la conservación de las muestras.

El cromatograma de la Figura 48, corresponde la crudo producido en cabeza de pozo y es descrito a mayor detalle en la sección 9.2.

El perfil de gravedad API estimada para las muestras de corazón ilustra en general valores muy cercanos al valor de gravedad API medido en cabeza de pozo (28.1°API). La comparación entre el valor de la gravedad API medida en cabeza de pozo y el promedio de todos los valores de gravedad API estimados en el intervalo productor, difieren solo en 5° API, esto sugiere que la técnica es una alternativa para determinar y cuantificar esta propiedad física de los hidrocarburos con una buena aproximación.

Las variaciones en el perfil de la gravedad API estimada del pozo Lisama-146 presentan las siguientes características:

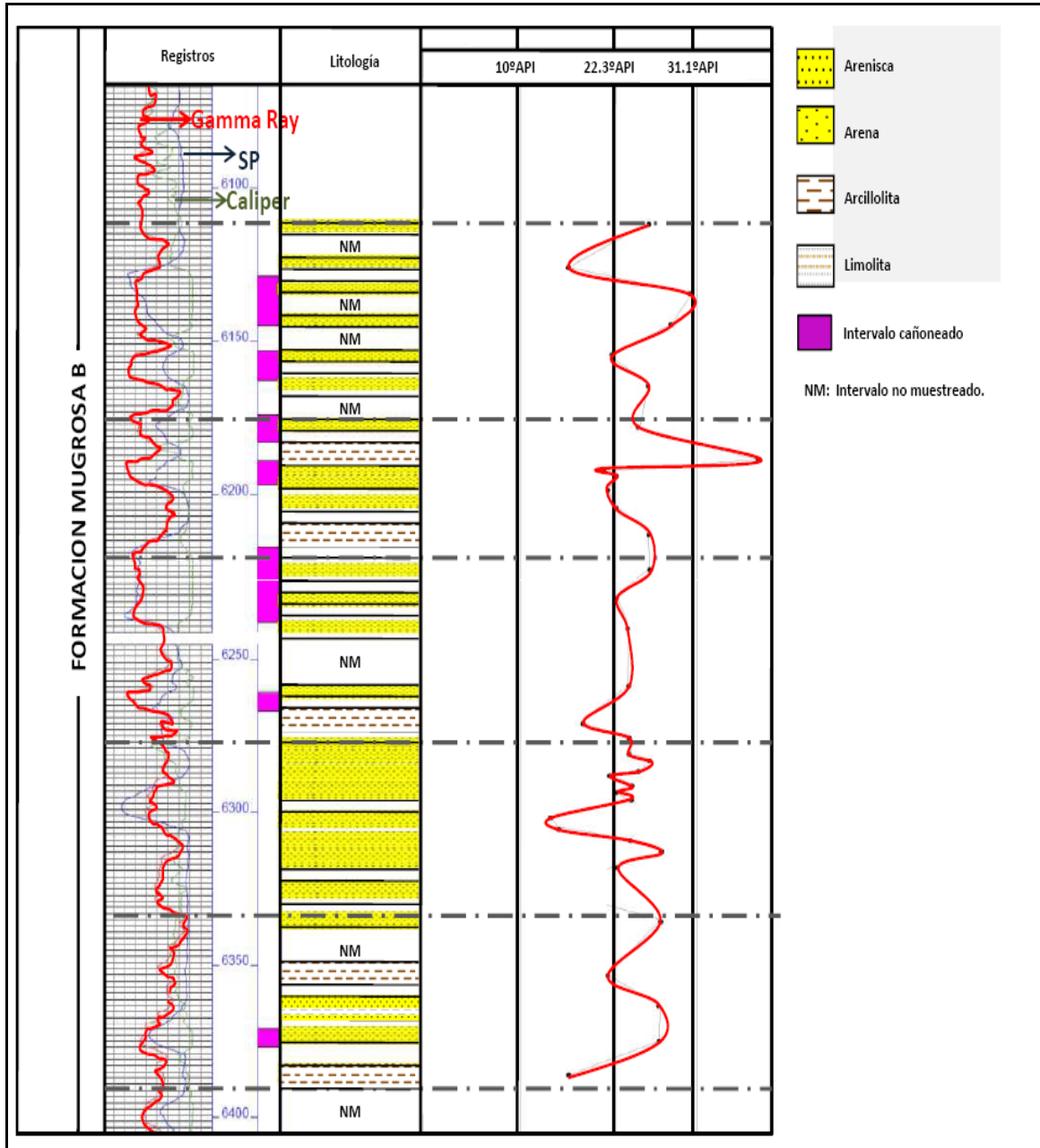
- Los valores más bajos obtenidos en el perfil de gravedad API estimada están relacionados con litologías arcillosas o disminución en las propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad) de la roca, las cuales afectan la acumulación de hidrocarburos.
- Los altos valores obtenidos en el perfil de gravedad API estimada corresponden con areniscas impregnadas de crudo, con buena porosidad, favorable para la acumulación de hidrocarburos.

Sin embargo, se encontraron sectores en el perfil, donde litologías arcillosas presentan valores de gravedad API estimada significativos, esto puede estar relacionado con sellos no efectivos o muestras contaminadas con crudo, ya que estas litologías se encuentran intercaladas en medio de las unidades productoras.

Este perfil de gravedad API estimada, ayuda a diferenciar puntos donde no hay condiciones favorables para la acumulación de hidrocarburos. En la Figura 49 se

muestra la relación entre el registro gamma ray y el perfil de gravedad API estimada para el pozo Lisama-146.

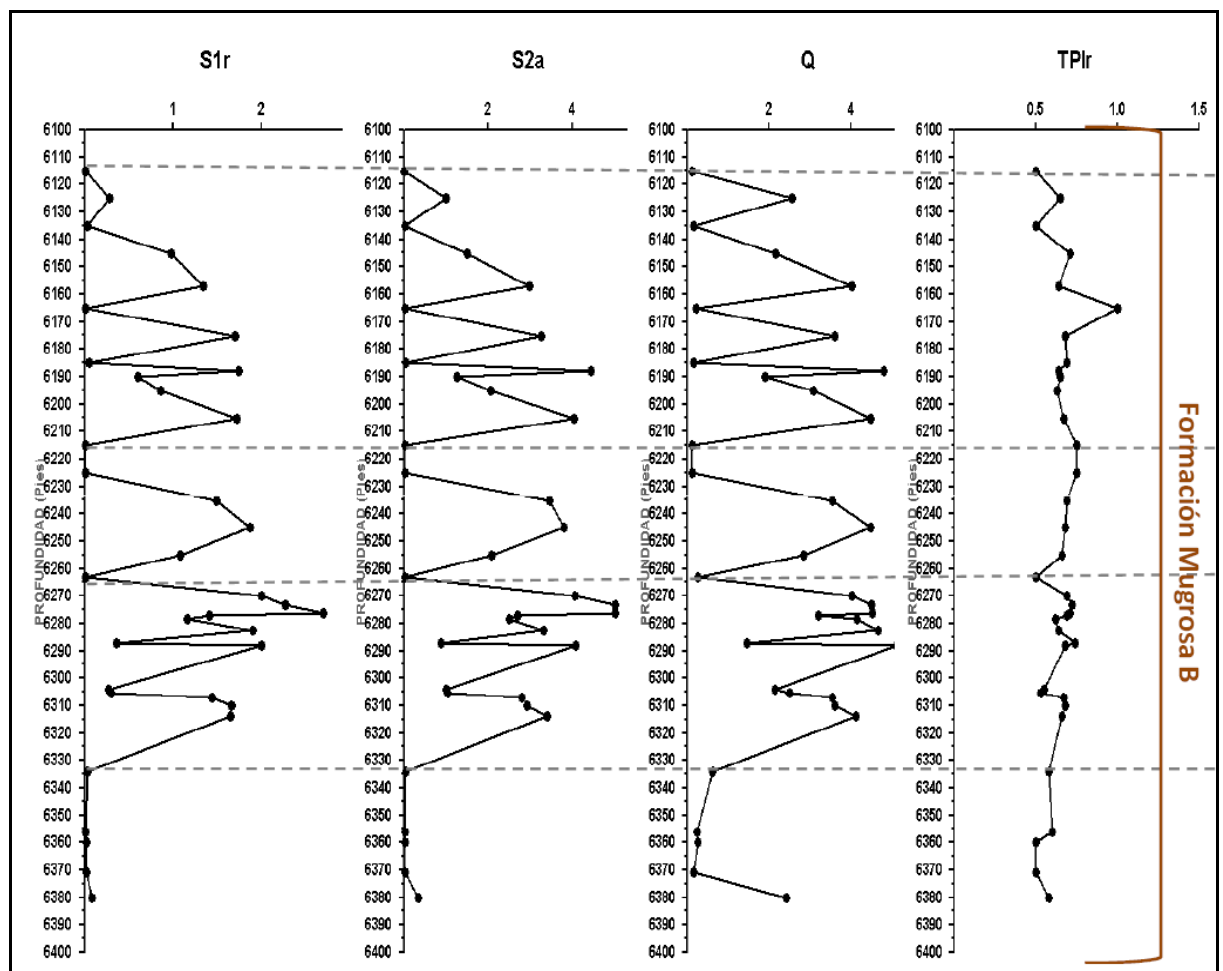
Figura 49. Relación entre el registro gamma ray con el perfil de gravedad API estimada para el pozo Lisama-146



Fuente. La Autora

9.3.1.1 Ocurrencia de fracciones pesadas. En la Figura. 50 se muestran los perfiles para cada uno de los principales parámetros que controlan la gravedad API estimada y la ocurrencia de fracciones pesadas, en el pozo Lisama-146, estos parámetros son: S_{1r} (C1-C15), S_{2a} (C15-C40), Q (C40 +) y TPIr.

Figura 50. Relación entre los principales parámetros que controlan la gravedad API en el Pozo Lisama-146



Fuente. La Autora

En los perfiles de la Figura 51, de acuerdo a los parámetros Q, S_{1r} , S_{2a} , estos indican que en el pozo hay contenido de fracciones tanto livianas como pesadas, y

estas aumentan o disminuyen proporcionalmente. Sin embargo el contenido de las fracciones más pesadas predomina sobre las fracciones livianas.

En este caso no hay presencia de Tar, ya que el parámetro Q no está lo suficientemente enriquecido en fracciones pesadas (NSO). Además presenta un comportamiento similar en la concentración de los parámetros S_{1r} , y S_{2a} , lo que indica, que el crudo contenido en estas muestras de corazón no es totalmente pesado como ocurre en la zona de Tar.

El índice de producción fue favorable para la estimación de la gravedad API, ya que todas las muestras estuvieron por arriba de 0.4.

Existe un patrón de variación entre valores bajos y altos de cada uno de los parámetros, con una buena correlación con el tipo de litología, es decir en arenas impregnadas los valores se crecen o aumentan debido al contenido de crudo, mientras que en arcillolitas o arenas no permeables, los valores se caen o disminuyen.

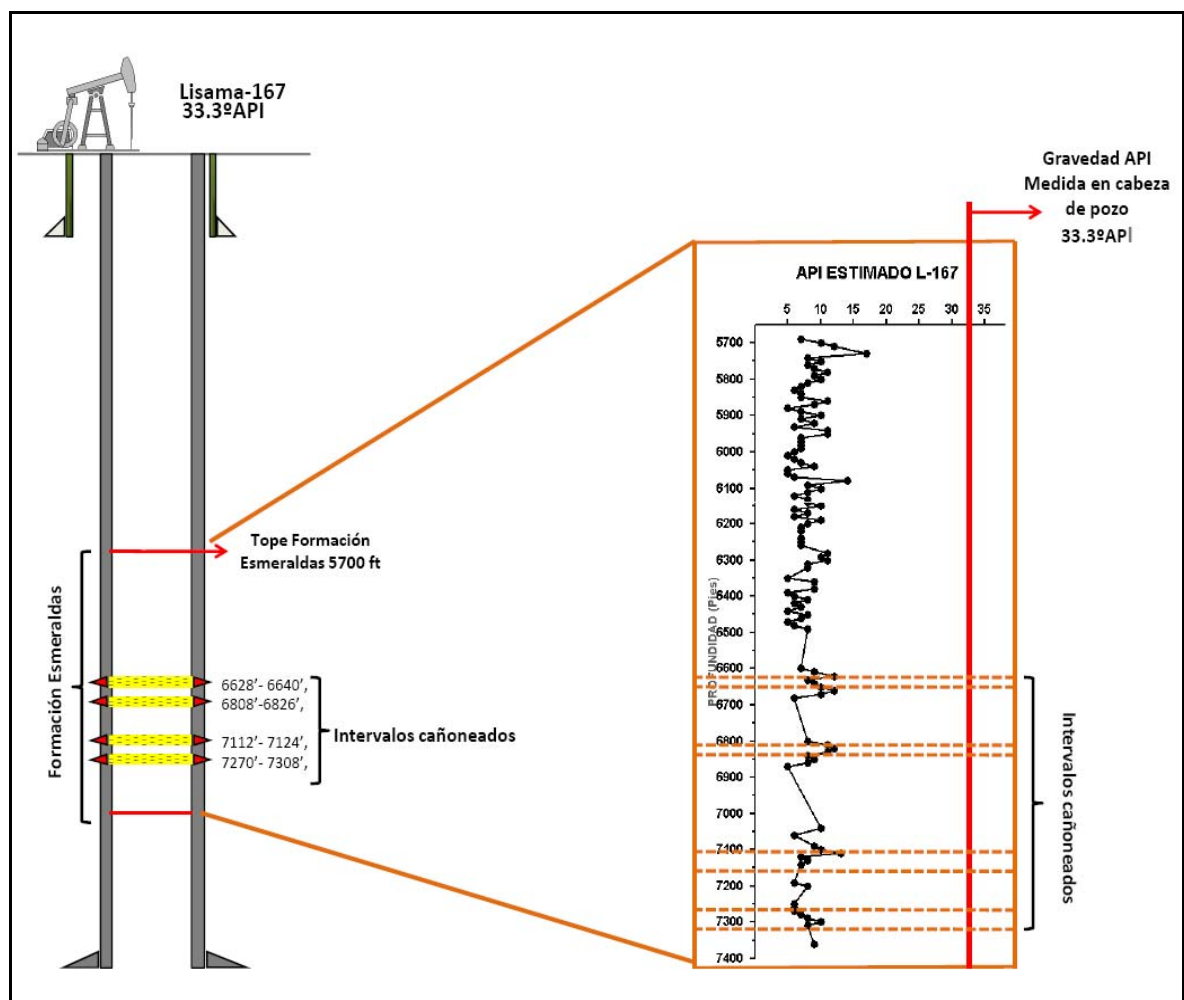
9.3.2 Pozo Lisama-167. Al igual que el pozo Lisama-146 los resultados de los parámetros obtenidos en las muestras de ripios de zanja húmeda se reemplazaron en la formula de magnitud D (3). Una vez calculada esta medición se utilizo la ecuación ajustada para el método reservorio (4), y de esta manera se estimo la gravedad API para cada profundidad. En la Figura. 51 se muestra el perfil de gravedad API estimada para las muestras ripios de zanja húmeda.

Como se observa en la Figura 51 los intervalos cañoneados para la producción corresponden a las líneas de color naranja punteadas y coinciden con gran parte del intervalo muestreado. Los puntos en color negro sobre el perfil, pertenecen a las muestras tomadas puntualmente cada 10 pies, la línea roja representa la

gravedad API actual (33.3°API) determinada por el método de Densidad Digital, y tomada a partir de un crudo en cabeza de pozo.

La gravedad API estimada de varía en un rango entre 5° y 17°API a lo largo del reservorio, en este caso es la Formación Esmeraldas. En general puede observarse que los valores estimados de gravedad API son mucho más bajos con relación a la gravedad API medida en cabeza de pozo.

Figura 51. Perfil de gravedad API estimado para el Pozo de rípios Lisama-167



Fuente. La Autora

Los rípios fueron obtenidos en superficie en septiembre de 2009, pero a diferencia de las muestras de corazón estas no conservan el crudo uniformemente. En la

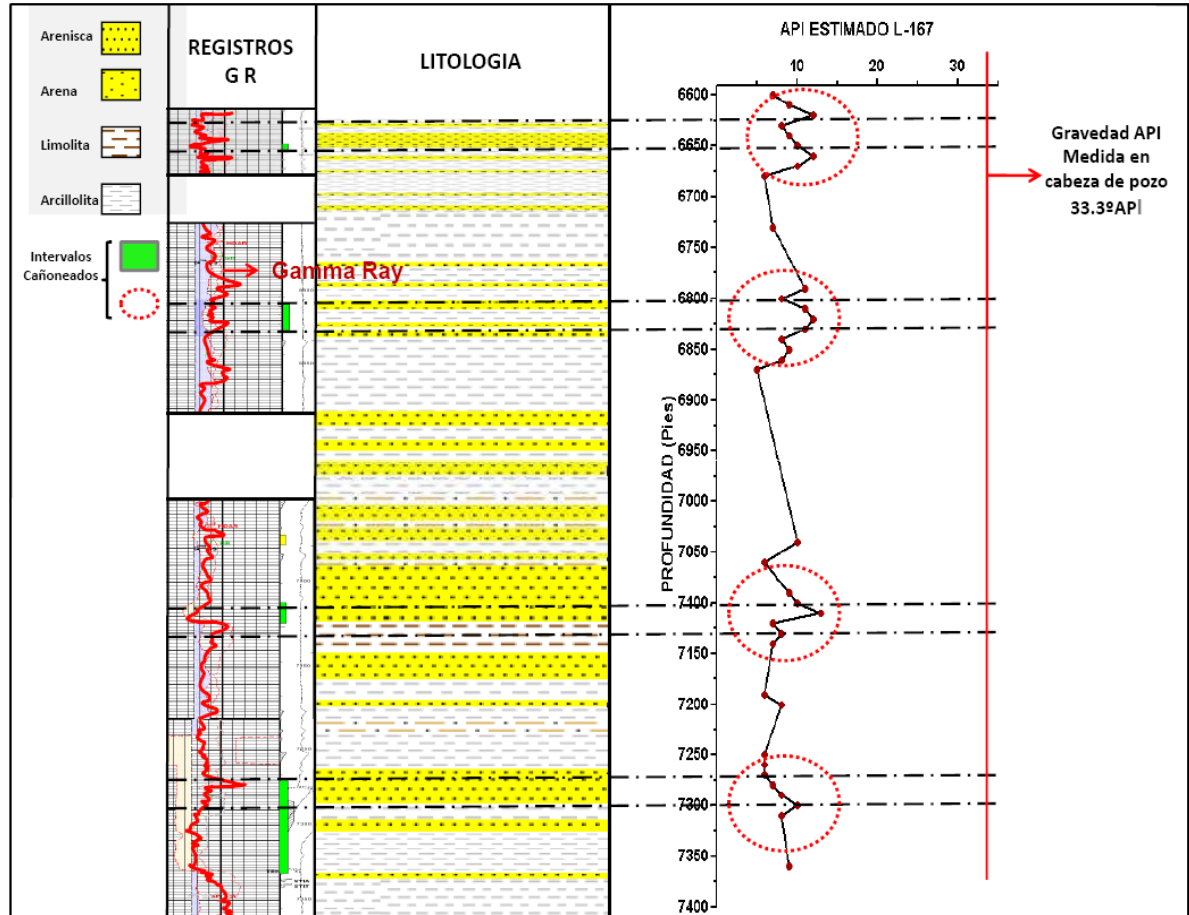
Tabla 11 se observa los resultados para la magnitud D (2), donde la gran mayoría de estos valores no entraron en el rango (0.1 - 0.4), de acuerdo a la ecuación de ajuste (4), no solo para el intervalo que aparece en la Tabla sino también para todas las muestras analizadas del pozo Lisama-167, en el equipo Rock-Eval.

Esto significa que el volumen de crudo contenido en estas muestras de roca no fue suficiente para que el equipo lo detectara y de esta manera pudiera estimar la gravedad API. En este caso no fue posible estimar la gravedad API debido a la naturaleza e integridad de la muestra.

Las arenas pertenecientes a la formación Esmeraldas, presentaron un comportamiento friable, lo que pudo haber causado una pérdida en la capacidad para contener el crudo en la roca, y solo conservó una película sobre los granos, que no fue suficiente para ser medido y detectado por el equipo.

Sin embargo se observa una buena correspondencia entre los valores relativos de gravedad API estimada y el tipo de litología del que proviene este dato. En la Figura 52 se muestra la relación entre el registro gamma ray con el perfil de gravedad API estimado, del pozo Lisama-167 solo para los intervalos cañoneados.

Figura 52. Relación entre el registro Gamma Ray con el perfil de gravedad API estimada del pozo Lisama-167 para los intervalos cañoneados.



Fuente. La Autora

Tabla 11. Principales parámetros utilizados para la estimación de la gravedad API y el cálculo de la magnitud D, para las muestras del Pozo Lisama-167. API RE: API calculado por el equipo Rock-Eval.

POZO	TIPO DE MUESTRA	FORMACION	UNIDAD OPERACIONAL	PROFUNDIDAD (PIES)	PRINCIPALES PARAMETROS							
					AP RE	API ESTIMADO	S _{1r}	S _{2a}	S _{2b}	D	Q	TPIr
LISAMA-167	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	5690-5700	1	6,58	0.01	0.13	0.4	0.02	1.84	0.26
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	5700-5710	6	9,94	0.02	0.08	0.23	0.06	0.23	0.3
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	5710-5720	1	12,36	0.02	0.06	0.14	0.09	1.03	0.36
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	5730-5740	1	16,5	0.02	0.03	0.09	0.14	0.65	0.36
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	5740-5750	2	7,59	0.01	0.05	0.26	0.03	1.04	0.19
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	5750-5760	0	10,09	0.02	0.11	0.19	0.06	1.19	0.41
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	5760-5770	0	8,29	0.01	0.09	0.15	0.04	0.93	0.4
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	5770-5780	2	9,41	0.02	0.07	0.28	0.05	1.84	0.24
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	6800-5810	0	8,06	0.02	0.19	0.33	0.04	1.22	0.39
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	6810-5820	1	10,6	0.08	0.41	0.67	0.07	2.67	0.42
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	6820-5830	2	11,75	0.02	0.05	0.17	0.08	0.95	0.29
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	6830-5840	3	10,8	0.05	0.26	0.39	0.07	1.28	0.44
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	6840-5850	2	7,59	0.03	0.27	0.66	0.03	3.77	0.31
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	7290-7300	3	8,25	0.03	0.31	0.42	0.04	2.09	0.45
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	7300-7310	1	9,75	0.06	0.43	0.54	0.06	3.21	0.48
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	7310-7320	1	8,32	0.04	0.32	0.63	0.04	2.19	0.36
	Zanja húmeda	Esmeraldas	D	7360-7370	1	8,9	0.02	0.08	0.32	0.05	1.65	0.24

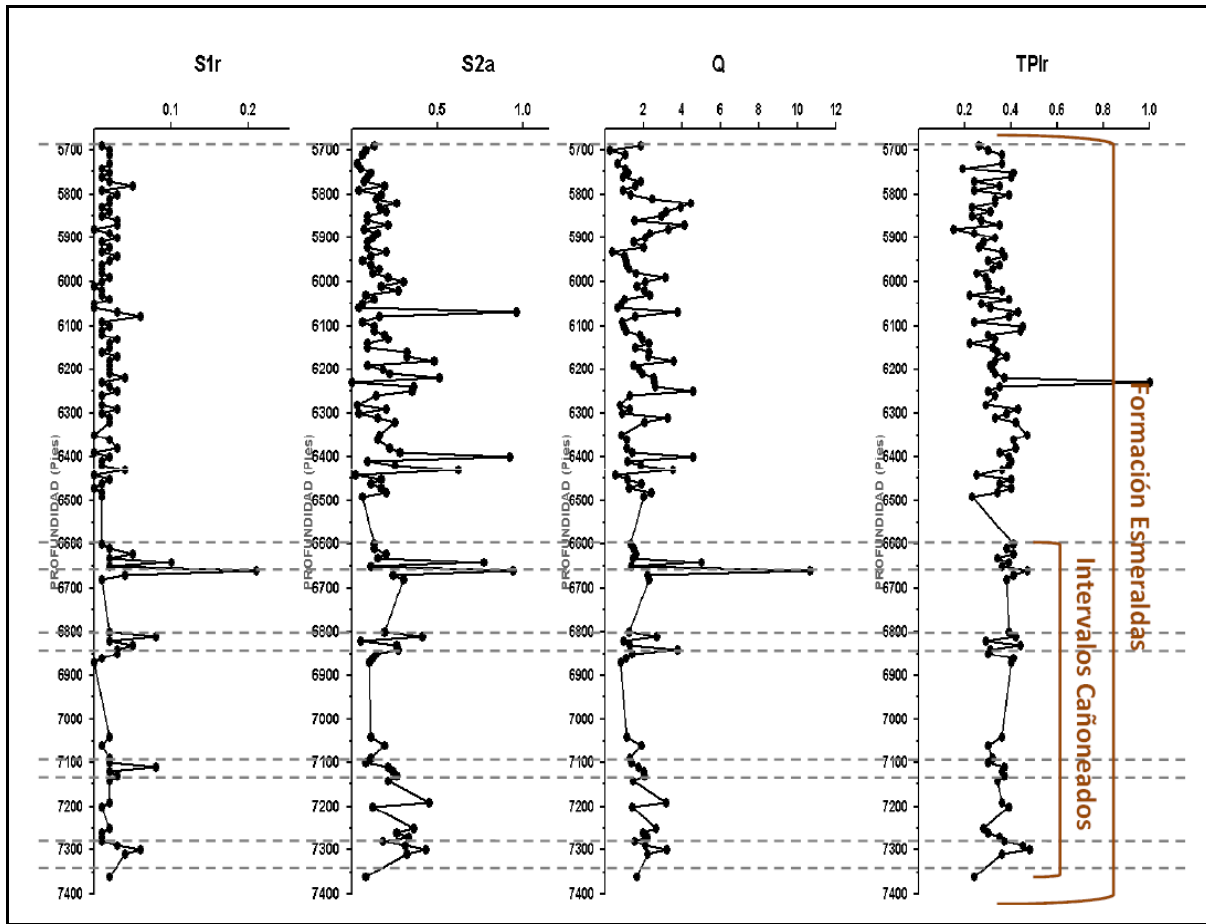
A pesar de que los valores de gravedad API estimada para el pozo Lisama-167 estuvieron notablemente más bajos que la gravedad API medida en cabeza de pozo, pudo relacionarse los valores altos con intervalos más propicios para la acumulación de hidrocarburos, como lo indica la Figura 52 para los intervalos cañoneados.

9.3.2.1 Ocurrencia de Fracciones pesadas. En la Figura. 53 se muestran los perfiles para cada uno de los principales parámetros que controlan la gravedad API estimada y la ocurrencia de fracciones pesadas para el pozo Lisama-167, estos parámetros son: S_{1r} (C₁-C₁₅), S_{2a} (C₁₅-C₄₀), Q (C₄₀ +) y TPIr.

Los perfiles de la Figura 53, muestran concentraciones muy bajas en los parámetros Q, S_{1r} , S_{2a} , sin embargo pueden diferenciarse los niveles cañoneados, ya que hay una buena relación con intervalos más propicios para la acumulación de hidrocarburos. El índice de producción no es favorable para estimar la gravedad API en las muestras de ripios de zanja húmeda del pozo Lisama-167, ya que la gran mayoría de los valores para este parámetro estuvieron por debajo de 0.4.

En este caso no hay presencia de Tar, ya que el contenido relativo de la fracción pesada (NSO), y liviana (S_{1r} , y S_{2a}), aumenta o disminuye en igual proporción, indicando que el crudo contenido en estas muestras de ripios no es totalmente pesado como se presenta en la zona de Tar.

Figura 54. Relación entre los principales parámetros que controlan la gravedad API en el Pozo Lisama-167



Fuente. La Autora

10. CONCLUSIONES

Finalizado el estudio, se llega a las siguientes conclusiones:

- Se implementó la Técnica de Pirolisis Rock - Eval VI en la estimación de la gravedad API usando el método "Reservorio"; en 119 muestras de ripios y 49 muestras de corazones del campo Lisama (pozo Lisama-167 y pozo Lisama-146).
- Aplicando la relación: $API = 79.84 D + 5.098$, se encontró una correlación lineal, entre los valores de gravedad API obtenidos en muestras de crudo y los calculados por medio de la técnica Pirolisis Rock - Eval VI para el pozo Lisama-146, para los casos en que el valor de la magnitud D estuvo en el rango 0.1 - 0.4.
- No se encontró correlación, entre los valores de gravedad API obtenidos en muestras de crudo y los calculados por medio de la técnica Pirolisis Rock - Eval VI para el pozo Lisama-167, debido a que las muestras analizadas corresponden a areniscas poco consolidadas, las cuales disminuyen substancialmente la capacidad retenedora de crudo a valores insuficientes afectando las mediciones.
- En la totalidad de las muestras analizadas, la ocurrencia de compuestos de la fracción liviana (S_{1r} , y S_{2a}), mantiene una relación directamente proporcional con aquellos de mayor peso molecular (NSO), lo cual se traduce en la ausencia de zonas de Tar para los dos casos evaluados.
- Aunque para el Pozo Lisama-167, el perfil de gravedad API estimada sugiere crudos con gravedad API considerablemente menores a la obtenida en una muestra de crudo producido actualmente, esta aproximación permitió

establecer una correlación directa entre las gravedades API obtenidas y las variaciones litológicas ya que los valores más bajos corresponden a intervalos cuyas propiedades petrofísicas son poco favorables para la acumulación de hidrocarburos.

- La pirolisis Rock-Eval modificada (método Reservorio), demuestra que la gravedad API estimada del pozo Lisama-146, a lo largo del reservorio no tiene un único valor, por lo tanto sus variaciones generan un perfil que en promedio de acerca al valor obtenido en cabeza de pozo.
- La aplicación de esta metodología genera información relevante, en la operación de pozos para predecir los puntos más adecuados del reservorio, en los cuales se podrían realizar pruebas (DST, RFT, etc) o cañoneo.

11. RECOMENDACIONES

- Validar la técnica Pirolisis Rock-Eval “Método Reservorio”, y determinar los principales parámetros que miden el desempeño de un método analítico, como: la selectividad, el rango, la sensibilidad, el límite de detección, la exactitud, y la precisión.
- Se sugiere, emplear crudos de gravedad API extrema, es decir con gravedades API inferiores a los 15°API y superiores a los 40°API, para tener mayor robustez en la validación de la técnica.
- Es recomendable trabajar con muestras de roca, solo de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, si se emplea la ecuación de ajuste trabajada en esta investigación.
- Calibrar y validar la técnica Pirolisis Rock-Eval VI “método Reservorio”; en las diferentes cuencas del país, donde se vaya a emplear esta metodología como herramienta en la planeación y desarrollo de un campo petrolífero.
- Se recomienda, realizar análisis en muestras de zanja con intervalos de roca no friable.

BIBLIOGRAFIA

AL-SABEA S., BEAN C. y CROWE J. Residual oil saturation Analysis of the Burgan Formation in the Greater Burgan Field, Kuwait. SPE 88682.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH); (2009). Organic Geochemistry Atlas of Colombia. Vol. 13, Febrero. Pag 84 – 95.

ANTONAS R. La Méthode ROCK - EVAL / The ROCK – EVAL Method. Application a L'Etude des reservoirs / Application to Reservoir Study. Vinci Technologies.

BARRERO, D. PARDO, A. VARGAS, C. MARTINEZ, J (2007). Colombian Sedimentary Basins. Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

BLANCO V., OREJUELA C (2004). Hidropirólisis, Cinética y Caracterización de aceites originales de la Formación Chipaque en el Piedemonte Llanero. Universidad industrial de Santander.

BONI, O., BANDEIRA, C., y DA SILVA, C (2007). Prospecção Geoquímica Depósitos Minerais Metálicos, Não-Metálicos, Óleo e Gás. Pag: 173-197.

CARPENTIER, B. ARAB, H. PLUCHERY, E. CHAUTRU, J (2006). Tar mats and residual oil distribution in a giant oil field offshore Abu Dhabi. Journal of Petroleum Science and Engineering 58. Pag: 472–490.

CHAPMAN, R (1983). Petroleum Geology. Elsevier. CAPitulo 4.

CHILINGAR, G. BURYAKOVSKY, L. EREMENKO, N. GORFUNKEL, M (2005). Geology and Geochemistry of oil and Gas. Elsevier. CAPitulo 5

DIKKERS, A (1985). Geology and Petroleum Production. Elsevier CAPitulo E.

ECOPETROL-ICP (2006). Modelamiento para optimizar el factor De recobro en campos de petróleo Maduros de las cuencas del Valle Medio Del Magdalena y Catatumbo. Informe técnico.

GAVIRIA, R. PEREZ, L. POSADA, C. RANGEL, A. RODRIGUEZ P (2001). Geoquímica de yacimientos de la Formación Caballos en el Campo Orito. Putumayo-Colombia. CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro - Vol. 2 Núm. 2 Dic. 2001.

GOMEZ P (2002). Determinación de la Condición Óptima de Análisis de Crudos por el Método de Pirolisis Anhidra en Sistema Abierto (Rock Eval 6). Corporación Universitaria de Ciencias Aplicadas y Ambientales. Bogotá.

GOMEZ R, MORALES J (2008). Modelo geostadístico basado en objetos de las formaciones Mugrosa y Colorado, Campo Lisama (VMM) Universidad Industrial de Santander.

GUZMAN M (2010). La geoquímica orgánica y el ciclo de vida de un activo petrolero. Instituto Mexicano del Petróleo.

HUC A Y (2003). Petroleum Geochemistry at the dawn of the 21 Century. Institut français du pétrole. Vol 58 No. 2.

HUC A Y, ESCHARD R (2008). Habitat of Biodegraded Heavy Oils: Industrial Implications. Institut français du pétrole. Vol 63 No. 5. Pag: 587-607.

J. C. RAMON, L. I. DZOU (1999). Petroleum geochemistry of Middle Magdalena Valley, Colombia. Volumen 30, issue 4, Abril. Pag. 249-266.

KAUFMAN R.L., (2002). Characterizing the Greater Burgan Field: Use of Geochemistry and Oil Fingerprint. SPE 37803 Reservoir Evaluation and Engineering. Pag: 190-196.

LAFARGUE E., MARQUIS F., and PILLOT (1998). Rock-Eval 6 Applications in Hydrocarbon Exploration, Production and Soil Contamination Studies. Revue de Institut français du pétrole. Vol. 53, No.4.

MAYOL, M., (2005). Caracterización geoquímica de los aceites de la Cuenca de Chicontepec. Instituto Politécnico Nacional, México, D.F.

MINSSIEUX L., NABZAR L., CHAUVETEAUG., y LONGERON D (1998). Permeability Damage due to Asphaltene deposition: Experimental and Modeling Aspects. Institut français du pétrole. Vol 53, No. 3.

OREJUELA, C. (2008). Técnicas instrumentales aplicadas. Laboratorio de Geoquímica, Instituto Colombiano del Petróleo.

ROCK-EVAL VI, OPERATOR MANUAL (2003). Edition 1. Vinci Technologies

REISS A, WATFA M, and. PLOMB J-P. Estimation of Residual Oil Saturation (ROS) on a Field-Wide Basis Using Multiwell Data-Base Techniques. Schlumberger Middle East S.A. SPE 25671.

RUBIANO, J., SANDOVAL, J., y GAMBA N (2009). Modelo Geológico de los Campos Maduros de Lisama, Tesoro, Nutria y Peroles, Valle Medio del Magdalena, Colombia. X Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas. Cartagena de Indias, Colombia.

RUBIANO, J. (2009). Aplicación de los Registros de Dipmeter en la actualización de los modelos geológicos de los Campos Maduros de Lisama, Tesoro, Nutria y Peroles, Cuenca Valle Medio del Magdalena, Colombia. X Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas. Cartagena de Indias, Colombia.

SAAVEDRA, N. et al, (2006). Modelamiento para Optimizar el Factor de Recobro en Campos Maduros de las Cuencas del Valle Medio del Magdalena y Catatumbo, ECOPEPETROL – ICP.

SERGIENKO, S (1965). High-Molecular Compounds in Petroleum. Israel. CAPitulo VII.

THOMPSON K. F. M., (1982). Classification and thermal history of petroleum based on light hydrocarbons. ARCO oil and gas company 303-316.

TIANGUANG F., JIANXIN W., BUCKLEY J (2002). Evaluating Crude Oils by SARA Analysis. SPE 75228.

TISSOT B., WELTE O., (1984). Petroleum Formation and Occurrence. A new approach to oil and gas exploration. Tomo II; CAPitulo 1 y 2.

TRABELSI K., ESPITALIE J (1994). Characterisation of Extra Heavy Oils and Tar Deposits by Modified Pyrolysis Methods. IFP.

TRABELSI K., ESPITALIE J (1994). Improved Method for rapid evaluation of at least one Oil-Bearing Characteristic of a Rock Sample and use thereof in heavy Oil deposits. Institut français du pétrole.

REFERENCIAS ELECTRONICAS

Petroleum Composition. [en línea] [citado en junio de 2009]. Disponible en internet:<URL: <http://www.petroleum.co.uk/composition/>>

Grupos Funcionales. [en línea] [citado en mayo de 2009]. Disponible en internet:<URL: <http://www.educaplus.org/moleculas3d/index.html>>

Calibración de Métodos. [en línea] [citado en marzo 2009]. Disponible en internet:<URL: <http://www.pucpr.edu/titulov/Q420/Cap%201.pdf>>

Calibración de Métodos. [en línea] [citado en marzo de 2009]. Disponible en internet:<URL: http://www.uam.es/personal_pdi/ciencias/lhh345a/InstrumentalLecc1.pdf>

Mejoramiento de la producción de petróleo mediante el uso de aplicaciones biotecnológicas. [en línea] [citado en marzo de 2010]. Disponible en internet:<URL: http://www.inlab.com.ar/Bacterias_Petrotecnia.pdf>

Cromatografía de Gases. [en línea] [citado en abril de 2010]. Disponible en internet:<URL: http://www.qi.fcen.uba.ar/materias/ai/clase3_2007.pdf>

Densidad Digital. [en línea] [citado en abril de 2010]. Disponible en internet:<URL: http://es.mt.com/es/es/home/products/Laboratory_Analytics_Browse/Density_Family_Browse_main.html>

ANEXOS

Anexo A. Resultados de los diferentes parámetros obtenidos con la pirolisis rock-eval vi método reservorio.

Job	Analysis	Sample	Qty	S1r	S2a	S2b	TPir	OIL	Tmaxb	TpkS2b	S3CO	S3'CO	S3	S3'	PcR(%)	RcR(%)	TOC(%)	HIS2b	OIC052b	OIS2b	Pyro MINC(%)	oxiMINC(%)	MINC(%)	NSOKERO %	Estimated - API Index	NSOKERO - type	Q
ZH- Muestras no lavadas	12022010 ZS 5700-5710.T00	ZS 5700-5710	65.5	0.02	0.08	0.23	0.3	0.1	346	384	0.25	0.19	0.76	24.62	0.06	0	0.06	383	416.67	0.23	0.68	0	0.68	69.7	6	0.3	0.23
ZS- Muestras Lavadas	12022010 ZS 5700-5710R.T00	ZS 5700-5710	64.8	0.01	0.09	0.22	0.31	0.1	348	386	0.29	0.23	0.69	26.72	0.06	0.11	0.17	129	170.59	1.44	0.73	1.83	2.56	93.51	1	0.32	1.44
	12022010 ZH 5700-5710.T00	ZH 5700-5710	65.4	0.14	1.38	2.14	0.42	1.52	313	351	0.75	0.33	1.42	22.46	0.37	0.37	0.74	289	101.35	6.25	0.62	0.71	1.33	80.44	2	1.51	6.25
	12022010 ZH 5700-5710R.T00	ZH 5700-5710	64.8	0.12	1.23	1.94	0.41	1.35	313	351	0.4	0.53	1.2	22.32	0.32	0.33	0.65	298	61.54	5.61	0.62	0.74	1.36	80.6	2	1.62	5.61
	12022010 ZS 5750-5760.T00	ZS 5750-5760	65.4	0.02	0.11	0.19	0.41	0.13	351	389	0.32	0.21	0.67	18.99	0.06	0.09	0.15	127	213.33	1.19	0.52	1.05	1.57	90.15	0	0.28	1.19
	12022010 ZS 5750-5760R.T00	ZS 5750-5760	64.8	0.02	0.09	0.19	0.37	0.11	356	394	0.26	0.19	0.73	16.31	0.06	0.08	0.14	136	185.71	1.08	0.45	1.11	1.56	90.76	1	0.26	1.08
	12022010 ZH 5750-5760.T00	ZH 5750-5760	65.4	0.07	1.18	2.35	0.35	1.25	343	381	0.6	0.59	1.9	13.19	0.38	0.39	0.77	305	77.92	6.68	0.37	0.48	0.85	84.24	1	1.24	6.68
	12022010 ZH 5750-5760R.T00	ZH 5750-5760	65.5	0.07	1.09	2.1	0.36	1.16	342	380	0.6	0.34	1.62	12.63	0.34	0.33	0.67	313	89.55	5.77	0.35	0.45	0.8	83.26	2	1.3	5.77
	12022010 ZS 5740-5750.T00	ZS 5740-5750	65.2	0.01	0.05	0.26	0.19	0.06	537	575	0.33	0.35	0.8	29.12	0.06	0.07	0.13	200	253.85	1.04	0.8	0.85	1.65	94.55	2	0.32	1.04
	12022010 ZS 5740-5750R.T00	ZS 5740-5750	64.8	0.02	0.09	0.2	0.35	0.11	353	391	0.26	0.22	0.73	17.9	0.06	0.07	0.13	154	200	0.98	0.49	1.04	1.53	89.91	0	0.27	0.98
	12022010 ZH 5740-5750.T00	ZH 5740-5750	65.5	0.06	1.17	2.32	0.35	1.23	313	351	0.62	0.55	1.84	13.48	0.37	0.51	0.88	264	70.45	7.99	0.38	0.58	0.96	86.66	0	1.26	7.99
	12022010 ZH 5740-5750R.T00	ZH 5740-5750	64.8	0.08	1.23	2.47	0.35	1.31	340	378	0.61	0.62	1.87	14.24	0.39	0.5	0.89	278	68.54	8.03	0.4	0.74	1.14	85.97	1	1.32	8.03
	12022010 ZS 5810-5820.T00	ZS 5810-5820	64.8	0.02	0.14	0.33	0.33	0.16	356	394	0.28	0.23	0.89	10.6	0.08	0.19	0.27	122	103.7	2.44	0.29	1.54	1.83	93.85	1	0.37	2.44
	12022010 ZS 5810-5820R.T00	ZS 5810-5820	65.4	0.01	0.09	0.21	0.32	0.1	358	396	0.21	0.21	0.63	10.85	0.05	0.1	0.15	140	140	1.32	0.3	1.17	1.47	92.96	1	0.33	1.32
	12022010 ZH 5810-5820.T00	ZH 5810-5820	64.8	0.09	0.86	2.42	0.28	0.95	313	351	0.47	0.65	1.67	10.05	0.35	1.04	1.39	174	33.81	13.98	0.29	0.96	1.25	93.64	1	1.45	13.98
	12022010 ZH 5810-5820R.T00	ZH 5810-5820	65.1	0.1	0.9	2.72	0.27	1	313	351	0.57	0.68	1.8	10.43	0.38	1.1	1.48	184	38.51	14.94	0.3	1.11	1.41	93.73	1	1.51	14.94
	12022010 ZS 5820-5830.T00	ZS 5820-5830	64.8	0.02	0.26	0.56	0.33	0.28	360	398	0.34	0.2	0.95	8.55	0.11	0.35	0.46	122	73.91	4.45	0.24	1.68	1.92	94.08	1	0.59	4.45
	12022010 ZS 5820-5830R.T00	ZS 5820-5830	65.2	0.02	0.28	1.09	0.22	0.3	427	465	0.56	0.53	1	12.8	0.17	0.52	0.69	158	81.16	6.87	0.36	0.99	1.35	95.82	2	1.09	6.87
	12022010 ZH 5820-5830.T00	ZH 5820-5830	65	0.07	1.18	2.56	0.33	1.25	334	372	0.47	0.43	1.37	8.79	0.37	0.32	0.69	371	68.12	6.12	0.25	0.37	0.62	83.04	2	1.87	6.12
	12022010 ZS 5700-5710R.T00	ZS 5700-5710	64.9	0.02	0.05	0.27	0.21	0.07	436	474	0.26	0.21	0.62	25.14	0.06	0.1	0.16	169	162.5	1.38	0.69	1.51	2.2	95.17	2	0.44	1.38
	12022010 ZH 5820-5830R.T00	ZH 5820-5830	65	0.07	1.18	2.56	0.33	1.25	334	372	0.47	0.43	1.37	8.79	0.37	0.32	0.69	371	68.12	6.12	0.25	0.37	0.62	83.04	2	1.87	6.12
	12022010 ZS 5700-5710.T00	ZS 5700-5710	64.9	0.02	0.05	0.27	0.21	0.07	436	474	0.26	0.21	0.62	25.14	0.06	0.1	0.16	169	162.5	1.38	0.69	1.51	2.2	95.17	2	0.44	1.38
	12022010 ZS 5800-5810.T00	ZS 5800-5810	65.2	0.03	0.17	0.31	0.39	0.2	342	380	0.23	0.24	0.59	10.19	0.07	0.09	0.16	194	143.75	1.31	0.28	0.73	1.01	86.75	0	0.53	1.31
	12022010 ZS 5800-5810R.T00	ZS 5800-5810	64.8	0.03	0.13	0.36	0.31	0.16	349	387	0.2	0.15	0.63	10.98	0.07	0.11	0.18	200	111.11	1.58	0.3	0.8	1.1	90.8	1	0.57	1.58
	12022010 ZH 5800-5810.T00	ZH 5800-5810	65	0.3	1.3	2.83	0.36	1.6	332	370	0.38	0.44	1.17	10.99	0.42	0.32	0.74	382	51.35	6.39	0.31	0.49	0.8	79.97	2	2.42	6.39
	12022010 ZH 5800-5810R.T00	ZH 5800-5810	65.4	0.29	1.26	2.87	0.35	1.55	338	376	0.34	0.39	1.19	10.67	0.41	0.32	0.73	393	46.58	6.43	0.3	0.46	0.76	80.58	2	2.41	6.43
	12022010 ZS 5790-5800.T00	ZS 5790-5800	64.9	0.01	0.04	0.16	0.24	0.05	350	388	0.18	0.15	0.77	11.12	0.05	0.07	0.12	133	150	0.94	0.31	0.59	0.9	94.95	2	0.21	0.94
	12022010 ZS 5790-5800R.T00	ZS 5790-5800	64.8	0.01	0.05	0.18	0.25	0.06	356	394	0.17	0.12	0.79	11.03	0.05	0.07	0.12	150	141.67	0.96	0.28	0.94	1.22	94.12	1	0.23	0.96
	12022010 ZH 5790-5800.T00	ZH 5790-5800	64.8	0.04	0.79	1.89	0.31	0.83	341	379	0.39	0.4	1.52	10.66	0.28	0.44	0.72	262	54.17	6.78	0.3	0.8	1.1	89.09	0	1.24	6.78
	12022010 ZH 5790-5800R.T00	ZH 5790-5800	64.8	0.06	0.83	1.88	0.32	0.89	342	380	0.43	0.53	1.61	11.71	0.29	0.4	0.69	272	62.32	6.32	0.33	0.76	1.09	87.66	0	1.17	6.32
	12022010 ZS 5780-5790.T00	ZS 5780-5790	65.5	0.05	0.19	0.44	0.35	0.24	357	395	0.35	1.11	0.57	30.17	0.09	0.1	0.19	232	184.21	1.55	0.85	2.43	3.28	86.59	0	0.77	1.55
	12022010 ZS 5780-5790R.T00	ZS 5780-5790	65.5	0.04	0.08	0.29	0.29	0.12	363	401	0.3	0.25	0.79	15.67	0.07	0.13	0.2	145	150	1.73	0.43	1.37	1.8	93.51	1	0.37	1.73
	12022010 ZH 5780-5790.T00	ZH 5780-5790	65.1	0.06	1.05	2.17	0.34	1.11	335	373	0.6	0.3	1.6	10.67	0.34	0.32	0.66	329	90.91	5.73	0.3	0.72	1.02	83.77	1	1.36	5.73
	12022010 ZH 5780-5790R.T00	ZH 5780-5790	65	0.07	1.13	2.25	0.35	1.2	335	373	0.49	0.47	1.63	11.14	0.35	0.36	0.71	317	69.01	6.25	0.31	0.55	0.86	83.89	1	1.38	6.25
	12022010 ZS 5710-5720.T00	ZS 5710-5720	65.5	0.02	0.06	0.14	0.36	0.08	354	392	0.26	0.2	0.63	28.06	0.05	0.08	0.13	108	200	1.03	0.77	1.32	2.09	92.79	1	0.22	1.03
	16022010 zh 5690-5700.100	ZH 5690-5700	65.4	0.09	1.17	2.48	0.34	1.26	346	384	0.72	0.29	1.19	23.64	0.37	0.24	0.61	407	118.03	5.15	0.65	0.31	0.96	80.34	2	2.08	5.15
	16022010 zh 5690-5700r.100	ZH5690-5700R	65	0.08	1.21	2.63	0.33	1.29	347	385	0.74	0.28	1.18	22.34	0.39	0.28	0.67	393	110.45	5.74	0.62	0.32	0.94	81.65	2	2.23	5.74
	16022010 zh 5710-5720.100	ZH 5710-5720	65.3	0.08	1.32	1.94	0.42	1.4	313	351	0.62	0.2	1.13	21.93	0.33	0.29	0.62	313	100	5.16	0.6	0.52	1.12	78.66	3	1.72	5.16
	16022010 zh 5710-5720r.100	ZH 5710-5720	65.5	0.08	1.27	1.93	0.41	1.35	313	351	0.64	0.31	1.42	23.14	0.34	0.27	0.61	316	104.92	4.93	0.64	0.5	1.14	78.5	3	1.36	4.93
	16022010 zh 5770-5780.100	ZH 5770-5780	65	0.06	1.39	2.41	0.38	1.45	313	351	0.64	0.67	1.97	15.29	0.4</												

Job	Analysis	Sample	Qty	S1r	S2a	S2b	TPlr	OIL	Tmaxb	TpkS2b	S3CO	S3'CO	S3	S3'	PcR(%)	RcR(%)	TOC(%)	HIS2b	OICOS2b	OIS2b	pyro MINC(%)	oxiMINC(%)	MINC(%)	NSOKERO %	Estimated - API index	NSOKERO - Type	Q
16022010	zh 5690-5700.100	ZH 5690-5700	65.4	0.09	1.17	2.48	0.34	1.26	346	384	0.72	0.29	1.19	23.64	0.37	0.24	0.61	407	118.03	5.15	0.65	0.31	0.96	80.34	2	2.08	5.15
16022010	zh 5690-5700r.100	ZH5690-5700R	65	0.08	1.21	2.63	0.33	1.29	347	385	0.74	0.28	1.18	22.34	0.39	0.28	0.67	393	110.45	5.74	0.62	0.32	0.94	81.65	2	2.23	5.74
16022010	zh 5710-5720.100	ZH 5710-5720	65.3	0.08	1.32	1.94	0.42	1.4	313	351	0.62	0.2	1.13	21.93	0.33	0.29	0.62	313	100	5.16	0.6	0.52	1.12	78.66	3	1.72	5.16
16022010	zh 5710-5720r.100	ZH 5710-5720	65.5	0.08	1.27	1.93	0.41	1.35	313	351	0.64	0.31	1.42	23.14	0.34	0.27	0.61	316	104.92	4.93	0.64	0.5	1.14	78.5	3	1.36	4.93
16022010	zh 5770-5780.100	ZH 5770-5780	65	0.06	1.39	2.41	0.38	1.45	313	351	0.64	0.67	1.97	15.29	0.4	0.54	0.94	256	68.09	8.41	0.43	0.96	1.39	85.29	1	1.22	8.41
16022010	zh 5770-5780r.100	ZH5770-5780R	64.9	0.08	1.35	2.73	0.34	1.43	313	351	0.59	0.65	1.92	16.34	0.42	0.67	1.09	250	54.13	10.17	0.46	0.93	1.39	87.67	0	1.42	10.17
16022010	zs 5690-5700.100	ZS 5690-5700	64.9	0.01	0.13	0.4	0.26	0.14	348	386	0.33	0.22	0.41	36.21	0.07	0.13	0.2	200	165	1.84	0.99	0.98	1.97	92.93	1	0.98	1.84
16022010	zs 5690-5700r.100	ZS 5690-5700	64.9	0.01	0.13	0.4	0.26	0.14	344	382	0.41	0.3	0.59	45.59	0.08	0.14	0.22	182	186.36	1.96	1.25	0.95	2.2	93.33	1	0.68	1.96
16022010	zs 5710-5720.100	ZS 5710-5720	65.5	0.03	0.05	0.22	0.27	0.08	345	383	0.35	0.27	0.79	32	0.06	0.07	0.13	169	269.23	1	0.88	1.3	2.18	92.59	1	0.28	1.00
16022010	zs 5760-5770.100	ZS 5760-5770	65.5	0.01	0.09	0.15	0.4	0.1	346	384	0.25	0.15	0.63	19.18	0.05	0.07	0.12	125	208.33	0.93	0.53	1.55	2.08	90.29	0	0.24	0.93
16022010	zs 5760-5770r.100	ZS5760-5770R	65.3	0.02	0.07	0.22	0.29	0.09	351	389	0.05	0.34	0.62	20.37	0.04	0.09	0.13	169	38.46	1.22	0.56	1.77	2.33	93.13	1	0.35	1.22
16022010	zs 5770-5780.100	ZS 5770-5780	65.4	0.02	0.07	0.28	0.24	0.09	356	394	0.28	0.21	0.86	16.65	0.07	0.14	0.21	133	133.33	1.84	0.46	1.62	2.08	95.34	2	0.33	1.84
16022010	zs 5770-5780r.100	ZS5770-5780R	65.2	0.02	0.08	0.27	0.27	0.1	351	389	0.27	0.2	0.84	17.77	0.07	0.12	0.19	142	142.11	1.6	0.49	1.31	1.8	94.12	1	0.32	1.60
17022010	zh 5760-5770.100	ZH 5760-5770	65.2	0.09	1.4	2.86	0.34	1.49	322	360	0.52	0.61	1.67	14.18	0.43	0.27	0.7	409	74.29	5.86	0.4	0.63	1.03	93.2	1	0.49	5.86
17022010	zh 5760-5770r.100	ZH5760-5770R	64.8	0.09	1.42	2.98	0.34	1.51	336	374	0.62	0.63	1.87	14.49	0.45	0.35	0.8	372	77.5	6.87	0.41	0.57	0.98	95.02	2	0.55	6.87
17022010	zh 5940-5950.100	ZH 5940-5950	65.3	0.06	1.04	2.78	0.28	1.1	340	378	0.4	0.6	1.9	13.14	0.39	0.39	0.78	356	51.28	7.11	0.37	0.48	0.85	91.8	1	2.45	7.11
17022010	zh 5940-5950r.100	ZH 5940-5950	65.4	0.05	0.95	2.53	0.28	1	340	378	0.34	0.57	1.85	13.96	0.36	0.35	0.71	356	47.89	6.42	0.39	0.49	0.88	91.17	1	2.62	6.42
17022010	zh 5950-5960.100	ZH 5950-5960	65.5	0.04	0.83	2.11	0.29	0.87	352	390	0.29	0.51	1.93	12.85	0.31	0.27	0.58	364	50	5.11	0.36	0.61	0.97	88.03	0	0.38	5.11
17022010	zh 5950-5960r.100	ZH5950-5960R	65.5	0.04	0.84	2.29	0.28	0.88	345	383	0.32	0.61	1.64	13.57	0.32	0.33	0.65	352	49.23	5.96	0.38	0.77	1.15	86.73	0	0.32	5.96
17022010	zs 5940-5950.100	ZS 5940-5950	65.3	0.03	0.11	0.24	0.37	0.14	353	391	0.56	0.77	0.86	37.08	0.08	0.07	0.15	160	373.33	1.02	1.03	0.58	1.61	86.02	1	2.21	1.02
17022010	zs 5940-5950r.100	ZS5940-5950R	64.8	0.09	0.52	0.91	0.4	0.61	337	375	0.34	0.59	0.49	21.32	0.15	0.18	0.33	276	103.03	2.91	0.59	2.46	3.05	85.56	1	2.22	2.91
17022010	zs 5950-5960.100	ZS 5950-5960	64.8	0.02	0.06	0.19	0.3	0.08	343	381	0.25	0.25	0.43	17.1	0.04	0.08	0.12	158	208.33	1.08	0.47	2.24	2.71	93.11	1	0.45	1.08
17022010	zs 5950-5960r.100	ZS5950-5960R	65.5	0.01	0.07	0.24	0.25	0.08	356	394	0.43	0.43	0.85	25.12	0.07	0.07	0.14	171	307.14	1.02	0.69	0.5	1.19	76.3	4	0.42	1.02
18022010	ZS 5890-5900.T00	ZS 5890-5900	65	0.02	0.15	0.55	0.24	0.17	358	396	0.3	0.23	1.13	11.83	0.1	0.16	0.26	212	115.38	2.33	0.33	1.1	0.01	75	4	3	2.33
18022010	ZS 5890-5900R.T00	ZS5890-5900R	65.1	0.01	0.13	0.56	0.2	0.14	359	397	0.34	0.33	1.02	11.89	0.1	0.19	0.29	193	117.24	2.67	0.33	1.25	1.92	93.53	1	0.31	2.67
18022010	ZH 5890-5900.T00	ZH 5890-5900	65.2	0.08	1.29	4.67	0.23	1.37	345	383	0.48	0.73	1.91	11.24	0.57	0.96	1.53	305	31.37	15.34	0.32	0.81	0.97	85.43	1	1.89	15.34
18022010	ZH 5890-5900R.T00	ZH5890-5900R	64.9	0.08	1.16	4.37	0.22	1.24	347	385	0.43	0.61	1.67	12.23	0.53	0.76	1.29	339	33.33	12.81	0.35	1.19	0.68	83.33	2	1.7	12.81
18022010	ZS 5970-5980.T00	ZS 5970-5980	65	0.01	0.16	0.36	0.32	0.17	350	388	0.41	0.47	0.96	25.72	0.09	0.08	0.17	212	241.18	1.25	0.71	0.9	0.01	100	3	3	1.25
18022010	ZS 5970-5980R.T00	ZS 5970-5980	64.8	0.02	0.13	0.31	0.33	0.15	354	392	0.44	0.44	0.96	22.88	0.08	0.06	0.14	221	314.29	0.98	0.63	0.59	0.77	87.43	0	1.71	0.98
18022010	ZH 5970-5980.T00	ZH 5970-5980	64.8	0.07	1.17	3.63	0.25	1.24	344	382	0.43	0.54	1.64	11.6	0.47	0.36	0.83	437	51.81	7.63	0.33	0.38	2.69	93.51	1	1.19	7.63
18022010	ZH 5970-5980R.T00	ZH5970-5980R	65.3	0.06	1.24	3.81	0.25	1.3	341	379	0.46	0.54	1.72	11.98	0.49	0.35	0.84	454	54.76	7.7	0.34	0.4	1.69	92.86	1	0.53	7.70
18022010	ZS 5990-6000.T00	ZS 5990-6000	65	0.02	0.21	0.55	0.29	0.23	355	393	0.41	0.36	1.23	20.65	0.12	0.23	0.35	157	117.14	3.11	0.57	1.55	0.09	98.75	3	1	3.11
18022010	ZS 5990-6000R.T00	ZS5990-6000R	64.9	0.01	0.31	0.36	0.47	0.32	354	392	0.3	0.24	0.85	12.52	0.09	0.06	0.15	240	200	1.03	0.35	0.29	0.11	63.14	8	224	1.03
18022010	ZH 5990-6000.T00	ZH 5990-6000	64.9	0.06	1.1	3.63	0.24	1.16	341	379	0.44	0.58	1.63	12.48	0.46	0.45	0.91	399	48.35	8.63	0.35	0.53	0.12	61.04	9	162.21	8.63
18022010	ZH 5990-6000R.T00	ZH5990-6000R	65.1	0.05	1.1	3.86	0.23	1.15	343	381	0.44	0.53	1.64	11.9	0.48	0.49	0.97	398	45.36	9.3	0.34	0.49	0.11	62.28	9	173.55	9.30
18022010	ZS 5920-5930.T00	ZS 5920-5930	65.2	0.02	0.09	0.32	0.26	0.11	356	394	0.51	0.61	0.82	31.44	0.08	0.15	0.23	139	221.74	1.99	0.87	0.89	0.14	68.4	7	130.67	1.99
18022010	ZS 5920-5930R.T00	ZS5920-5930R	65.2	0.02	0.09	0.26	0.3	0.11	354	392	0.46	0.45	0.84	26.36	0.07	0.12	0.19	137	242.11	1.59	0.73	1.19	0.13	66.34	7	251.81	1.59
18022010	ZH 5920-5930.T00	ZH 5920-5930	65.2	0.05	1.11	1.91	0.38	1.16	313	351	0.39	0.5	1.01	10.25	0.3	0.44	0.74	258	52.7	6.8	0.29	0.68	0.04	92.31	1	0.67	6.80
18022010	ZH 5920-5930R.T00	ZH5920-5930R	64.9	0.04	1.14	1.79	0.4	1.18	313	351	0.42	0.52	1.05	10.53	0.29	0.37	0.66	271	63.64	5.9	0.3	0.38	0.12	61.4	9	119.95	5.90
18022010	zh 5840-5850.100	ZH 5840-5850	65.2	0.07	1.05	2.46	0.31	1.12	341	379	0.52	0.56	1.44	10.87	0.36	0.48	0.84	293	61.9	7.79	0.31	0.46	0.13	61.83	9	80.11	7.79
18022010	zh 5840-5850r.100	ZH 5840-5850	64.8	0.02	0.2	0.5	0.31	0.22	352	390	0.22	0.27	0.42	11.14	0.08	0.24	0.32	156	68.75	3.17	0.31	2.38	0.15	68.65	6	62.95	3.17
18022010	zs 5840-5850r.100	ZS5840-5850R	64.9	0.02	0.08	0.3	0.25	0.1	359	397	0.2	0.16	0.57	13.11	0.06	0.09	0.15	200	133.33	1.3	0.36	1.33	0.11	62.6	8	63.25	1.30
24022010	ZS 5880-5890.T00	ZS 5880-5890	65	0	0.07	0.4	0.15	0.07	363	401	0.21	0.17	0.81	13.67	0.07	0.26	0.33	121	63.64	3.29	0.38	2.99	0.74	86.53	0	1.24	3.29
24022010	ZH 5880-5890.T00	ZH 5880-5890	65.3	0.03	0.94	1.61	0.38	0.97	313	351	0.39	0.41	1.42	10.98	0.27	0.47	0.74	218	52.7	6.83	0.31	0.46	0.99	89.96	0	1.51	6.83
2402																											

Job	Analysis	Sample	Qty	S1r	S2a	S2b	TPlr	OIL	Tmaxb	TpkS2b	S3CO	S3'CO	S3	S3'	Pcr(%)	Rcr(%)	TOC(%)	HIS2b	OICOS2b	OIS2b	pyro MINC(%)	oxiMINC(%)	MINC(%)	NSOKERO %	Estimated - API index	NSOKERO - Type	Q
24022010	zs 5880-5890.I00	ZS 5880-5890	65	0	0.07	0.4	0.15	0.07	363	401	0.21	0.17	0.81	13.67	0.07	0.26	0.33	121	63.64	3.29	0.38	2.99	0.77	82.14	2	1.06	3.29
24022010	zs 5910-5920.I00	ZS 5910-5920	64.8	0.01	0.09	0.26	0.28	0.1	356	394	0.38	0.28	0.69	20.04	0.06	0.11	0.17	153	223.53	1.48	0.55	1.07	1.81	92.77	1	0.36	1.48
24022010	zs 5930-5940.I00	ZS 5930-5940	65.1	0.01	0.2	0.37	0.36	0.21	355	393	0.43	0.26	0.99	23.17	0.09	0	0.09	411	477.78	0.37	0.64	0	4.16	94.5	1	0.56	0.37
24022010	zs 5960-5970.I00	ZS 5960-5970	64.8	0.01	0.11	0.22	0.35	0.12	351	389	0.09	0.49	0.79	17.55	0.05	0.08	0.13	169	69.23	1.11	0.49	1.09	2.01	93.3	1	0.35	1.11
24022010	zs 5980-5990.I00	ZS 5980-5990	65.3	0.01	0.12	0.39	0.25	0.13	348	386	0.44	0.38	1.17	23.6	0.09	0.11	0.2	195	220	1.61	0.65	1.18	2.43	92.88	1	0.47	1.61
1032010	zh 5860-5870.I00	ZH 5860-5870	64.8	0.09	1.2	2.47	0.34	1.29	313	351	0.55	0.36	1.52	10.2	0.38	0.65	1.03	240	53.4	9.69	0.29	0.5	2.12	89.47	0	1.05	9.69
1032010	zh 5860-5870R.I00	ZH5860-5870R	65.3	0.08	1.21	2.5	0.34	1.29	313	351	0.6	0.41	1.67	10.5	0.39	0.77	1.16	216	51.72	11.06	0.3	0.54	1.02	79.58	2	0.81	11.06
1032010	zh 5870-5880.I00	ZH 5870-5880	65.2	0.04	0.95	3.16	0.24	0.99	348	386	0.56	0.54	1.53	8.54	0.41	1.2	1.61	196	34.78	16.49	0.24	0.69	5.68	87.66	0	0.61	16.49
1032010	zh 7090-7100.I00	ZH 7090-7100	64.8	0.32	0.7	2.01	0.34	1.02	334	372	0.58	0.47	2.92	14.68	0.36	0.24	0.6	335	96.67	4.68	0.41	0.66	0.87	80.95	2	0.95	4.68
1032010	zh 7100-7110.I00	ZH 7100-7110	64.9	0.4	0.91	2.61	0.33	1.31	334	372	0.72	0.38	2.52	13.96	0.42	0.3	0.72	362	100	5.94	0.39	0.58	0.86	81.14	2	0.93	5.94
1032010	zh 7100-7110R.I00	ZH7100-7110R	65.1	0.39	0.81	2.41	0.33	1.2	335	373	0.55	0.44	2.28	14.07	0.39	0.28	0.67	360	82.09	5.52	0.39	0.38	0.01	100	3	0	5.52
1032010	zs 5860-5870.I00	ZS 5860-5870	65	0.03	0.09	0.32	0.27	0.12	358	396	0.2	0.13	0.9	9.16	0.07	0.11	0.18	178	111.11	1.54	0.25	1.56	5.28	87.46	0	0.42	1.54
1032010	zs 5870-5880.I00	ZS 5870-5880	65.5	0.03	0.21	0.45	0.35	0.24	344	382	0.25	0.15	0.81	8.13	0.09	0.33	0.42	107	59.52	4.12	0.22	3.94	1.14	83.85	1	1.24	4.12
1032010	zs 5900-5910.I00	ZS 5900-5910	64.8	0.03	0.12	0.31	0.33	0.15	357	395	0.36	0.27	0.88	18.2	0.08	0.16	0.24	129	150	2.09	0.5	1.51	5.64	87.84	0	0.18	2.09
1032010	zs 5930-5940.I00	ZS 5930-5940	65.1	0.03	0.16	0.37	0.34	0.19	357	395	0.08	0.3	0.78	10.25	0.07	0.19	0.26	142	30.77	2.48	0.29	2.14	1.91	86.88	0	0.98	2.48
1032010	zs 7090-7100.I00	ZS 7090-7100	65.5	0.02	0.11	0.27	0.32	0.13	337	375	0.53	0.9	2.05	27.79	0.11	0.09	0.2	135	265	1.27	0.78	5.06	5.88	86.61	0	0.25	1.27
1032010	zs 7100-7110.I00	ZS 7100-7110	64.9	0.02	0.08	0.23	0.3	0.1	331	369	0.63	1.28	0.9	33.2	0.08	0.1	0.18	128	350	1.34	0.93	5.31	1.85	84.83	1	0.93	1.34
1032010	zs 7110-7120.I00	ZS 7110-7120	65.3	0.08	0.21	0.49	0.37	0.29	319	357	0.51	0.55	4.22	33.92	0.2	0.11	0.31	158	164.52	1.71	0.94	4.64	0.02	0	3	0	1.71
1032010	ZH 7110-7120.T00	ZH 7110-7120	65.1	0.41	0.73	2.47	0.32	1.14	341	379	0.62	0.55	2.36	17.26	0.39	0.65	1.04	238	59.62	9.69	0.48	1.64	1.36	82	2	0.86	9.69
1032010	ZH 7120-7130.T00	ZH 7120-7130	65.3	0.36	0.62	1.26	0.44	0.98	325	363	0.42	0.43	1.56	15.32	0.25	0.23	0.48	262	87.5	3.82	0.48	0.59	5.48	89.02	0	0.25	3.82
1032010	ZS 7130-7140.T00	ZS 7130-7140	65.3	0.03	0.26	0.5	0.37	0.29	330	368	1.03	1.1	0.82	30.04	0.13	0.14	0.27	185	381.48	2.06	0.84	4.84	1.13	82.3	2	1.04	2.06
1032010	ZH 7130-7140.T00	ZH 7130-7140	65	0.39	0.77	1.93	0.38	1.16	330	368	0.46	0.41	2.04	13.98	0.33	0.27	0.6	322	76.67	4.93	0.39	0.48	5.23	86.01	1	0.67	4.93
1032010	ZH 7130-7140R.T00	ZH7130-7140R	65.5	0.4	0.76	1.99	0.37	1.16	330	368	0.5	0.46	2.15	14.73	0.34	0.27	0.61	326	81.97	4.99	0.41	0.45	1.5	84.29	1	0.79	4.99
1032010	ZS 7250-7260.T00	ZS 7250-7260	64.8	0.02	0.36	0.98	0.28	0.38	435	473	0.52	0.69	2.36	27.13	0.2	0.15	0.35	280	148.57	2.65	0.75	4.53	0.52	90.24	0	0.1	2.65
1032010	ZH 7250-7260.T00	ZH 7250-7260	65.3	0.32	0.67	2.25	0.31	0.99	328	366	0.54	0.54	1.81	16.87	0.34	0.26	0.6	375	90	5.14	0.47	0.67	5.91	89.44	0	0.23	5.14
1032010	ZS 7260-7270.T00	ZS 7260-7270	65	0.01	0.26	0.62	0.3	0.27	319	357	0.54	0.73	3.44	32.14	0.19	0.12	0.31	200	174.19	1.95	0.89	4.75	2.41	84.84	1	0.7	1.95
1032010	ZH 7260-7270.T00	ZH 7260-7270	64.9	0.24	0.5	2.01	0.27	0.74	331	369	0.54	0.46	2.06	17.6	0.31	0.26	0.57	353	94.74	4.9	0.49	1.42	5.12	86.76	0	0.4	4.90
1032010	ZS 7270-7280.T00	ZS 7270-7280	65.4	0.01	0.33	0.64	0.35	0.34	438	476	0.75	1.33	2.55	38.54	0.18	0.14	0.32	200	234.38	2.2	1.08	4.8	2.37	83.6	1	0.52	2.20
1032010	ZH 7260-7270R.T00	ZH7260-7270R	65.4	0.29	0.54	1.97	0.3	0.83	330	368	0.48	0.42	2.11	17.08	0.31	0.24	0.55	358	87.27	4.64	0.47	1.38	4.56	85.88	1	0.22	4.64
1032010	ZH 7270-7280.T00	ZH 7270-7280	65	0.32	0.67	1.95	0.34	0.99	327	365	0.49	0.48	2.27	16.11	0.33	0.23	0.56	348	87.5	4.51	0.45	0.91	0.02	50	14	2.5	4.51
1032010	ZS 7280-7290.T00	ZS 7280-7290	65.3	0.01	0.18	0.32	0.37	0.19	322	360	0.48	0.69	1.26	22.64	0.1	0.11	0.21	152	228.57	1.54	0.63	4.85	2.68	85.93	1	0.4	1.54
1032010	ZH 7280-7290.T00	ZH 7280-7290	65	0.29	0.85	2.08	0.35	1.14	326	364	0.49	0.47	2	14.89	0.34	0.29	0.63	330	77.78	5.3	0.42	0.71	5.7	85.31	1	0.39	5.30
1032010	ZS 7290-7300.T00	ZS 7290-7300	65	0.03	0.31	0.42	0.45	0.34	322	360	0.32	0.49	0.63	18.85	0.09	0.15	0.24	175	133.33	2.09	0.52	4.71	2.88	79.23	3	0.83	2.09
1032010	ZH 7290-7300.T00	ZH 7290-7300	65.3	0.33	0.82	2.39	0.32	1.15	331	369	0.44	0.51	3.03	16.32	0.4	0.34	0.74	323	59.46	6.17	0.46	1.04	5.36	84.49	1	1.16	6.17
1032010	ZH 7290-7300R.T00	ZH7290-7300R	65.3	0.4	0.83	2.31	0.35	1.23	329	367	0.42	0.44	2.85	15.05	0.39	0.34	0.73	316	57.53	6.09	0.42	1	1.12	77.41	3	1.55	6.09
1032010	ZS 6630-6640.T00	ZS 6630-6640	64.8	0.02	0.15	0.33	0.34	0.17	325	363	0.35	0.59	1.44	20.07	0.1	0.1	0.2	165	175	1.44	0.56	5.35	0.03	86.67	0	2	1.44
1032010	ZH 6630-6640.T00	ZH 6630-6640	64.8	0.41	1.08	3.67	0.29	1.49	337	375	0.6	0.73	5.27	18.87	0.6	0.42	1.02	360	58.82	8.34	0.53	1.88	4	88.6	0	0.34	8.34
1032010	ZS 7300-7310.T00	ZS 7300-7310	65	0.06	0.43	0.54	0.48	0.49	315	353	0.24	0.34	1.34	10.14	0.13	0.24	0.37	146	64.86	3.21	0.28	4.84	5.54	92.63	1	1.27	3.21
1032010	ZH 7300-7310.T00	ZH 7300-7310	65.3	0.33	0.8	2.43	0.32	1.13	357	395	0.45	0.53	4.71	15.77	0.44	0.3	0.74	328	60.81	5.76	0.44	1.93	1.1	78.25	3	1.16	5.76
1032010	ZS 7310-7320.T00	ZS 7310-7320	64.8	0.04	0.32	0.63	0.36	0.36	326	364	0.12	0.81	2.81	24.11	0.16	0.14	0.3	210	40	2.19	0.67	3.89	4.21	93.14	1	0.2	2.19
1032010	ZH 7300-7310R.T00	ZH7300-7310R	65	0.31	0.75	2.42	0.3	1.06	358	396	0.41	0.43	4.7	13.95	0.43	0.31	0.74	327	55.41	5.86	0.39	2.09	0.97	81.31	2	1.37	5.86
2032010	ZH 7310-7320.T00	ZH 7310-7320	65	0.22	0.54	2.08	0.27	0.76	351	389	0.35	0.4	5.23	13.8	0.39	0.23	0.62	335	56.45	4.64	0.38	2.3	0.01	44.44	17	0.67	4.64
2032010	ZS 6800-6810.T00	ZS 6800-6810	65.3	0.02	0.19	0.33	0.39	0.21	327	365	0.46	0.48	0.84	16.62	0.09	0.08	0.17	194	270.59	1.22	0.46	5.24	5	90.38	0	0.3	1.22
2032010	ZH 6800-6810.T00	ZH 6800-6810	65.2	0.51	1.28	3.05	0.37	1.79	330	368	0.49	0.52	3.67	18.57	0.52	0.34	0.86	355	56.98	6.83	0.52	2.36	0.73	81.96	2	1.25	6.83
2032010	ZS 6810-6820.T00	ZS 6810-6820	65.1	0.08	0.41	0.67	0.42	0.49	335	373	0.84	1.37	0.58	38.39	0.15												

Job	Analysis	Sample	Qty	S1r	S2a	S2b	TPlr	OIL	Tmaxb	TpkS2b	S3CO	S3'CO	S3	S3'	PcR(%)	RcR(%)	TOC(%)	HIS2b	OICOS2b	OIS2b	pyro MINC(%)	oxiMINC(%)	MINC(%)	NSOKERO %	Estimated - API index	NSOKERO - Type	Q
4032010	ZS 6830-6840.T00	ZS 6830-6840	64.9	0.05	0.26	0.39	0.44	0.31	336	374	1.15	1.48	0.44	40.61	0.12	0.08	0.2	195	575	1.28	1.14	4.69	1.22	78.25	3	1.48	1.28
4032010	ZH 6640-6650R.T00	ZH6640-6650R	65.4	0.57	1.3	3.36	0.36	1.87	337	375	0.63	0.63	2.34	16.02	0.52	0.47	0.99	339	63.64	8.58	0.45	0.63	1.32	90.25	0	0.94	8.58
4032010	ZH 6830-6840.T00	ZH 6830-6840	65.3	0.34	1.11	3.16	0.31	1.45	334	372	0.57	0.56	2.01	14.96	0.46	0.25	0.71	445	80.28	5.94	0.42	0.35	0.02	57.14	11	2	5.94
4032010	ZS 6650-6660.T00	ZS 6650-6660	65.2	0.02	0.11	0.23	0.36	0.13	356	394	2.69	4.43	0.54	83	0.16	0.1	0.26	88	1034.62	1.34	2.36	3.55	2.03	80.99	2	0.89	1.34
4032010	ZH 6650-6660.T00	ZH 6650-6660	65.1	0.4	1.07	2.94	0.33	1.47	336	374	0.65	0.56	2.05	15.13	0.45	0.27	0.72	408	90.28	5.94	0.42	0.37	5.67	86.34	1	0.46	5.94
4032010	ZS 6130-6140.T00	ZS 6130-6140	65.4	0.03	0.21	0.49	0.33	0.24	335	373	0.36	0.32	0.29	16.05	0.08	0.13	0.21	233	171.43	1.93	0.44	2.26	3.72	84.73	1	0.78	1.93
4032010	ZH 6130-6140.T00	ZH 6130-6140	64.8	0.45	1.69	4.86	0.31	2.14	423	461	0.31	0.32	1.09	14.85	0.62	0.58	1.2	405	25.83	11.3	0.41	0.25	4.78	87.64	0	0.37	11.30
4032010	ZH 6130-6140R.T00	ZH6130-6140R	65.5	0.48	1.76	5.2	0.3	2.24	425	463	0.29	0.35	1.14	13.62	0.66	0.6	1.26	413	23.02	11.87	0.38	0.23	1.41	84.03	1	1.3	11.87
4032010	ZS 6610-6620.T00	ZS 6610-6620	64.8	0.02	0.13	0.24	0.38	0.15	336	374	0.23	0.35	0.66	12.36	0.06	0.11	0.17	141	135.29	1.46	0.34	5.13	0.02	100	3	0.33	1.46
4032010	ZH 6610-6620.T00	ZH 6610-6620	65.1	0.37	1.47	4.54	0.29	1.84	336	374	0.53	0.67	3.3	14.91	0.64	0.8	1.44	315	36.81	13.43	0.42	1.57	0.01	85.71	1	0.5	13.43
4032010	ZS 6600-6610.T00	ZS 6600-6610	65	0.01	0.13	0.2	0.41	0.14	332	370	0.8	1.4	0.23	46.62	0.07	0.1	0.17	118	470.59	1.31	1.3	4.85	0.02	82.35	2	1.5	1.31
4032010	ZH 6600-6610.T00	ZH 6600-6610	65	0.36	1.8	3.88	0.36	2.16	329	367	0.56	0.66	2.63	23.48	0.6	0.35	0.95	408	58.95	7.77	0.65	0.57	0.02	50	14	0.67	7.77
4032010	ZS 6660-6670.T00	ZS 6660-6670	65	0.21	0.94	1.31	0.47	1.15	414	452	0.25	0.25	1.39	13.1	0.25	0.84	1.09	120	22.94	10.64	0.36	0.96	0.02	50	14	2	10.64
4032010	ZH 6600-6610R.T00	ZH6600-6610R	65.2	0.37	1.87	3.68	0.38	2.24	327	365	0.54	0.64	2.44	23.26	0.58	0.34	0.92	400	58.7	7.46	0.65	0.64	0.97	84.38	1	2.52	7.46
4032010	ZH 6660-6670.T00	ZH 6660-6670	64.8	0.52	1.13	3.36	0.33	1.65	330	368	0.48	0.48	3.76	14.29	0.54	0.33	0.87	386	55.17	7.03	0.4	1.63	0.77	88.23	0	1.65	7.03
4032010	ZS 6620-6630.T00	ZS 6620-6630	65.5	0.05	0.2	0.36	0.41	0.25	332	370	0.33	0.49	0.78	14.42	0.09	0.11	0.2	160	165	1.58	0.4	5.27	0.9	84.35	1	1.59	1.58
4032010	ZH 6620-6630.T00	ZH 6620-6630	65.5	0.38	1.26	3.66	0.31	1.64	338	376	0.5	0.51	4.69	14.12	0.59	0.49	1.08	339	46.3	9.1	0.4	3.32	1.01	84.44	1	1.56	9.10
4032010	ZS 6080-6090.T00	ZS 6080-6090	64.8	0.06	0.16	0.34	0.39	0.22	362	400	0.23	0.27	0.91	15.28	0.08	0.11	0.19	179	121.05	1.56	0.42	4.36	1.17	89.9	0	1.5	1.56
4032010	ZH 6080-6090.T00	ZH 6080-6090	64.8	0.09	0.79	1.85	0.32	0.88	320	358	0.35	0.35	1.42	10.98	0.28	0.25	0.53	349	66.04	4.63	0.31	1.1	3.23	86.6	0	0.48	4.63
4032010	ZH 6080-6090R.T00	ZH6080-6090R	64.9	0.1	0.97	2.36	0.31	1.07	319	357	0.41	0.38	1.79	13.26	0.35	0.35	0.7	337	58.57	6.25	0.37	1.38	3.44	86.34	1	0.44	6.25
5032010	zh 6000-6010.I00	ZH 6000-6010	64.9	0.09	1.4	3.61	0.29	1.49	327	365	0.38	0.49	1.43	12.24	0.48	0.4	0.88	410	43.18	8.05	0.34	0.63	0.91	84.95	1	2.6	8.05
5032010	zh 6000-6010R.I00	ZH6000-6010R	65	0.1	1.48	3.97	0.28	1.58	329	367	0.42	0.52	1.53	12.86	0.52	0.39	0.91	436	46.15	8.3	0.36	0.45	0.82	85.28	1	2.39	8.30
5032010	zh 6010-6020.I00	ZH 6010-6020	65.1	0.08	1.03	3.54	0.24	1.11	345	383	0.38	0.51	2.15	12	0.46	0.43	0.89	398	42.7	8.32	0.34	0.43	0.91	84.13	1	2.29	8.32
5032010	zh 6020-6030.I00	ZH 6020-6030	64.8	0.09	1.22	2.73	0.32	1.31	317	355	0.35	0.52	1.72	12.03	0.4	0.39	0.79	346	44.3	7.06	0.34	0.56	0.77	88.26	0	1.54	7.06
5032010	zh 6020-6030R.I00	ZH6020-6030R	64.8	0.1	1.28	2.71	0.34	1.38	317	355	0.42	0.45	1.74	12.27	0.4	0.43	0.83	327	50.6	7.49	0.34	0.67	2.63	86.97	0	0.89	7.49
5032010	zh 6030-6040.I00	ZH 6030-6040	64.9	0.04	1	2.82	0.27	1.04	323	361	0.32	0.57	1.88	12.62	0.39	0.58	0.97	291	32.99	9.26	0.36	0.81	1.47	90.5	1	0.38	9.26
5032010	zh 6050-6060.I00	ZH 6050-6060	65.3	0.09	0.92	3.53	0.22	1.01	340	378	0.49	0.3	7.35	11.38	0.6	0.27	0.87	406	56.32	6.53	0.32	2.2	1.82	88.03	0	0.4	6.53
5032010	zh 6050-6060R.I00	ZH6050-6060R	65	0.09	0.88	3.35	0.22	0.97	350	388	0.49	0.3	7.65	11.02	0.59	0.25	0.84	399	58.33	6.13	0.31	3.13	2.84	96.25	2	0.42	6.13
5032010	zh 6090-6100.I00	ZH 6090-6100	65.3	0.1	1.03	3.02	0.27	1.13	338	376	0.41	0.39	2.07	13.05	0.42	0.3	0.72	419	56.94	6.35	0.36	0.9	5.88	93.26	1	0.14	6.35
5032010	zh 6110-6120.I00	ZH 6110-6120	64.8	0.08	1.04	2.26	0.33	1.12	318	356	0.44	0.31	1.36	15.48	0.34	0.3	0.64	353	68.75	5.59	0.43	0.84	3.91	92.71	1	0.29	5.59
5032010	zh 6140-6150.I00	ZH 6140-6150	65	0.06	1.12	2.16	0.35	1.18	325	363	0.54	0.3	1.28	14.81	0.34	0.3	0.64	338	84.38	5.49	0.41	0.2	3.98	88.43	0	0.47	5.49
5032010	zh 6200-6210.I00	ZH 6200-6210	65.1	0.14	1.4	4.51	0.25	1.54	334	372	0.35	0.7	1.9	18.85	0.57	0.39	0.96	470	36.46	8.84	0.53	0.35	4.12	95.4	2	0.95	8.84
5032010	zh 6210-6220.I00	ZH 6210-6220	64.9	0.17	1.47	4.82	0.25	1.64	347	385	0.65	0.47	1.75	20.94	0.61	0.48	1.09	442	59.63	10.15	0.58	0.31	1.4	87.45	0	2.62	10.15
5032010	zh 6210-6220R.I00	ZH6210-6220R	65	0.15	1.37	4.58	0.25	1.52	347	385	0.6	0.44	1.76	20.43	0.58	0.36	0.94	487	63.83	8.58	0.57	0.34	3.69	89.74	0	0.69	8.58
5032010	zh 6220-6230.I00	ZH 6220-6230	64.8	0.22	1.38	5.05	0.24	1.6	358	396	0.57	0.42	2.11	16.29	0.63	0.38	1.01	500	56.44	9.27	0.45	0.37	1.88	88.94	0	1.44	9.27
5032010	zh 6220-6230R.I00	ZH6220-6230R	65	0.23	1.5	5.17	0.25	1.73	357	395	0.67	0.48	2.26	18.01	0.66	0.36	1.02	507	65.69	9.17	0.5	0.41	3.92	81.97	2	1.4	9.17
5032010	zh 6240-6250.I00	ZH 6240-6250	64.9	0.1	0.86	3.11	0.24	0.96	336	374	0.58	0.4	2.02	15.79	0.42	0.37	0.79	394	73.42	7.22	0.44	0.33	2.53	87.25	0	0.69	7.22
5032010	zs 6000-6010.I00	ZS 6000-6010	65.2	0.01	0.3	0.74	0.3	0.31	340	378	0.53	0.51	0.83	26.99	0.13	0.12	0.25	296	212	2.07	0.75	1.88	1.26	84.79	1	1.72	2.07
5032010	zs 6010-6020.I00	ZS 6010-6020	64.8	0	0.17	0.4	0.3	0.17	358	396	0.34	0.29	1.06	16.21	0.09	0.11	0.2	200	170	1.62	0.45	1.02	0.66	68.48	7	1.7	1.62
5032010	zs 6020-6030.I00	ZS 6020-6030	65.3	0.01	0.27	0.5	0.36	0.28	386	394	0.41	0.31	1.24	19.18	0.12	0.14	0.26	192	157.69	2.06	0.53	1.29	0.02	33.33	22	0.33	2.06
5032010	zs 6030-6040.I00	ZS 6030-6040	65.4	0.01	0.08	0.31	0.22	0.09	348	386	0.67	1.04	0.73	36.05	0.08	0.18	0.26	119	257.69	2.31	1.01	1.83	0.01	50	14	2	2.31
5032010	zs 6050-6060.I00	ZS 6050-6060	64.9	0	0.06	0.16	0.27	0.06	344	382	0.24	0.33	1.13	11.7	0.06	0.06	0.12	133	200	0.83	0.33	5.55	0.73	80.95	2	2.05	0.83
5032010	zs 6090-6100.I00	ZS 6090-6100	65.4	0.01	0.06	0.22	0.24	0.07	350	388	0.07	0.4	0.77	13	0.05	0.06	0.11	200	63.64	0.89	0.36	3.55	0.87	87.06	0	2.31	0.89
5032010	zs 6110-6120.I00	ZS 6110-6120	65.4	0.01	0.13	0.18	0.44	0.14	330	368	0.21	0.28	0.38	17.3	0.05	0.08	0.13	138	161.54	1.07	0.48	3.5	0.87	87.15	0	2.3	1.07
5032010	zs 6140-6150.I00	ZS 6140-6150	65.2	0.02	0.09	0.39	0.22	0.11	431	469	1.3	0.9	0.														

Job	Analysis	Sample	Qty	S1r	S2a	S2b	TPlr	OIL	Tmaxb	TpkS2b	S3CO	S3'CO	S3	S3'	Pcr(%)	Rcr(%)	TOC(%)	HIS2b	OICOS2b	OIS2b	pyro MINC(%)	oxiMINC(%)	MINC(%)	NSOKERO %	Estimated API index	NSOKERO - Type	Q
8032010	zh 6290-6300R.100	ZH6290-6300R	64.9	0.07	0.75	2.18	0.27	0.82	348	366	0.41	0.31	5.51	13.04	0.42	0.2	0.62	352	66.13	4.4	0.36	3.66	1.99	80.82	2	1.11	4.40
8032010	zh 6380-6390.100	ZH 6380-6390	65	0.15	1.45	3.51	0.31	1.6	327	365	0.47	0.39	1.78	14.23	0.49	0.27	0.76	462	61.84	6.51	0.4	0.41	0.01	42.86	17	0.23	6.51
8032010	zs 6180-6190.100	ZS 6180-6190	65.1	0.02	0.48	1.02	0.33	0.5	336	374	1.87	1.31	1.28	56.61	0.24	0.23	0.47	217	397.87	3.58	1.57	1.03	1.87	87.55	0	1.04	3.58
8032010	zs 6260-6270.100	ZS 6260-6270	65.3	0.01	0.14	0.3	0.33	0.15	343	381	0.82	0.63	0.81	35.09	0.09	0.09	0.18	167	455.56	1.3	0.97	0.46	4.03	99.61	3	0	1.30
8032010	zs 6280-6290.100	ZS 6280-6290	65.5	0.01	0.03	0.1	0.29	0.04	340	378	0.55	1.48	0.43	36.07	0.05	0.06	0.11	91	500	0.77	1.02	4.98	0.82	85.93	1	2.27	0.77
8032010	zs 6290-6300.100	ZS 6290-6300	65.5	0.03	0.2	0.3	0.43	0.23	323	361	0.22	0.27	0.72	11.06	0.07	0.09	0.16	188	137.5	1.3	0.31	4.65	3.99	92.99	1	0.38	1.30
8032010	zs 6380-6390.100	ZS 6380-6390	64.8	0.03	0.22	0.34	0.42	0.25	340	378	0.48	0.22	0.59	18.29	0.09	0.07	0.16	212	300	1.12	0.5	1.15	0.82	83.78	1	2.37	1.12
8032010	ZS 6300-6310.T00	ZS 6300-6310	64.9	0.01	0.04	0.08	0.38	0.05	345	383	0.49	0.92	0.63	29.55	0.05	0.07	0.12	67	408.33	0.86	0.83	4.32	0.01	50	14	1.5	0.86
8032010	ZH 6300-6310.T00	ZH 6300-6310	65	0.09	1.56	3.16	0.34	1.65	324	362	0.58	0.53	2.78	16.77	0.5	0.34	0.84	376	69.05	6.94	0.47	1.24	5.68	89.26	0	0.4	6.94
8032010	ZS 6320-6330.T00	ZS 6320-6330	64.8	0.02	0.25	0.37	0.42	0.27	333	371	0.55	0.32	0.71	23.39	0.1	0.15	0.25	148	220	2.04	0.64	3.77	1.32	84.68	1	1.1	2.04
8032010	ZH 6320-6330.T00	ZH 6320-6330	65	0.1	1.36	2.85	0.34	1.46	332	370	0.55	0.57	2.36	24.47	0.45	0.32	0.77	370	71.43	6.41	0.68	1.3	0.01	100	3	0.5	6.41
8032010	ZS 6310-6320.T00	ZS 6310-6320	64.8	0.02	0.15	0.35	0.33	0.17	337	375	0.94	1.56	0.62	48.49	0.1	0.26	0.36	97	261.11	3.24	1.36	3.68	0.04	86.67	0	0.11	3.24
8032010	ZH 6320-6330R.T00	ZH6320-6330R	64.8	0.1	1.25	2.47	0.35	1.35	327	365	0.55	0.54	2.23	25.03	0.4	0.29	0.69	358	79.71	5.69	0.69	1.3	0.33	66.84	7	3.05	5.69
8032010	ZH 6310-6320.T00	ZH 6310-6320	64.8	0.04	0.65	1.74	0.28	0.69	325	363	0.56	0.35	1.67	21.29	0.27	0.28	0.55	316	101.82	4.85	0.59	1.28	0.87	46.34	16	6.12	4.85
8032010	ZS 6230-6240.T00	ZS 6230-6240	65.5	0.01	0	0	1	0.01	442	480	5.41	8.08	0.67	115.4	0.25	0.23	0.48	0	1127.08	2.56	3.32	0.71	0.7	48.14	15	11.67	2.56
8032010	ZH 6230-6240.T00	ZH 6230-6240	64.8	0.11	1.03	3.16	0.26	1.14	335	373	0.64	0.34	1.4	15.51	0.42	0.34	0.76	418	84.21	6.96	0.43	0.39	0.69	43.06	17	9.71	6.96
8032010	ZS 6190-6200.T00	ZS 6190-6200	65	0.02	0.09	0.24	0.31	0.11	348	386	4.79	7.58	0.64	107.95	0.25	0.11	0.36	67	1330.56	1.46	3.11	1.88	0	76.19	4	0	1.46
8032010	ZH 6190-6200.T00	ZH 6190-6200	65.2	0.12	1.2	3.49	0.27	1.32	344	382	0.85	0.34	1.47	19.26	0.48	0.3	0.78	447	108.97	6.82	0.53	0.29	0.07	84.62	1	0	6.82
8032010	ZH 6190-6200R.T00	ZH6190-6200R	65.3	0.11	1.18	3.03	0.3	1.29	339	377	0.99	0.38	1.38	21.77	0.44	0.29	0.73	415	135.62	6.25	0.6	0.21	0.23	42.06	18	14	6.25
8032010	ZS 6860-6870.T00	ZS 6860-6870	65	0.01	0.12	0.19	0.41	0.13	337	375	0.5	0.49	0.48	13.63	0.06	0.08	0.14	136	357.14	1.08	0.38	5.3	0.13	43.72	17	34.7	1.08
8032010	ZH 6860-6870.T00	ZH 6860-6870	64.8	0.32	1.12	3.07	0.32	1.44	334	372	0.59	0.6	2.79	17.34	0.48	0.44	0.92	334	64.13	7.96	0.49	0.83	0.38	50.67	13	10.1	7.96
9032010	CORE 6115.T00	CORE 6115	65.1	0.01	0.01	0.02	0.5	0.02	467	505	0.02	0.02	0.18	0.58	0.01	0.01	0.02	100	100	0.13	0.02	0.02	0.01	50	14	1	0.13
9032010	CORE 6125.T00	CORE 6125	65	0.28	0.99	0.67	0.65	1.27	315	353	0.08	0.21	0.22	4.11	0.17	0.17	0.34	197	23.53	2.56	0.12	0.21	0.7	51.25	13	9.72	2.56
9032010	CORE 6135.T00	CORE 6135	65.2	0.03	0.02	0.05	0.5	0.05	505	543	0	0.01	0.15	0.95	0.01	0.01	0	250	0	0.16	0.03	0.04	0.42	36.91	20	24.46	0.16
9032010	CORE 6145.T00	CORE 6145	65	0.98	1.51	1.04	0.71	2.49	407	445	0.07	0.17	0.17	9.92	0.3	0.1	0.4	260	17.5	2.15	0.27	0.6	0.43	47.12	15	14.4	2.15
9032010	CORE 6157.T00	CORE 6157	65.4	1.34	2.98	2.45	0.64	4.32	414	452	0.17	0.42	0.21	17.92	0.57	0.14	0.71	345	23.94	4.01	0.5	0.2	1.03	45.71	16	12.57	4.01
9032010	CORE 6157R.T00	CORE 6157R	65.4	1.44	3.32	2.04	0.7	4.76	412	450	0.19	0.47	0.21	18.54	0.58	0.14	0.72	283	26.39	3.6	0.52	0.17	0.22	53.7	12	3.21	3.60
9032010	CORE 6165.T00	CORE 6165	64.8	0.01	0.03	0	1	0.04	313	351	0.02	0.03	0.31	1.28	0.01	0.02	0.03	0	66.67	0.22	0.04	0.03	0.29	41.84	18	13.83	0.22
9032010	CORE 6175.T00	CORE 6175	65.3	1.7	3.26	2.38	0.68	4.96	415	453	0.08	0.19	0.17	5.21	0.62	0.11	0.73	326	10.96	3.6	0.15	0.08	0.35	43.93	17	16.93	3.60
9032010	CORE 6185.T00	CORE 6185	64.9	0.05	0.04	0.04	0.69	0.09	468	506	0.03	0.04	0.22	0.81	0.02	0.01	0.03	133	100	0.15	0.02	0.01	0.84	41.75	18	15.79	0.15
9032010	CORE 6188.T00	CORE 6188	65.3	1.74	4.44	3.47	0.64	6.18	313	351	0.1	0.18	0.1	3.58	0.81	0.12	0.93	373	10.75	4.8	0.1	0.03	0.51	44.09	17	15.88	4.80
9032010	CORE 6190.T00	CORE 6190	64.9	0.6	1.25	1.01	0.65	1.85	398	436	0.13	0.41	0.1	9.76	0.25	0.08	0.33	306	39.39	1.9	0.27	0.11	0.59	39.82	19	17.87	1.90
9032010	CORE 6190R.T00	CORE 6190R	65	0.67	1.36	1.05	0.66	2.03	395	433	0.02	0.48	0.16	9.31	0.26	0.09	0.35	300	5.71	2.05	0.26	0.1	1.95	43.76	17	15.5	2.05
9032010	CORE 6195.T00	CORE 6195	64.9	0.86	2.07	1.75	0.63	2.93	401	439	0.26	0.67	0.18	20.04	0.4	0.12	0.52	337	50	3.08	0.56	0.14	0.06	80	2	0.04	3.08
9032010	CORE 6276.T00	CORE 6276	65.3	2.7	5.01	3.18	0.71	7.71	313	351	0.12	0.31	0.13	5.06	0.91	0.12	1.03	309	11.65	4.51	0.14	0.28	0.29	43.8	17	8.55	4.51
9032010	CORE 6282.5.T00	CORE 6282.5	65.1	1.9	3.33	2.88	0.64	5.23	412	450	0.14	0.44	0.2	14.21	0.68	0.16	0.84	343	16.67	4.66	0.4	0.03	0.34	38.2	20	16.65	4.66
9032010	CORE 6288.T00	CORE 6288	64.8	2	4.07	2.89	0.68	6.07	410	448	0.31	0.99	0.23	27.02	0.76	0.2	0.96	301	32.29	5.11	0.76	0.27	0.01	50	14	0.33	5.11
9032010	CORE 6287.T00	CORE 6287	64.9	0.36	0.89	0.45	0.74	1.25	313	351	0.13	0.13	0.14	6.88	0.15	0.09	0.24	188	54.17	1.45	0.19	0.03	0	0	3	0	1.45
10032010	CORE-6205.T00	CORE - 6205	65.2	1.68	3.63	2.49	0.68	5.31	414	452	0.15	0.38	0.18	9.71	0.66	0.12	0.78	319	19.23	3.82	0.27	0.02	0.94	47.33	15	11.57	3.82
10032010	core 6205r.100	CORE 6205R	64.8	1.48	3.6	2.54	0.67	5.08	416	454	0.17	0.47	0.15	11.48	0.64	0.13	0.77	330	22.08	3.98	0.32	0.03	0.55	89.29	0	0.1	3.98
10032010	core 6235.100	CORE 6235	65.4	1.49	3.45	2.21	0.69	4.94	412	450	0.15	0.71	0.14	13.69	0.6	0.12	0.72	307	20.83	3.54	0.39						

Job	Analysis	Sample	Qty	S1r	S2a	S2b	TP1r	OIL	Tmaxb	TpkS2b	S3CO	S3'CO	S3	S3'	PcR(%)	RcR(%)	TOC(%)	HIS2b	OICOS2b	OIS2b	pyro MINC(%)	oxiMINC(%)	MINC(%)	NSOKERO %	Estimated - API index	NSOKERO - type	Q
11032010	core - 6307R.100	CORE-6307R	64.8	1.32	2.68	2.17	0.65	4	409	447	0.2	0.48	0.14	11.62	0.52	0.12	0.64	339	31.25	3.5	0.33	0.02	1.04	89.71	0	0.17	3.50
11032010	core - 6371r.100	CORE-6371R	65.2	0	0.01	0.03	0.25	0.01	535	573	0.06	0.08	0.25	0.82	0.01	0.01	0.02	150	300	0.14	0.02	0.03	1.66	79.51	2	2.7	0.14
11032010	core - 6390.100	CORE-6390	65	0.08	0.33	0.3	0.58	0.41	313	351	0.12	0.16	0.39	2.81	0.07	0.19	0.26	115	46.15	2.41	0.08	0.03	0.01	86.67	0	2	2.41
11032010	core - 7102.100	CORE-7102	65.2	0.01	0.01	0.03	0.4	0.02	530	568	0.06	0.03	0.4	0.64	0.02	0.01	0.03	100	200	0.14	0.02	0.04	0.5	97.37	2	0.22	0.14
11032010	core - 7112.100	CORE-7112	64.8	0.02	0.02	0.02	0.67	0.04	322	360	0.08	0.06	0.1	1.31	0.01	0.03	0.04	50	200	0.35	0.04	0.1	1.51	97.14	2	0.03	0.35
11032010	CORE - 7122.T00	CORE-7122	65.1	0	0.01	0	1	0.01	534	572	0.06	0.05	0.16	0.55	0.01	0.03	0.04	0	150	0.33	0.02	0.03	0.17	88.89	0	0.06	0.33
11032010	CORE - 7132.T00	CORE-7132	65.4	0	0	0	0	0	339	377	0.04	0.02	0.46	2.45	0.01	0.02	0.03	0	133.33	0.22	0.07	0.24	0.13	86.67	0	0.33	0.22
11032010	CORE - 7132R.T00	CORE-7132R	65.3	0	0	0	0	0	334	372	0.07	0.03	0.26	2.52	0.01	0.05	0.06	0	116.67	0.56	0.07	0.45	0.04	78.95	3	0.36	0.56
11032010	CORE 6303	CORE 6303	65.2	0	0.1	0.06	0.62	0.1	313	351	0.08	0.11	0.09	2	0.02	0.04	0.06	100	133.33	0.5	0.06	0.03	0	50	14	2	0.50
11032010	CORE 6310.T00	CORE 6310	64.9	1.66	2.91	2.17	0.68	4.57	410	448	0.22	0.45	0.09	9.86	0.57	0.13	0.7	310	31.43	3.61	0.28	0.04	3.59	86.13	1	0.33	3.61
11032010	CORE 6314.T00	CORE 6314	64.9	1.65	3.4	2.56	0.66	5.05	407	445	0.16	0.36	0.08	8.59	0.64	0.14	0.78	328	20.51	4.12	0.24	0.03	1.36	81.72	2	1.12	4.12
11032010	CORE 6325.3.T00	CORE 6325.3	65.1	0.09	0.52	0.67	0.48	0.61	408	446	1.13	2.2	0.22	52.42	0.16	0.15	0.31	216	364.52	2.34	1.48	0.21	3.39	86.92	0	0.47	2.34
11032010	CORE 6334.T00	CORE 6334	65	0.03	0.04	0.05	0.58	0.07	340	378	0.19	0.27	0.3	15.86	0.03	0.05	0.08	62	237.5	0.61	0.44	0.6	1.8	82.43	2	0.86	0.61
11032010	CORE 6325.3R.T00	CORE 6325.3R	65.1	0.08	0.51	0.62	0.49	0.59	410	448	1.11	2.14	0.23	51.88	0.15	0.15	0.3	207	370	2.29	1.46	0.2	3.48	86.43	1	0.73	2.29
11032010	CORE 6344.T00	CORE 6344	65.2	0	0.01	0.04	0.2	0.01	544	582	0.11	0.08	0.18	3.63	0.01	0.03	0.04	100	275	0.37	0.1	0.4	0.01	87.5	0	0.5	0.37
11032010	CORE 6354.T00	CORE 6354	65.3	0	0.01	0.01	0.5	0.01	525	563	0.09	0.04	0.3	3.71	0.01	0.03	0.04	25	225	0.34	0.1	1.41	0.83	80.86	2	2.41	0.34
11032010	CORE 6356.T00	CORE 6356	64.8	0.01	0.02	0.02	0.6	0.03	534	572	0.11	0.05	0.31	2.23	0.02	0.02	0.04	50	275	0.24	0.06	0.11	0.05	96	2	0.11	0.24
11032010	CORE 6360.T00	CORE 6360	65	0.02	0.02	0.04	0.5	0.04	321	359	0.06	0.04	0.12	1.55	0.01	0.02	0.03	133	200	0.26	0.04	0.09	0.04	98.46	2	0.27	0.26
11032010	CORE - 6371.T00	CORE-6371	65.2	0.02	0.02	0.04	0.5	0.04	532	570	0.06	0.06	0.11	0.64	0.01	0.01	0.02	200	300	0.15	0.02	0.02	0.04	95.83	2	0.1	0.15
12032010	CORE 6371R.T00	CORE-6371R	65.3	0.02	0.02	0.04	0.5	0.04	539	577	0.02	0.09	0.12	0.68	0.01	0.02	0.03	133	66.67	0.26	0.02	0.03	0.33	95.74	2	0.11	0.26
12032010	ZS 6450-6460.T00	ZS 6450-6460	65.1	0.02	0.17	0.29	0.4	0.19	330	368	0.43	0.54	0.88	16.66	0.08	0.08	0.16	181	268.75	1.18	0.47	3.12	0	50	14	3	1.18
12032010	ZH 6450-6460.T00	ZH 6450-6460	65.2	0.24	0.91	2.03	0.36	1.15	318	356	0.45	0.38	1.82	15.31	0.33	0.28	0.61	333	73.77	5.14	0.43	0.93	3.32	92.29	1	0.6	5.14
12032010	ZS 6360-6370.T00	ZS 6360-6370	65.3	0.02	0.15	0.24	0.41	0.17	336	374	0.66	0.36	0.51	22.13	0.08	0.08	0.16	150	412.5	1.13	0.61	2.78	1.03	85.36	1	1.54	1.13
12032010	ZH 6360-6370.T00	ZH 6360-6370	65	0.07	0.84	1.71	0.35	0.91	331	369	0.62	0.46	1.98	21.02	0.3	0.23	0.53	323	116.98	4.27	0.58	1.22	7.68	97.78	2	0.26	4.27
12032010	ZS 6170-6180.T00	ZS 6170-6180	65.3	0.03	0.32	0.56	0.38	0.35	342	380	1.63	0.95	0.77	49.56	0.17	0.15	0.32	175	509.38	2.23	1.37	2.11	0.77	83.79	1	1.55	2.23
12032010	ZH 6360-6370R.T00	ZH6360-6370R	65	0.08	0.85	1.69	0.35	0.93	328	366	0.48	0.32	1.94	18.39	0.29	0.23	0.52	325	92.31	4.25	0.51	1.28	4.08	86.62	0	0.5	4.25
12032010	ZH 6170-6180.T00	ZH 6170-6180	65	0.11	1.41	3.2	0.32	1.52	337	375	0.71	0.24	1.33	17.39	0.46	0.29	0.75	427	94.67	6.42	0.48	0.35	0	50	14	1.5	6.42
12032010	CORE 7345.4.T00	CORE 7345.4	65.3	0	0.01	0.02	0.33	0.01	298	336	0.08	0.08	0.19	0.8	0.01	0.02	0.03	67	266.67	0.24	0.02	0.03	0.75	85.86	1	1.36	0.24
12032010	CORE 7142.T00	CORE 7142	65.2	0.01	0.01	0.06	0.25	0.02	461	499	0.05	0.07	0.22	0.71	0.01	0.11	0.12	50	41.67	1.28	0.02	0.02	8.75	90.37	0	0.21	1.28
12032010	CORE 7152.T00	CORE 7152	64.8	0	0.01	0.01	0.5	0.01	332	370	0.05	0.04	0.1	0.49	0.01	0.02	0.03	33	166.67	0.23	0.01	0.03	1.23	82.16	2	1.07	0.23
12032010	CORE 7352.4.T00	CORE 7352.4	65.2	0	0.02	0.01	0.67	0.02	321	359	0.04	0.05	0.09	2.3	0.01	0.04	0.05	20	80	0.45	0.06	0.27	4.18	88.85	0	0.76	0.45
12032010	CORE 7357.T00	CORE 7357	64.8	0	0.02	0.02	0.5	0.02	345	383	0.05	0.03	0.09	3.04	0.01	0.04	0.05	40	100	0.46	0.08	2.04	0.77	85.71	1	2.1	0.46
12032010	ZS 6250-6260.T00	ZS 6250-6260	65	0.03	0.35	0.88	0.3	0.38	343	381	2.14	1.52	1.47	65.49	0.24	0.33	0.57	154	375.44	4.55	1.82	1.5	0	50	14	1.5	4.55
12032010	ZH 6250-6260.T00	ZH 6250-6260	65.2	0.31	1.15	2.95	0.33	1.46	330	368	0.6	0.49	1.91	22.54	0.44	0.5	0.94	314	63.83	8.51	0.63	0.4	0.55	83.43	2	0.62	8.51
12032010	ZS 6590-6600.T00	ZS 6590-6600	65.2	0	0.02	0.1	0.17	0.02	348	386	0.42	0.75	0.39	20.51	0.04	0.07	0.11	91	381.82	0.88	0.58	7.1	0.97	87.19	0	2.02	0.88
12032010	ZH 6590-6600.T00	ZH 6590-6600	65.3	0.22	1.15	3.52	0.28	1.37	335	373	0.59	0.52	2.27	13.56	0.49	0.32	0.81	435	72.84	7.08	0.38	0.39	4.7	79.16	3	1.32	7.08
12032010	ZS 6670-6680.T00	ZS 6670-6680	65.4	0.04	0.24	0.4	0.41	0.28	343	381	1.84	3.47	0.8	85.86	0.16	0.16	0.32	125	575	2.18	2.42	1.66	1.46	84.72	1	1.17	2.18
12032010	ZH 6590-6600R.T00	ZH6590-6600R	64.9	0.25	1.29	3.54	0.3	1.54	335	373	0.61	0.51	2.29	13.95	0.51	0.35	0.86	412	70.93	7.43	0.39	0.4	7.7	89.17	0	0.7	7.43
12032010	ZH 6670-6680.T00	ZH 6670-6680	65	0.14	0.83	2.78	0.26	0.97	339	377	0.59	0.61	2.05	16.01	0.39	0.28	0.67	415	88.06	5.89	0.45	0.3	0	86.67	0	2	5.89
12032010	ZS 6240-6250.T00	ZS 6240-6250	65.1	0.01	0.12	0.22	0.37	0.13	334	372	0.87	1.43	1.03	35.53	0.09	0.09	0.18	122	483.33	1.22	1	7.75	1.23	81.19	2	1.12	1.22
12032010	ZH 6240-6250.T00	ZH 6240-6250	64.8	0.19	0.8	1.78	0.36	0.99	318	356	0.49	0.56	1.66	18.22	0.3	0.25	0.55	324	89.09	4.56	0.51	0.72	1.45	84.16	1	0.55	4.56
12032010	ZS 6530-6540.T00	ZS 6530-6540	64.9	0.03	0.28	0.47	0.4	0.31	332	370	0.82	1.53	0.62	43.09	0.12	0.18	0.3	157	273.33	2.47	1.21	2.97	1.53	82.32	2	1.1	2.47
12032010	ZH 6530-6540.T00	ZH 6530-6540	65.3	0.21	1.07	4.35	0.23	1.28	346	384	0.58	0.47	2.07	14.19	0.55	0.3	0.85	512	68.24	7.68	0.4	0.37	7.61	94.2	1	0.13	7.68
12032010	ZH 6530-6540R.T00	ZH6530-6540R	64.8	0.25	1.07	4.21	0.24	1.32	343	381	0.59	0.48	2.06	14.56	0.54	0.34	0.88	478	67.05	7.99	0.41	0.34	2.22	89.01	0	0.65	7.99
12032010	ZS 6390-6400.T00	ZS 6390-6400	64.8	0	0.28	0.52	0.35	0.28	340	378	0.16	0.65	0.84	10.69	0.1	0.08	0.18	289	88.89	1.41	0.31	0.24	0	100	3	0.5	1.41
12032010	ZH 6390-6400.T00	ZH 6390-6400	65.2	0.13	1.06	4.1	0.22	1.19	336	374	0.34	0.58	2.03	15.49	0.51	0.											

Job	Analysis	Sample	Qty	S1r	S2a	S2b	TPlr	OIL	Tmaxb	TpkS2b	S3CO	S3'CO	S3	S3'	PcR(%)	RcR(%)	TOC(%)	HIS2b	OICOS2b	OIS2b	pyro MINC(%)	oxiMINC(%)	MINC(%)	NSOKERO %	Estimated - API index	NSOKERO - Type	Q
12032010	ZH 6560-6570.T00	ZH 6560-6570	64.9	0.31	1.02	3.67	0.27	1.33	343	361	0.58	0.54	1.91	14.65	0.49	0.44	0.93	395	62.37	8.56	0.41	0.31	1.56	85.83	1	1.58	8.56
15032010	ZS 6730-6740.T00	ZS 6730-6740	65.3	0.01	0.19	0.34	0.37	0.2	325	363	0.9	3.14	0.38	51.58	0.09	0.13	0.22	155	409.09	1.78	1.47	1.16	2.35	86.49	1	0.2	1.78
15032010	ZH 6730-6740.T00	ZH 6730-6740	65.2	0.42	1.8	3.78	0.37	2.22	327	365	0.63	0.62	2.48	15.99	0.59	0.46	1.05	360	60	8.89	0.45	0.6	4.19	96.63	2	0.3	8.89
15032010	ZS 7200-7210.T00	ZS 7200-7210	65.1	0.01	0.12	0.2	0.39	0.13	335	373	0.55	0.68	1.38	32.53	0.09	0.11	0.2	100	275	1.42	0.9	5.7	8.59	89.13	0	0.3	1.42
15032010	ZH 7200-7210.T00	ZH 7200-7210	65	0.23	0.84	2.11	0.34	1.07	334	372	0.63	0.56	2.43	17.36	0.36	0.32	0.68	310	92.65	5.67	0.49	0.76	8.55	89.6	0	0.14	5.67
15032010	ZS 6420-6430.T00	ZS 6420-6430	64.9	0.01	0.25	0.4	0.39	0.26	341	379	0.81	0.64	0.72	30.72	0.11	0.13	0.24	167	337.5	1.84	0.85	0.65	0.79	86.03	1	2.06	1.84
15032010	zh 6420-6430.100	ZH 6420-6430	64.9	0.23	1.1	3.38	0.28	1.33	334	372	0.6	0.56	1.98	19.22	0.47	0.38	0.85	398	70.59	7.6	0.54	0.45	0.02	57.14	11	0.44	7.60
15032010	zh 6100-6110.100	ZH 6100-6110	64.9	0.04	0.52	1.29	0.3	0.56	321	359	0.53	0.23	1.53	14.1	0.22	0.27	0.49	263	108.16	4.29	0.39	1.53	7.71	86.23	1	0.51	4.29
15032010	zh 6100-6110r.100	ZH6100-6110R	64.8	0.06	0.62	1.46	0.32	0.68	320	358	0.55	0.26	1.6	13.32	0.24	0.31	0.55	265	100	4.9	0.37	1.24	1.17	84.29	1	0.88	4.90
15032010	zh 6400-6410.100	ZH 6400-6410	65.4	0.22	1.36	4.94	0.24	1.58	336	374	0.66	0.44	2.52	15.07	0.64	0.44	1.08	457	61.11	9.83	0.42	0.35	1.88	84.17	1	1.02	9.83
15032010	zh 6490-6500.100	ZH 6490-6500	64.8	0.34	1.66	5.11	0.28	2	340	378	0.82	0.66	3.23	19.95	0.71	0.63	1.34	381	61.19	12.11	0.56	1	0.89	83.05	2	2.23	12.11
15032010	zh 6870-6880.100	ZH 6870-6880	65.3	0.24	0.77	2.19	0.32	1.01	330	368	0.53	0.55	1.92	15.77	0.34	0.28	0.62	353	85.48	5.3	0.44	1.2	0.92	82.1	2	2.17	5.30
15032010	zs 6100-6110.100	ZS 6100-6110	65.2	0.02	0.13	0.18	0.45	0.15	359	397	0.24	0.18	0.89	13.03	0.06	0.07	0.13	138	184.62	0.96	0.36	1.99	0.01	100	3	0.5	0.96
15032010	zs 6490-6500.100	ZS 6490-6500	65.3	0.01	0.06	0.23	0.23	0.07	352	390	0.47	0.39	0.76	22.98	0.07	0.16	0.23	100	204.35	2.01	0.64	3.55	4.97	91.98	1	0.42	2.01
15032010	zs 6870-6880.100	ZS 6870-6880	65	0	0.1	0.15	0.4	0.1	337	375	0.45	0.66	0.5	18.46	0.05	0.06	0.11	136	409.09	0.82	0.52	8.07	1.39	81.92	2	2.22	0.82
15032010	zs 7040-7050.100	ZS 7040-7050	65.4	0.02	0.11	0.23	0.36	0.13	335	373	0.55	0.98	1.7	28.64	0.1	0.08	0.18	128	305.56	1.12	0.8	7.75	6.45	96.15	2	0.07	1.12
15032010	zs6400-6410.100	ZS 6400-6410	65.1	0.02	0.92	1.46	0.39	0.94	313	351	0.27	0.6	1.2	14.17	0.24	0.28	0.52	281	51.92	4.57	0.4	1.17	1.35	82.86	2	0.83	4.57
15032010	ZH 6400-6410R.T00	ZH6400-6410R	64.8	0.24	1.16	4.62	0.23	1.4	339	377	0.62	0.37	2.24	14.77	0.59	0.36	0.95	486	65.26	8.62	0.41	0.38	0.67	92	1	0.16	8.62
15032010	ZH 7040-7050.T00	ZH 7040-7050	64.8	0.22	0.6	1.67	0.33	0.82	330	368	0.43	0.48	2.89	14.15	0.3	0.2	0.5	334	86	3.89	0.4	0.62	0.02	75	4	1.5	3.89
15032010	ZS 7140-7150.T00	ZS 7140-7150	64.8	0.02	0.21	0.44	0.34	0.23	328	366	0.94	1.12	0.86	28.36	0.12	0.09	0.21	210	447.62	1.44	0.8	6.91	0.56	83.02	2	2.36	1.44
15032010	ZH 7140-7150.T00	ZH 7140-7150	65.3	0.21	0.67	1.83	0.32	0.88	332	370	0.55	0.4	2.09	17.56	0.31	0.26	0.57	321	96.49	4.72	0.49	0.68	7.43	87.05	0	0.8	4.72
15032010	ZS 6430-6440.T00	ZS 6430-6440	64.8	0.04	0.62	1.18	0.36	0.66	347	385	1.05	1.12	1.16	42.25	0.23	0.21	0.44	268	238.64	3.51	1.18	0.7	0.8	84.24	1	0.78	3.51
15032010	ZH 6430-6440.T00	ZH 6430-6440	64.9	0.27	1.4	3.85	0.3	1.67	338	376	0.57	0.49	1.73	17.06	0.53	0.39	0.92	418	61.96	8.18	0.48	0.41	5.22	94.29	1	0.24	8.18
15032010	ZH 6430-6440R.T00	ZH6430-6440R	65.3	0.32	1.45	3.9	0.31	1.77	340	378	0.6	0.52	1.8	18.14	0.55	0.38	0.93	419	64.52	8.12	0.51	0.41	1.4	86.97	0	0.67	8.12
16032010	zh 6040-6050.100	ZH 6040-6050	64.8	0.05	0.91	0.91	0.51	0.96	337	374	0.71	0.27	1.09	13.09	0.22	0.25	0.47	194	151.06	3.69	0.36	0.32	0.68	79.35	3	0.83	3.69
16032010	zh 6040-6050r.100	ZH6040-6050R	65.2	0.05	0.87	0.9	0.51	0.92	334	371	0.64	0.24	1.02	11.84	0.21	0.16	0.37	243	172.97	2.68	0.33	0.37	0.7	74.44	4	0.88	2.68
16032010	zh 6120-6130.100	ZH 6120-6130	65	0.12	1.06	2.01	0.37	1.18	315	352	0.55	0.26	1.05	14.96	0.32	0.28	0.6	335	91.67	5.12	0.41	0.75	1.16	81.27	2	1.91	5.12
16032010	zh 6150-6160.100	ZH 6150-6160	64.8	0.08	0.89	1.95	0.33	0.97	323	360	0.66	0.54	1.45	27.56	0.31	0.28	0.59	331	111.86	5.06	0.76	0.41	1.17	83.91	1	1.34	5.06
16032010	zh 6410-6420.100	ZH 6410-6420	65.3	0.35	1.9	6.11	0.27	2.25	349	386	0.32	0.75	2.59	13.53	0.78	0.44	1.22	501	26.23	11	0.39	0.17	0.56	83.02	2	2.36	11.00
16032010	zh 6440-6450.100	ZH 6440-6450	65	0.31	0.96	2.7	0.32	1.27	333	370	0.58	0.51	3.27	13.7	0.44	0.31	0.75	360	77.33	6.14	0.38	0.97	1.35	82.86	2	0.83	6.14
16032010	zh 6440-6450r.100	ZH6440-6450R	65	0.28	0.97	2.72	0.31	1.25	333	370	0.57	0.52	3.41	13.75	0.45	0.32	0.77	353	74.03	6.28	0.39	1.1	1.49	83.4	2	0.8	6.28
16032010	zh 6460-6470.100	ZH 6460-6470	64.8	0.27	1.09	2.87	0.32	1.36	332	369	0.59	0.59	2.28	22.23	0.44	0.34	0.78	368	75.64	6.65	0.62	0.99	1.61	83.02	2	1.26	6.65
16032010	zh 6460-6470r.100	ZH6460-6470R	65.2	0.27	1.1	3.05	0.31	1.37	332	369	0.72	0.7	2.53	24.06	0.47	0.41	0.88	347	81.82	7.61	0.67	1.14	1.81	84.74	1	1.21	7.61
16032010	zh 6470-6480.100	ZH 6470-6480	65	0.17	1.18	3.8	0.26	1.35	325	362	0.58	0.59	1.95	20.89	0.51	0.33	0.84	452	69.05	7.47	0.58	0.75	1.33	84.69	1	1.95	7.47
16032010	zh 6490-6490.100	ZH 6490-6490	64.8	0.29	2.18	5.08	0.33	2.47	318	355	0.65	0.68	2.29	20.08	0.72	0.55	1.27	400	51.18	11.19	0.56	0.83	1.39	81.92	2	2.22	11.19
16032010	zh 6540-6550.100	ZH 6540-6550	65.2	0.54	1.7	5.9	0.28	2.24	345	382	0.66	0.6	2.35	19.52	0.77	0.52	1.29	457	51.16	11.68	0.55	0.48	1.03	83.91	1	2.51	11.68
16032010	zh 6690-6690.100	ZH 6690-6690	65.3	0.3	0.99	2.82	0.31	1.29	338	375	0.87	0.42	2.63	17.22	0.45	0.31	0.76	371	114.47	6.26	0.48	0.88	1.36	82.91	2	1.07	6.26
16032010	zh 7060-7070.100	ZH 7060-7070	65	0.16	0.59	1.91	0.28	0.75	335	372	0.5	0.5	1.8	16.6	0.29	0.27	0.56	341	89.29	4.91	0.46	0.67	1.13	86.75	0	1.06	4.91
16032010	zh 7190-7200.100	ZH 7190-7200	65.3	0.25	0.73	1.91	0.34	0.98	333	370	0.51	0.47	2.45	15.44	0.33	0.3	0.63	303	80.95	5.24	0.43	0.37	0.8	84.24	1	0.78	5.24
16032010	zh 7360-7370.100	ZH 7360-7370	65.2	0.15	0.68	2.32	0.26	0.83	334	371	0.65	0.6	3.46	18.96	0.38	0.29	0.67	346	97.01	5.54	0.53	0.87	1.4	86.97	0	0.67	5.54
16032010	zh 7360-7370r.100	ZH7360-7370R	64.8	0.2	0.77	2.21	0.31	0.97	329	366	0.63	0.59	3.44	18.97	0.38	0.26	0.64	345	98.44	5.1	0.53	1	1.53	84.02	1	0.64	5.10
16032010	zs 6040-6050.100	ZS 6040-6050	65	0.02	0.13	0.23	0.39	0.15	359	396	0.38	0.11	0.84	8.92	0.07	0.07	0.14	164	271.43	1.01	0.25	0.57	0.82	87.07	0	0.27	1.01
16032010	zs 6120-6130.100	ZS 6120-6130	65.2	0.01	0.19	0.46	0.3	0.2	410	447	0.61	0.78	0.62	31.04	0.1	0.12	0.22	209	277.27	1.79	0.86	3.37	4.23	89.95	0	0.74	1.79
16032010	zs 6150-6160.100	ZS 6150-6160	65	0.02	0.09	0.23	0.32	0.11	351	388	2.31	4.82	4.47	93.78	0.14	0.12	0.26	88	888.46	1.56	2.66	1.98	4.64	93.41	1	0.49	1.56
16032010	zs 6410-6420.100	ZS 6410-6420</																									

Job	Analysis	Sample	Qty	S1r	S2a	S2b	TPlr	OIL	Tmaxb	TpkS2b	S3CO	S3'CO	S3	S3'	Pcr(%)	Rcr(%)	TOC(%)	HIS2b	OICOS2b	OIS2b	pyro MINC(%)	oxiMINC(%)	MINC(%)	NSOKERO %	Estimated - API index	NSOKERO - type	Q	
10042010	arenlisa-15.100	ARENLISA-15	70.5	43.41	74.74	83.71	0.59	118.15	314	351	0.13	0.53	0	1.31	16.76	0.56	17.32	463	0.75	89.93	0.05	0.01	0.06	43.22	17	0	89.93	
10042010	arenlisa-159.100	ARENLISA-159	66.5	39.08	55.05	44.1	0.68	94.13	314	351	0.11	0.44	0	1.23	11.48	0.02	11.5	383	0.96	44.32	0.04	0	0.04	32.01	23	0	44.32	
10042010	arenlisa-95.100	ARENLISA-95	65	40.82	44.42	31.04	0.73	85.24	314	351	0.07	0.39	0	1.06	9.65	0.31	9.96	312	0.7	34.48	0.04	0.01	0.05	28.8	25	0	34.48	
10042010	arenlisa-100	ARENSOLA	65.2	0.02	0.02	0.01	0.8	0.04	385	422	0.01	0.11	0	0.22	0	0.18	0.18	6	5.56	2.01	0.01	0.11	0.02	0.03	98.05	2	0	2.01
10042010	col-11.100	COL-11	64.8	41.72	43.04	21.46	0.8	84.76	314	351	0.11	0.5	0	1.25	8.82	0.26	9.08	236	1.21	24.35	0.04	0.01	0.05	22.32	29	0	24.35	
10042010	col-11r.100	COL-11R	64.8	44.18	44.88	21.96	0.8	89.06	314	351	0.06	0.29	0	0.96	9.22	0.19	9.41	233	0.64	24.07	0.03	0.01	0.04	21.28	29	0	24.07	
10042010	col-70.100	COL-70	64.9	36.17	33.35	17.62	0.8	69.52	314	351	0.07	0.4	0	1.14	7.24	0.19	7.43	237	0.94	19.73	0.04	0.01	0.05	22.11	29	0	19.73	
10042010	col-70r.100	COL-70R	65	36.58	35.98	19.6	0.79	72.56	314	351	0.06	0.36	0	1.22	7.65	0.18	7.83	250	0.77	21.6	0.04	0.01	0.05	22.94	28	0	21.6	
10042010	lisa-146.100	LISA-146	65.1	33.84	48.95	47.92	0.63	82.79	314	351	0.07	0.33	0	1.08	10.85	0.49	11.34	423	0.62	53.36	0.04	0.01	0.05	39.19	19	0	53.36	
10042010	lisa-146r.100	LISA-146R	65.2	35.4	50.79	49.91	0.63	86.19	314	351	0.07	0.35	0	0.94	11.3	0.44	11.74	425	0.6	54.8	0.03	0.01	0.04	38.87	19	0	54.80	
10042010	lisa-15.100	LISA-15	65.2	36.72	52.48	49.27	0.64	89.2	314	351	0.12	0.41	0	1.26	11.5	0.43	11.93	413	1.01	54.05	0.04	0.01	0.05	37.73	20	0	54.05	
10042010	lisa-159.100	LISA-159	65.2	36.52	47.52	36.69	0.7	84.04	314	351	0.13	0.36	0.01	1.29	10.03	0.32	10.35	354	1.26	40.25	0.04	0.01	0.05	32.38	23	3669	40.25	
10042010	lisa-159r.100	LISA-159R	65.3	36.51	48.91	38.89	0.69	85.42	314	351	0.12	0.51	0	1.33	10.32	0.38	10.7	363	1.12	43.11	0.05	0.01	0.06	33.54	22	0	43.11	
10042010	lisa-15r.100	LISA-15R	65	35.24	53.32	52.32	0.63	88.56	314	351	0.41	1.45	0.02	2.3	11.71	0.76	12.47	420	3.29	60.76	0.09	0.02	0.11	40.69	18	2616	60.76	
10042010	lisa-95.100	LISA-95	65.2	33.52	32.63	20.63	0.76	66.15	314	351	0.06	0.34	0	0.87	7.21	0.19	7.4	279	0.81	22.74	0.03	0.01	0.04	25.58	26	0	22.74	
10042010	lisa-95r.100	LISA-95R	65.3	28.17	33.34	26.47	0.7	61.51	314	351	0.12	0.45	0.03	2.79	7.31	0.39	7.7	344	1.56	30.8	0.09	0.25	0.34	33.37	22	882.33	30.80	
10042010	lisa-160.100	LISA-160	65	25.72	37.25	34.22	0.65	62.97	314	351	0.08	0.39	0.05	1.21	8.07	0.25	8.32	411	0.96	37	0.04	0	0.04	37.01	20	684.4	37.00	
10042010	LISA-160R.T00	LISA-160R	64.8	28.53	41.7	38.47	0.65	70.23	314	351	0.08	0.4	0.04	1.04	9.03	0.37	9.4	409	0.85	42.58	0.04	0	0.04	37.74	20	961.75	42.58	
10042010	ARENLISA-160.T00	ARENLISA-160	63.3	27.29	44.6	46.41	0.61	71.89	314	351	0.08	0.33	0.08	1.38	9.82	0.28	10.1	460	0.79	49.52	0.04	0.01	0.05	40.79	18	580.12	49.52	
10042010	COL-69.T00	COL-69	65.1	29.04	33.25	19.31	0.76	62.29	314	351	0.06	0.25	0.02	1.09	6.78	0.22	7	276	0.86	21.75	0.04	0.01	0.05	25.88	26	965.5	21.75	
10042010	COL-69R.T00	COL-69R	65	28.48	38.39	25.9	0.72	66.87	314	351	0.18	0.61	0.07	1.76	7.71	0.45	8.16	317	2.21	30.9	0.06	0.01	0.07	31.6	23	370	30.90	
10042010	ARENCOL-69.T00	ARENCOL-69	64.1	33.55	44.2	29.31	0.73	77.75	314	351	0.05	0.25	0.02	1.09	8.89	0.29	9.18	319	0.54	32.53	0.04	0.01	0.05	29.5	25	1465.5	32.53	
10042010	LISA-93.T00	LISA-93	65.3	25.76	35.01	31.07	0.66	60.77	314	351	0.06	0.25	0.04	1.03	7.63	0.22	7.85	396	0.76	33.51	0.03	0.01	0.04	35.54	21	776.75	33.51	
10042010	LISA-93R.T00	LISA-93R	65.1	24.66	36.4	37.49	0.62	61.06	314	351	0.07	0.32	0.06	1.21	8.18	0.39	8.57	437	0.82	41.82	0.04	0.01	0.05	40.65	18	624.83	41.82	
10042010	ARENLISA-93.T00	ARENLISA-93	66.2	34.83	51.97	54.72	0.61	86.8	314	351	0.08	0.39	0.04	1.29	11.75	0.38	12.13	451	0.66	58.94	0.04	0.01	0.05	40.44	19	1368	58.94	
10042010	LISA-167.T00	LISA-167	64.8	21.45	30.57	24.65	0.68	52.02	314	351	0.1	0.47	0.11	3.46	6.37	0.38	6.75	365	1.48	28.87	0.1	0.32	0.42	35.69	21	224.09	28.87	
10042010	LISA-167R.T00	LISA-167R	65.2	21.72	29.51	22.33	0.7	51.23	314	351	0.06	0.36	0.04	1.6	6.11	0.2	6.31	354	0.95	24.55	0.05	0.01	0.06	32.4	23	558.25	24.55	
10042010	ARENLISA-167.T00	ARENLISA-167	67.1	38.37	56.36	47.41	0.67	94.73	314	351	0.08	0.42	0.04	1.33	11.8	0.42	12.22	388	0.65	52.08	0.05	0.01	0.06	35.47	21	1185.25	52.08	
12042010	LISA-158.T00	LISA-158	65.2	22.46	24.92	19.88	0.7	47.38	314	351	0.09	1.12	0.04	1.43	5.69	0.29	5.88	338	1.53	23.1	0.06	0.02	0.08	32.78	22	497	23.10	
12042010	LISA-158 R.T00	LISA-158 R	65	22.54	24.77	19.75	0.71	47.31	314	351	0.1	1.22	0.06	1.72	5.57	0.28	5.85	338	1.71	22.86	0.07	0	0.07	32.58	22	329.17	22.86	
12042010	ARENLISA-158.T00	ARENLISA-158	65.5	20.31	21.64	17.18	0.71	41.95	314	351	0.09	0.74	0.06	1.48	4.91	0.28	5.19	331	1.73	20.29	0.06	0	0.06	32.6	22	286.33	20.29	
12042010	GALAN-135.T00	GALAN-135	65.3	30.24	47.13	64.28	0.55	77.37	429	466	0.14	0.89	0.06	1.24	11.76	0.64	12.4	518	1.13	71.39	0.05	0	0.05	47.99	15	1071.33	71.39	
12042010	GALAN-135R.T00	GALAN-135R	65.2	29.25	45.96	62.05	0.55	75.21	428	465	0.19	0.9	0.05	1.49	11.4	0.68	12.08	514	1.57	69.61	0.06	0	0.06	48.07	15	1241	69.61	
12042010	ARENGALAN-135.T00	ARENGALAN-135	68.3	32.48	57.22	83.9	0.52	89.7	429	466	0.21	1.15	0.03	1.48	14.42	0.98	15.4	545	1.36	94.79	0.07	0.01	0.08	51.38	13	2796.67	94.79	
12042010	LISA-18.T00	LISA-18	65.1	33	29.07	20.75	0.75	62.07	314	351	0.06	0.39	0.05	0.98	6.88	0.2	7.08	293	0.85	22.97	0.04	0	0.04	27.01	26	415	22.97	
12042010	LISA-18R.T00	LISA-18R	65.3	32.23	30.44	23.1	0.73	62.67	314	351	0.1	0.61	0.03	1.45	7.12	0.24	7.36	314	1.36	25.77	0.05	0.01	0.06	29.14	25	770	25.77	
12042010	ARENLISA-18.T00	ARENLISA-18	64.8	43.53	42.36	32.8	0.72	85.89	314	351	0.11	0.71	0.07	1.27	9.86	0.36	10.22	321	1.08	36.8	0.05	0	0.05	29.99	24	468.57	36.80	
12042010	LISA-28.T00	LISA-28	65.3	40.37	57.65	66.34	0.6	98.02	427	464	0.23	0.86	0.04	1.59	13.65	0.55	14.2	467	1.62	72.45	0.06	0.01	0.07	42.5	17	1658.5	72.45	
12042010	LISA-28R.T00	LISA-28R	64.9	39.38	58.89	69.92	0.58	98.27	427	464	0.28	0.95	0.05	1.78	13.97	0.54	14.51	482	1.93	75.92	0.07	0.01	0.08	43.58	17	1398.4	75.92	
12042010	ARENLISA-28.T00	ARENLISA-28	67.2	39	57.33	72.47	0.57	96.33	431	468	0.2	0.88	0.04	1.24	14.02	0.57	14.59	497	1.37	78.8	0.05	0.01	0.06	45	16	1811.75	78.80	
12042010	GALA-5.T00	GALA-5	65	29.71	54.17	70.07	0.54	83.88	428	465	0.26	1.09	0.04	1.73	12.79	0.66	13.45	521	1.93	77.4	0.07	0.01	0.08	47.99	15	1751.75	77.40	
12042010	GALA-5 R.T00	GALA-5 R	65.3	32.21	55.19	72.44	0.55	87.4	427	464	0.24	0.95	0.03	1.6	13.28	0.69	13.97	519	1.72	80.11	0.06	0.01	0.07	47.82	15	2414.67	80.11	
12042010	ARENGALA-5.T00	ARENGALA-5	65.3	31.02	52.95	66.26	0.56	83.97	425	462	0.33	1.06	0.03	1.86	12.48	0.7	13.18	503	2.5	74.04	0.07	0	0.07	46.86	15	2208.67	74.04	
12042010	LLA-105.T00	LLA-105	65	28.63	57.09	86.91	0.5	85.72	433	470	0.18	0.84	0.02	1.56	14.34	0.76	15.1	576	1.19	95.35	0.06	0.01	0.07	52.66	13	4345.5	95.35	
12042010	LLA-105 R.T00	LLA-105R	65.3	34.57	57.25	72.11	0.56	91.82	429	466	0.07	0.57	0.04	1.2	13.61	0.62	14.23	507	0.49	79	0.04	0.01	0.05	46.25	16	1802.75	79.00	
12042010	ARENLLA-105.T00	ARENLLA-105	67	31.24	56.07	80.98	0.52	87.31</																				

POZO	API MEDIDO	HIDROMETRO	API RE	S1r	S2a	S2b	TPlr	OIL	RCr(%)	Q	D= S1R/S1R+S2A+S2B
COLORADO-70	38,7		29	36,17	33,35	17,62	0,8	69,52	0,19	19,73	0,415
COLORADO-11	38,1		29	41,72	43,04	21,46	0,8	84,76	0,26	24,35	0,393
LISAMA-95	35,9		26	33,52	32,63	20,63	0,76	66,15	0,19	22,74	0,386
COLORADO-69	34,8		26	29,04	33,25	19,31	0,76	62,29	0,22	21,75	0,356
LISAMA-18	34,6		26	33	29,07	20,75	0,75	62,07	0,2	22,97	0,398
LISAMA-167	33,3	32	23	21,72	29,51	22,33	0,7	51,23	0,2	24,55	0,295
LISAMA-158	30,2		22	22,46	24,92	19,88	0,7	47,38	0,29	23,10	0,334
LISAMA-160	29,9		20	25,72	37,25	34,22	0,65	62,97	0,25	37,00	0,265
LISAMA-159	29,7		23	36,52	47,52	36,69	0,7	84,04	0,32	40,25	0,302
LISAMA-146	28,1	28,5	19	33,84	48,95	47,92	0,63	82,79	0,49	53,36	0,259
LISAMA-93	27,7		21	25,76	35,01	31,07	0,66	60,77	0,22	33,51	0,280
LISAMA-15	23,6		20	36,72	52,48	49,27	0,64	89,2	0,43	54,05	0,265
LLANITO-105	20,1		16	34,57	57,25	72,11	0,56	91,82	0,62	79,00	0,211
GALAN-135	19,4		15	30,24	47,13	64,28	0,55	77,37	0,64	71,39	0,213
LISAMA-28	19,1		17	40,37	57,65	66,34	0,6	98,02	0,55	72,45	0,246
LLANITO-12	18,6		10	30,56	66,42	124,2	0,44	96,98	1,24	137,98	0,138
GALA-5	17,5		15	29,71	54,17	70,07	0,54	83,88	0,66	77,40	0,193
LLANITO-69	16,7		10	25,27	68,88	127,36	0,43	94,15	1,12	139,80	0,114