

**DESCRIPCIÓN DE LAS DIFERENCIAS OPERACIONALES Y PETROFÍSICAS  
QUE DETERMINAN EL ÓPTIMO DRENAJE DE UN YACIMIENTO DE OIL  
SHALE COMPARADO CON UN YACIMIENTO CONVENCIONAL.**

**JUAN CAMILO FRANCO MORA  
JORGE EMILIO ESTUPIÑÁN SEPÚLVEDA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2012**

**DESCRIPCIÓN DE LAS DIFERENCIAS OPERACIONALES Y PETROFÍSICAS  
QUE DETERMINAN EL ÓPTIMO DRENAJE DE UN YACIMIENTO DE OIL  
SHALE COMPARADO CON UN YACIMIENTO CONVENCIONAL.**

**JUAN CAMILO FRANCO MORA  
JORGE EMILIO ESTUPIÑÁN SEPÚLVEDA**

**Proyecto de grado para optar el título de  
Ingeniero de Petróleos.**

**Dra. ZULY HIMELDA CALDERÓN CARRILLO  
Directora**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2012**

## DEDICATORIA

*A Dios, por regalarme la vida, por ser mi guía y amigo, por permitirme alcanzar mis metas.*

*A mi tío Miguel y todos mis familiares que desde el cielo han guiado mi actuar.*

*A mi mamá, por su amor y apoyo incondicional,  
a mi papá, por el buen ejemplo y confianza que me brinda.  
A ellos, Campo E. y Myriam E., a quienes les debo todo,  
Para ellos es este logro.*

*A mis hermanas Sami y Luchiz, a mis sobrinos Kamila y Alejo,  
Son mi mayor alegría.*

*A mis abuelos Jose E. y Campo E., mis abuelas Misaelina y Emperatriz,  
por estar siempre apoyándome y deseándome lo mejor.*

*A todas mis tías y tios en especial a mi tía Azucena y familia, mi tía FlorBella y familia,  
Mi tío Juan, mi tía Julia y familia.*

*A mi Magranita, por su amor, amistad, apoyo y complicidad,  
Junto a ti compartí lo bueno y lo malo de querer lograr ser mejor en la vida.*

*A mis primos Fercha, Sonia, Julian, Chiqui, Mono, Laura, Miguel, Paola, Willi,  
Samuel, y todos los demás.*

*A todos mis familiares y amigos que hicieron posible la realización de este logro.*

*A mis amigos Iván C.C, Daniel E.G.Albert A.C, Conejo, Niko, Eli,  
por estar dispuestos a colaborar en todo momento.*

*A Laura C. Corzo por su amistad.*

*Juan Camilo Franco Mora*

## DEDICATORIA

A Dios por ser el guía en mi camino y permitir  
alcanzar este logro tan anhelado.

A mi padre Emilio Estupiñán, mi madre Yolanda Sepúlveda  
por todo su cariño, por la confianza que me han  
dado y por apoyarme en todo momento.

A mi hermana Mariana, por su cariño y amistad incondicional.

A mis amigos y familiares, que han estado  
siempre en las buenas y en las malas.

A aquellos compañeros que me brindaron  
su apoyo en el día a día a lo largo de mi carrera.

*Jorge Emilio Estupiñán Sepúlveda*

## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A Dios, nuestras familias y amigos.

La Universidad Industrial de Santander por brindarnos la oportunidad de culminar nuestros estudios.

A la Dra. Zuly Himelda Calderón, por depositar en nosotros su confianza, y manifestarnos su apoyo incondicional.

A todos los docentes de la escuela de petróleos que contribuyeron a nuestra formación como profesionales.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	27
1. GENERALIDADES DEL OIL SHALE .....	29
1.1 OIL SHALE .....	29
1.2 COMPOSICIÓN.....	30
1.3 FORMACIÓN.....	31
1.4 RECURSOS. ....	34
1.4.1 Recursos Recuperables. ....	36
1.5 INDUSTRIA. ....	37
1.5.1 Minería. ....	42
1.5.2 Generación de Energía. ....	42
1.6 EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO.....	43
1.6.1 Ex-situ. ....	43
1.6.2 In-Situ.....	45
1.7 APLICACIONES Y PRODUCTOS.....	46
1.8 ECONOMÍA.....	49
1.9 CONSIDERACIONES AMBIENTALES.....	53
2. GEOLOGÍA DEL OIL SHALE.....	54
2.1 OIL SHALE.....	54
2.2 ORIGEN DEL OIL SHALE.....	54
2.2.1 Composición.....	56
2.3 CLASIFICACIÓN DE LOS OIL SHALES. ....	58
2.3.1 Según su Composición.....	58
2.3.2 Según el Tipo de Kerógeno.....	60

2.3.3 Según el Ambiente Deposicional.....	63
2.4 RESERVAS.....	67
2.5 LITOLOGÍAS DE ALGUNOS YACIMIENTOS DE OIL SHALE.....	73
2.5.1 Brasil.....	73
2.5.1.1 Yacimiento Iratí.....	74
2.5.2 China.....	76
2.5.2.1 Yacimiento Fushun.....	77
2.5.3 Estonia.....	79
2.5.4 Suecia.....	83
2.5.5 Estados Unidos.....	86
2.5.5.1 Formación del Rio Verde.....	87
3. OIL SHALE EN COLOMBIA.....	91
3.1. PROYECTO DE OIL SHALE EN COLOMBIA.....	92
3.1.1. Principales términos y condiciones.....	94
3.1.2. Oil Shale de Canacol.....	95
3.1.2.1. Contrato E&P VMM2.....	95
3.1.2.2. Contrato E&P VMM3.....	96
3.1.2.3. Contrato E&P Santa Isabel.....	96
3.1.3. Evaluación realizada por GLJ Petroleum Consultants Ltd.....	97
3.2 CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	100
3.2.1 Generalidades.....	100
3.2.2 Geología Del Petróleo.....	101
3.2.2.1 Roca Generadora.....	102
3.2.2.2 Migración.....	102

3.2.2.3 Roca Reservorio.....	103
3.2.2.4 Roca Sello.....	104
3.2.2.5 Trampas.....	104
3.2.3 Geoquímica.....	105
3.2.4 Prospectividad.....	105
4. EVALUACIÓN DE LAS PROPIEDADES DE LOS OIL SHALES.....	107
4.1 PROPIEDADES MECÁNICAS.....	108
4.1.1 Efecto de la composición sobre las propiedades mecánicas.....	109
4.1.2 Relación entre el Contenido de Materia Orgánica con las Propiedades Mecánicas.....	111
4.1.3 Evolución de las propiedades mecánicas al aumentar la temperatura.....	115
4.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS.....	119
4.2.1 Determinación del grado de Oil shale.....	119
4.2.1.1 Métodos para determinar el grado de Oil shale.....	120
4.2.1.1.1 Método del ensayo de Fischer.....	120
4.2.1.1.2 Método de Pirólisis Rock Eval.....	121
4.2.2 Madurez térmica de la materia orgánica.....	127
4.2.2.1 Reflectancia de la vitrinita.....	130
4.3 EVALUACIÓN DE LAS PROPIEDADES MECÁNICAS Y PETROFÍSICAS DE LOS OIL SHALES.....	131
4.3.1 Unconfined Compressive Strength Tests.....	132
4.3.2 Prueba de Permeabilidad.....	132
4.3.3 Porosimetría de Inyección de Mercurio (MIP SSA).....	135
4.3.4 Área Superficial Específica de Adsorción de Gas Nitrógeno (BET SSA).....	137

4.3.5 Deformación con Carga Constante 310°C. ....	138
4.3.6 Deformación con Carga Dinámica 350°C.....	138
4.4 PROPIEDADES TÉRMICAS DE LOS OIL SHALES. ....	140
4.4.1 Conductividad Térmica.....	140
4.4.2 Capacidad Calorífica. ....	143
4.4.3 Difusividad Térmica. ....	144
4.4.4 Entalpia y Calor de Retorting.....	147
4.4.5 Densidad o Gravedad Específica. ....	148
4.4.6 Temperatura de Auto Ignición (SIT). ....	148
4.5 PROPIEDADES ELÉCTRICAS DE LOS OIL SHALES. ....	151
4.5.1 Resistividad Eléctrica. ....	151
4.5.2 Constante Dieléctrica. ....	153
4.6 CARACTERIZACIÓN MOLECULAR DEL KERÓGENO.....	156
4.6.1 Derivación del Coeficiente Estequiométrico. ....	157
4.6.2 Relación entre el Ensayo de Fischer y la Fracción Másica de kerógeno. .....	159
4.6.3 Los Compuestos de Nitrógeno en el Shale Oil.....	159
4.6.4 Punto de Ebullición del Kerógeno Contenido en los Oil Shales. ....	160
4.6.4.1 Métodos Analíticos. ....	160
4.7 EVALUACIÓN DE LOS OIL SHALES USANDO LOS REGISTROS CONVENCIONALES. ....	161
4.7.1 Schlumberger-Doll Research. ....	163
4.8 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE PETRÓLEO PRESENTE EN LOS OIL SHALES. ....	169
4.8.1 Método de Balance de Masa.....	169

4.8.2 Índice de Potencial Generador.....	170
4.8.3 Método Volumétrico.....	172
4.8.4 Tendencia Fractal.....	173
4.8.5 Modelo Propuesto por El- Banbi.....	174
5. PROCESOS DE EXTRACCIÓN Y MEJORAMIENTO DEL SHALE OIL.....	177
5.1 CLASIFICACIÓN GENERAL DE LOS PROCESOS DE EXTRACCIÓN Y MEJORAMIENTO DEL SHALE OIL.....	178
5.1.1 Procesos de Extracción del Shale Oil.....	178
5.1.2 Procesos de Mejoramiento del Shale Oil.....	180
5.2 PROCESOS EX SITU.....	183
5.2.1 Conducción en Pared (Wall Conduction).....	184
5.2.1.1 Fischer Assay.....	184
5.2.1.2 Pumpherson Retort.....	186
5.2.2 Sólidos Reciclados Calientes (Hot Recycled Solids).....	188
5.2.2.1 Kentort II.....	188
5.2.2.2 LLNL (Lawrence Livermore National Laboratory).....	193
5.2.2.3 ATP (Alberta Taciuk Process).....	195
5.2.2.4 Tosco II.....	197
5.2.3 Combustión Interna.....	198
5.2.3.1 The Paraho Gas Combustion Process.....	198
5.2.3.2 Kiviter Retorting.....	201
5.2.4 Gas Caliente Generado Externamente.....	203
5.2.4.1 Petrosix Retorting Process.....	203
5.2.5 Fluidos Reactivos.....	205

5.2.5.1 Chattanooga FluidizedBed Reactor.....	205
5.2.6 Plasma gasification.....	208
5.2.7 Ventajas y Desventajas de los Procesos Ex-situ.....	209
5.2.7.1 Ventajas de los procesos ex-situ.....	209
5.2.7.2 Desventajas de los procesos ex-situ.....	209
5.3 PROCESOS IN-SITU.....	210
5.3.1 Clasificación de los procesos in-situ.....	213
5.3.2 Los Primeros Métodos In Situ.....	214
5.3.3 Proceso de Conversión In Situ de Shell (Shell ICP).....	216
5.3.4 Chevron CRUSH Process.....	220
5.3.5 AMSO Resources Process.....	221
5.3.6 Resources EGL Process.....	223
5.3.7 Petro Probe.....	223
5.3.8 Exxon Mobil Electrofrac.....	225
5.3.9 Tecnologías de Calentamiento Volumétrico por Radiación.....	226
5.3.10 Proceso GSI.....	227
5.3.11 Proceso GFC.....	230
5.3.12 James Q. Maguire, Inc.....	232
5.3.13 Proceso IVE.....	234
5.3.14 Phoenix Wyoming LLC.....	234
5.3.15 Radio Frequency/Critical Fluid Oil Extraction Technology.....	235
5.3.16 Proceso PyroPhase.....	237
5.3.17 EcoShale™ In-Capsule Technology.....	237
5.3.18 Ventajas y Desventajas de los Procesos In-Situ.....	240

5.3.18.1 Ventajas de los Procesos In-Situ.....	240
5.3.18.2 Desventajas de los Procesos In-Situ.....	240
5.4 METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DE UN PROYECTO DE OIL SHALE.....	241
5.5 REFINACIÓN Y MEJORA DEL SHALE OIL.....	244
5.5.1 Proceso de craqueo térmico.....	245
5.5.2 Hidroprocesamiento en un reactor de lecho móvil. ....	246
5.5.3 Proceso Hidroretorta en lecho fluidizado.....	247
5.5.4 Proceso de hidrocracking.....	247
5.5.4.1 Gulf HDS.....	248
5.5.4.2 FP Hydrocracking.....	249
6. DESCRIPCIÓN DE LAS DIFERENCIAS OPERACIONALES Y PETROFÍSICAS QUE DETERMINAN EL ÓPTIMO DRENAJE DE UN YACIMIENTO DE OIL SHALE COMPARADO CON UN YACIMIENTO CONVENCIONAL. ....	250
6.1 YACIMIENTO.....	250
6.2 EXPLORACIÓN.....	251
6.3 PETROFÍSICA.....	251
6.4 PRODUCCIÓN.....	253
6.5 APROVECHAMIENTO DEL RECURSO.....	257
6.6 MEDIO AMBIENTE.....	257
7. FACTORES DE RIESGO AMBIENTAL.....	258
7.1 EL USO DE LA TIERRA Y LOS IMPACTOS ECOLÓGICOS.....	259
7.2 CALIDAD DEL AIRE.....	261
7.2.1 Impacto del Proceso De Retorting.....	263
7.2.2 Tecnologías de Control de la Contaminación del Aire.....	265

7.2.2.1 Control de polvo. ....	265
7.2.2.2 Control de Sulfuro de hidrógeno.....	267
7.2.2.3 Control de Óxido de Nitrógeno. ....	268
7.2.2.4 Control de Hidrocarburos y Monóxido de Carbono.....	268
7.3 CALIDAD DEL AGUA. ....	269
7.3.1 Impacto del Proceso de Minería.....	271
7.3.2 Impacto del Proceso de Retorting. ....	271
7.3.2.1 El Retorting de superficie. ....	271
7.3.2.2 El Retorting In-Situ. ....	272
7.3.3 Tipos de Contaminantes del Agua por los Procesos de Oil shale.....	273
7.3.4 Estimación del Agua necesaria para el Desarrollo Comercial del Oil shale.....	275
7.4 Proyecto Stuart Oil shale.....	277
CONCLUSIONES .....	280
RECOMENDACIONES .....	282
BIBLIOGRAFÍA.....	283

## LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Oil shale y su composición. ....	31
Gráfica 2. Principales Cuencas de Oil Shale. ....	34
Gráfica 3. Recursos de Oil Shale Técnicamente Recuperables. ....	37
Gráfica 4. Retorta A.C. Kirk. ....	39
Gráfica 5. Facilidades de oil shale de Shell. ....	44
Gráfica 6. Oil shale extraído de yacimientos en Brasil, China, Estonia, Alemania, Rusia y Reino Unido, 1880-2000. ....	50
Gráfica 7. Composición general de los oil shales. ....	57
Gráfica 8. Clasificación de los oil shales según su composición.....	59
Gráfica 9. Proceso evolutivo del kerógeno. ....	62
Gráfica 10. Diagrama de Van Krevelen. ....	62
Gráfica 11. Clasificación de los oil shale por el ambiente deposicional. ....	63
Gráfica 12. Yacimientos significativos de Oil shale.....	67
Gráfica 13. Localización, registro litológico típico y rendimiento de shale oil de los lechos I y II del oil shale Iratí en São Mateus do Sul, Brasil.....	75
Gráfica 14. Sección transversal geológica (13a) y sección estratigráfica (13b) del yacimiento de oil shale Fushun, provincia de Liaoning, China.....	78
Gráfica 15. Localización y sección estratigráfica del depósito Kukersite al norte de Estonia y Rusia. ....	81
Gráfica 16. Localización y registro litológico del Alum Shale de Suecia. ....	84
Gráfica 17. Áreas de la formación Rio Verde.....	88
Gráfica 18. Sección estratigráfica generalizada de la Formación del Río Verde y rocas asociadas en la parte norcentral de la Cuenca Piceance Creek, al noroeste de Colorado, Estados Unidos. ....	90
Gráfica 19. Presencia de Oil Shale en Colombia.....	91
Gráfica 20. Recursos de Oil Shale en Colombia.....	92
Gráfica 21. Cuenca del Valle Medio del Magdalena. ....	101

Gráfica 22. Resultados de la simulación por el método de Monte Carlo para la cuenca de Valle Medio del Magdalena. ....	102
Gráfica 23. Columna Estratigráfica Generalizada de la cenca VMM. ....	103
Gráfica 24. Sección Transversal Esquemática de la cenca VMM.....	104
Gráfica 25. Principales Componentes Volumétricos de los Oil Shales. ....	110
Gráfica 26. Plot de densidad de grano en función del volumen de materia orgánica para seis Oil shales.....	112
Gráfica 27. Variación de la densidad en función del grado (L/t) de Oil shales estadounidenses adaptadas de Agapito y Hardy, en comparación con los Oil shales estudiados por Eseme. ....	113
Gráfica 28. Resistencia a la compresión en función del grado del Oil shales estadounidenses.....	117
Gráfica 29. Variación en el módulo de elasticidad en función del grado de los Oil shale estadounidenses, con base en datos de Agapito y Hardy.....	118
Gráfica 30. Coeficiente de Poisson en función del grado de los Oil shale estadounidenses, con base en datos de Agapito y Hardy. ....	118
Gráfica 31. Ejemplo de un registro Rock Eval.....	125
Gráfica 32. Datos a partir de un Registro de pirólisis Rock Eval.....	126
Gráfica 33. Diagrama tipo Van Krevelen de Índice de hidrogeno vs índice de oxigeno tomados a partir de datos de pirólisis Rock Eval.....	127
Gráfica 34. Distribución Generalizada de los Componentes de los Oil Shales según su madurez termica.....	129
Gráfica 35. Representación esquemática de la integración de técnicas geoquímicas, geo-mecánicas, petrofísicas y petrológicas utilizadas en la caracterización de los oil shales antes y después de su deformación.....	131
Gráfica 36. Variación de la resistencia a la compresión en función del ensayo de Fischer. ....	133
Gráfica 37. Celda de flujo Triaxial utilizado para las mediciones dela permeabilidad en oil shales. ....	134

Gráfica 38. Representación esquemática de la celda de flujo utilizada en experimentos de deformación con sus componentes.....	139
Gráfica 39. Conductividad térmica de un oil shale bruto, gastado y quemado. ..	142
Gráfica 40. Capacidad calorífica de un oil shale bruto, gastado y quemado. ....	144
Gráfica 41. Difusividad térmica en función del plano de estratificación térmica y del ensayo de Fischer para oil shales de Green River. ....	146
Gráfica 42. Temperatura de auto ignición de un oil shale bruto, i-octano, n-octano y propano.....	149
Gráfica 43. Temperatura de auto ignición (SIT) de los oil shales como función del ensayo de Fischer.....	150
Gráfica 44. Análisis termogravimétrico del shale Stuart antes y después de la extracción del aceite. ....	150
Gráfica 45. Comportamiento de la resistividad eléctrica dependiendo de la frecuencia y en función del inverso de la temperatura para una muestra de oil shale de 117 L/ton. ....	152
Gráfica 46. Comportamiento de la resistividad eléctrica dependiendo de la frecuencia y en función del inverso de la temperatura para una muestra de oil shale de 117 L/ton, recalentado o en un segundo ciclo. ....	153
Gráfica 47. Variaciones de la constante dieléctrica ( $\epsilon'$ ) con el número de ciclos de calentamiento de varios oil shales de Green River. ....	154
Gráfica 48. Variación de la constante dieléctrica ( $\epsilon'$ ) en función de la frecuencia y el tratamiento térmico aplicado a oil shales de Green River.....	155
Gráfica 49. Variación de la constante dieléctrica ( $\epsilon'$ ) en función de la frecuencia y la temperatura a bajas temperaturas (<250°C).....	155
Gráfica 50. Variación de la constante dieléctrica ( $\epsilon'$ ) en función de la frecuencia y la temperatura a altas temperaturas (>250°C).....	156
Gráfica 51. Combinación de los registros convencionales.....	164
Gráfica 52. Concordancia entre los registros convencionales y en ensayo de Fischer. ....	165
Gráfica 53. Producto del ensayo de Fischer derivado del registro TOC. ....	167

Gráfica 54. Carbono orgánico e inorgánico derivado de los registros y de los núcleos. ....	168
Gráfica 55. Columna de roca madre por cada m <sup>2</sup> de área.....	171
Gráfica 56. Índice de Potencial Generador según el área de drenaje.....	171
Gráfica 57. Tendencia fractal de aceite para Colombia. ....	174
Gráfica 58. Esquema de la doble porosidad en la matriz.....	176
Gráfica 59. Ejemplo del gráfico especializado de la raíz cuadrada del tiempo. ...	176
Gráfica 60. Clasificación general de los procesos de extracción del shale oil. ....	181
Gráfica 61. Proceso generalizado para la conversión del oil shale en combustibles y subproductos.....	182
Gráfica 62. Proceso Ex-situ. ....	183
Gráfica 63. Conversión del Oil shale a producto (Procesos Ex situ).....	184
Gráfica 64. Fischer Assay. ....	185
Gráfica 65. Retorta Pumpherston. ....	187
Gráfica 66. Diagrama de flujo de la retorta KENTORT II. ....	192
Gráfica 67. Proceso Hot Recycled Solid – LLNL.....	194
Gráfica 68. Procesador ATP. ....	196
Gráfica 69. Proceso TOSCO II.....	198
Gráfica 70. Proceso Paraho.....	200
Gráfica 71. Planta de Oil shale en Narva, Estonia. ....	201
Gráfica 72. Retorta Kiviter.....	202
Gráfica 73. Petrosix en Brazil.....	203
Gráfica 74. Proceso Petrosix Retorting.....	204
Gráfica 75. Proceso Chattanooga.....	207
Gráfica 76. Perforación horizontal y fracturamiento hidráulico de un yacimiento de oil shale.....	212
Gráfica 77. Proceso Geokinetics.....	215
Gráfica 78. Proceso Shell ICP. ....	219
Gráfica 79. Proceso Chevron CRUSH.....	221
Gráfica 80. Proceso American Shale Oil.....	222

Gráfica 81. Proceso EGL. ....	224
Gráfica 82. Proceso Petro Probe. ....	224
Gráfica 83. Proceso Electrofrac. ....	225
Gráfica 84. Calentamiento Volumétrico por Radiación. ....	226
Gráfica 85. Etapas del Proceso de gasificación GSI.....	229
Gráfica 86. Proceso GFC de IEP. ....	232
Gráfica 87. Proceso JQMI.....	233
Gráfica 88. Proceso IVE. ....	235
Gráfica 89. Proceso RF/CF.....	236
Gráfica 90. Proceso PyroPhase.....	238
Gráfica 91. Esquema del EcoShale™ In-Capsule Technology.....	239
Gráfica 92. Criterios básicos de screening. ....	241
Gráfica 93. Criterios básicos de screening en superficie. ....	242
Gráfica 94. Criterios básicos de screening en subsuelo. ....	242
Gráfica 95. Minería de Oil Shale.....	260
Gráfica 96. Ignición de Oil shale y sus gases tóxicos. ....	262
Gráfica 97. Contaminación del aire por la industria del Oil Shale.....	264
Gráfica 98. Filtrado de Oil Shale.....	269
Gráfica 99. Desarrollo del proyecto Stuart Oil shale. ....	277
Gráfica 100.Planta de procesamiento Stuart Oil shale. ....	279

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Compañías con Proyectos Piloto o en Operación.....	48
Tabla 2. Tipos y Formas de Kerógeno.....	61
Tabla 3. Recursos y producción de oil shale por continente a finales de 2008.....	71
Tabla 4. Recursos y producción de oil shale por país a finales de 2008. ....	71
Tabla 5. Petróleo inicial in-situ por descubrir. Contrato Santa Isabel.....	98
Tabla 6. Petróleo inicial in-situ por descubrir. Contrato VMM-2. ....	98
Tabla 7. Petróleo inicial in-situ por descubrir. Total Contrato Santa Isabel y VMM-2. .....	99
Tabla 8. Propiedades de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	106
Tabla 9. Algunas propiedades de los oil shales.....	107
Tabla 10. Las propiedades mecánicas de dos grados de oil shale de los EE.UU. a temperatura ambiente.....	114
Tabla 11. Las propiedades mecánicas de dos grados de Oil shale de los EE.UU. a altas temperaturas. ....	116
Tabla 12. Colores típicos para porcentajes de la reflectancia a determinada temperatura.....	130
Tabla 13. Diferencia entre yacimientos convencionales y yacimientos de Oil Shale. .....	250
Tabla 14. Exploración de yacimientos convencionales vs yacimientos de Oil shale. .....	251
Tabla 15. Petrofísica de yacimientos convencionales vs yacimientos de Oil shale. .....	252
Tabla 16. Producción de yacimientos convencionales vs yacimientos de Oil shale. .....	253
Tabla 17. Comparación entre Perforación sub-balanceada y Perforación Convencional. ....	254
Tabla 18. Diferencias entre Perforación Horizontal y Perforación Convencional.	256

Tabla 19. Estimación de barriles de agua necesarios para las diversas actividades por barril producido de Shale Oil en operaciones In-Situ.....	276
Tabla 20. Estimación de barriles de agua necesarios para las diversas actividades por barril producido de Shale Oil en Minería y Retorting en superficie. ....	276

---

---

## RESUMEN

**TITULO: DESCRIPCIÓN DE LAS DIFERENCIAS OPERACIONALES Y PETROFÍSICAS QUE DETERMINAN EL ÓPTIMO DRENAJE DE UN YACIMIENTO DE OIL SHALE COMPARADO CON UN YACIMIENTO CONVENCIONAL \***

**AUTORES:** Juan Camilo Franco Mora

Jorge Emilio Estupiñán Sepúlveda \*\*

**PALABRAS CLAVES:** Oil Shale, Shale Oil, Kerógeno, Retorta, Retorting, Mejoramiento, Ensayo de Fischer, Condensación, Hidrogenación, Ex-situ, In-situ.

### DESCRIPCIÓN:

El Oil shale es una fuente “no Convencional” de producción de aceite, en el cual se encuentra atrapado suficiente material orgánico en su interior, (kerógeno), que se puede extraer por medio de procesos a elevadas temperaturas, (Retorting, pirólisis). Desde la década de 1800, el Oil shale se explotaba y se extraía el hidrocarburo líquido en instalaciones de superficie. A medida que la tecnología se ha desarrollado, se han perfeccionado los métodos de extracción debido al cumplimiento de las regulaciones ambientales.

En el presente trabajo se encuentra recopilada la información pertinente y necesaria para evaluar un yacimiento de Oil shale, basados en la descripción del material orgánico y las propiedades petrofísicas de la roca, de igual forma se describen los procesos de extracción y mejoramiento del Shale Oil, también se exponen los impactos ambientales a la hora de explotar un yacimiento de Oil shale. Finalmente de se describen las diferencias operacionales de un yacimiento de Oil shale comparado con un yacimiento convencional de aceite.

Es claro que llego la hora de recurrir a los recursos no convencionales para abastecer la creciente demanda energética, los retos y desafíos que propone la industria son una motivación para que la ingeniería de petróleos preste toda su atención a estos recursos que por mucho tiempo se han tenido como opción y son ahora la gran prioridad.

---

\* Trabajo de Grado.

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directora: Dra. Zuly Himelda Calderón Carrillo.

## ABSTRACT

**TITLE: DESCRIPTION OF OPERATIONAL AND PETROPHYSICAL DIFFERENCES THAT DETERMINE THE OPTIMUM DRAINAGE OF A DEPOSIT OF OIL SHALE COMPARED TO A CONVENTIONAL RESERVOIR.\***

**AUTHORS:** Juan Camilo Franco Mora

Jorge Emilio Estupiñán Sepúlveda\*\*

**KEYWORDS:** Oil Shale, Shale Oil, kerogen, Retort, Retorting, Improvement, Fischer Assay, condensation, hydrogenation, Ex-situ and in-situ processes.

### DESCRIPTION:

The Oil shale is a source "unconventional" oil production in which is located sufficient organic material trapped within, (kerogen), which can be extracted by high temperature processing, (Retorting, pyrolysis). Since the 1800s, the Oil shale was mined and extracted the liquid hydrocarbon in surface facilities. As technology has developed, they have perfected the extraction methods due to compliance with environmental regulations.

In the present study the information collected is located relevant and necessary to evaluate an oil shale deposit, based on the description of the organic material and the petrophysical properties of the rock, similarly describes the extraction processes and improvement of Oil Shale, also outlines the environmental impacts when exploit a deposit of oil shale. Finally describes the operational differences of an Oil shale deposit compared to deposit conventional oil.

Clearly, it was time to resort to unconventional resources to meet growing energy demand, the challenges proposed by industry are a motivation for petroleum engineering full attention to these resources that have long been had as an option and are now the top priority.

\* Work Degree.

\*\* Faculty Physical-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Petroleum Engineer Zuly Himelda Calderón Carrillo.

## INTRODUCCIÓN

Debido al constante incremento de la demanda energética a nivel mundial surgen un sin número de retos, a nivel económico, técnico y tecnológico que permitan mantener el ritmo desenfrenado de evolución de la industria y sociedad en general.

El mundo se está volcando hacia los nuevos y prometedores recursos energéticos, buscando la seguridad en fuentes de energía sostenibles y accesibles, el Oil Shale es una de ellas, y ha sido noticia en los últimos años por su abundancia y disponibilidad a nivel mundial, sus reservas se estiman entre 2,9-3,3 billones de barriles recuperables, cabe decir que estas cifras se consideran conservadoras debido a que en algunos países han sido poco exploradas.

Dado que la información sobre el Oil shale es rudimentaria y son muy pocos los autores que escriben en español sobre el tema, sin contar que ni la Universidad Industrial de Santander, ni la Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS, tienen libros que faciliten el estudio de éste, partiendo del estado de arte de las características geológicas y petrofísicas de la roca en cuanto a almacenamiento y producción, tratamientos y procesos especiales de estimulación y recuperación de hidrocarburos, en más de cien libros y artículos, se ha logrado el presente trabajo que ha de ser útil para la interpretación del reservorio en términos petrofísicos y de ingeniería que determinan la exploración, explotación, la perforación y el completamiento de pozos de Oil Shale en Colombia y el mundo.

El principal objetivo de este trabajo es dar a conocer los aspectos generales de las tecnologías, que permiten el desarrollo exitoso de un proyecto de Oil shale, cumpliendo con las normas ambientales vigentes.

En la actualidad el Oil shale se utiliza industrialmente en Brasil, China, Estonia, Alemania, Israel, Rusia y E.E.U.U., aunque son muchos países los que están

desarrollando o explorando sus recursos. Estonia representa el 70% de producción de Oil shale mundial.

Este trabajo puede ser el inicio de una línea de investigación y estudio del Oil shale, por parte de futuros Ingenieros de Petróleos UIS, lo cual sería de gran importancia para el país, ya que esto optimizaría el aprovechamiento de los recursos de Oil shale en Colombia.

El siguiente documento contiene siete capítulos. En el primero se introducen las generalidades del Oil shale, es una breve introducción a esta industria. En el segundo se describe la geología del Oil shale, su clasificación además se presentan los principales yacimientos de Oil shale en el mundo. En el tercer capítulo se presentan los recursos de Oil shale en Colombia describiendo el principal proyecto en desarrollo y la cuenca del valle medio del Magdalena que sin lugar a dudas es la más rica en este recurso. En el cuarto capítulo se muestran los métodos que permiten evaluar las propiedades del Oil shale además de los que determinan el potencial de petróleo atrapado en la roca. En el quinto se muestran los procesos de extracción de shale Oil de la roca Oil shale, es una descripción de las tecnologías que permiten el aprovechamiento de estos recursos y el tratamiento final que se le hace al shale Oil para mejorar su calidad comercial. En el sexto se describen las diferencias operacionales y petrofísicas en cada etapa de desarrollo de un proyecto de Oil shale comparado con un yacimiento convencional. Por último en el capítulo siete se describen los problemas ambientales que se generan a partir del desarrollo de un proyecto de Oil shale.

## 1. GENERALIDADES DEL OIL SHALE.

### 1.1 OIL SHALE.

Oil shale es un término que se aplica a una roca sedimentaria de grano fino que contiene importantes trazas de kerógeno, que no fueron maduras por el tiempo suficiente para producir los combustibles fósiles convencionales. Que al calentarlo a una temperatura suficientemente alta puede ser destilado para dar shale Oil, una forma de petróleo no convencional y shale gas.<sup>1</sup>

El kerógeno de Oil shale puede ser convertido en crudo a través del proceso químico de pirólisis. El Oil shale también puede ser quemado directamente como un combustible para la generación de energía y calefacción, y puede ser usado como materia prima en la industria química y de materiales de construcción. En la actualidad el Oil shale se utiliza comercialmente para la producción de petróleo en Estonia, Brasil y China, para la generación de energía en Estonia, China, Israel y Alemania, para la producción de cemento en Estonia, Alemania y China, y para la industria química en Estonia y Rusia.

Los yacimientos mundiales de Oil shale se estiman entre 2,9-3,3 billones de barriles de petróleo recuperable, 1.5-2.6 billones de barriles de los cuales se encuentran en los Estados Unidos. Los intentos de desarrollar estas reservas, durante más de 150 años, han tenido un éxito limitado. Aunque todavía es visto como una alternativa potencial futura del petróleo convencional, la producción mundial alcanzó un máximo de 46 millones de toneladas en 1980 antes de caer a cerca de 16 millones de toneladas en 2000 debido al alto costo de la producción en relación con el petróleo convencional.<sup>2</sup> Los ecologistas han expresado su

<sup>1</sup> World Energy Council.

<sup>2</sup> Alali, Jamal; Abdelfattah Abu Salah & Suha M. Yasin et al. (2006), Oil Shale in Jordan.

preocupación por la extracción de Oil shale, debido a la alta contaminación que se genera al desarrollar un proyecto de este tipo.

Además de Oil shale, hay otros grupos de rocas sedimentarias ricas en materia orgánica, rocas impregnadas de bitumen (*tar sands* y rocas de yacimiento de petróleo), *humic coals* y *carbonaceous shale*.<sup>3</sup>

## 1.2 COMPOSICIÓN.

La materia orgánica en los Oil shales se componen de los restos de algas, esporas, polen, las cutículas de las plantas y los fragmentos fibrosos de plantas herbáceas y leñosas, y los restos celulares de otras plantas de origen lacustre, marino y terrestre.<sup>4</sup>

Mientras que el Oil shale terrestre contiene resinas, esporas, cutículas cerosas y tejido corchoso de las raíces y los tallos de las plantas vasculares terrestres, los Oil shale lacustres son ricos en lípidos materia orgánica derivada de las algas y los Oil shale marinos se componen de algas marinas, *acritarchs* y dinoflagelados marinos. Algunos yacimientos de Oil shale pueden contener también minerales no orgánicos y metales, incluyendo alumbre, nahcolita ( $\text{NaHCO}_3$ ), dawsonita, azufre, sulfato de amonio, vanadio, zinc, cobre, uranio, y otros.<sup>5</sup>


---

<sup>3</sup>World Energy Council.

<sup>4</sup> Survey of energy resources (21 Ed). World Energy Council. 2007. pp. 93–115.

<sup>5</sup>Dyni, John R. (2006) (PDF). Geology and resources of some world oil-shale deposits. Scientific Investigations Report 2005–5294. United States Department of the Interior, United States Geological Survey.

**Gráfica 1.** Oil shale y su composición.

<b>Oil shale roca sedimentaria</b>

<b>Oil shale</b>
<b>Composición</b>
<b>Primaria: kerógeno, Cuarzo, Feldespato, Arcilla, Carbonato, Pirita</b>
<b>Secundaria: Uranio, Hierro, Vanadio, Níquel, Molibdeno</b>

**Fuente.** Autores.

### 1.3 FORMACIÓN.

El Oil shale se considera formado por la deposición de materia orgánica en lagos, lagunas y zonas estuarias restringidas, tales como lagos meandros, humedales, pantanos y zonas musgosas. Cuando las plantas mueren en esos ambientes acuáticos anaeróbicos, los bajos niveles de oxígeno evitan su descomposición completa dado que no hay bacterias. Para que las grandes cantidades de materia orgánica que se conservó no descompuesta se transformaran en grandes capas de Oil shale debió mantenerse en un medio ambiente uniforme durante largos periodos de tiempo.

A diferencia del carbón, el Oil shale no requiere de bajo contenido de minerales y de cenizas, ya que estos se utilizan principalmente para la extracción, y hacen más fácil el tratamiento de los residuos en las plantas de licuefacción del petróleo.<sup>6</sup> Eventualmente las algas de los pantanos u otros entornos restringidos son interrumpidos y cesa la acumulación de Oil shale.

El entierro de algas debida a la carga sedimentaria en la parte superior de los depósitos convirtió la materia orgánica en kerógeno por los siguientes procesos diagenéticos normales:

La compactación debida a la carga de los sedimentos que comprimen la materia orgánica; la eliminación del agua en la turba, con la compactación en marcha, se elimina el agua de la estructura intracelular de plantas fosilizadas y con el calor y la compactación se elimina el agua molecular.

Metanogénesis; similar a quemar madera en una estufa, se produce metano, hay eliminación de hidrógeno, algo de carbono, y algo de oxígeno adicional (como agua). La deshidratación, que elimina los grupos hidroxilo de la celulosa y otras moléculas de plantas, resultando en la producción de hidrógeno y reducidos de carbonos.

La baja presión y temperatura durante el proceso de diagénesis en comparación con otros modos de génesis de hidrocarburos da como resultado un nivel de maduración menor dando origen a las reservas de Oil shale. Al aplicarle altas presiones y temperaturas a esta materia orgánica enterrada en combinación con las estructuras geológicas adecuadas pueden dar como resultado la producción de petróleo y gas a partir del Oil shale. Los principales yacimientos se encuentran en

<sup>6</sup>Dyni, John R. (2006) (PDF). Geology and resources of some world oil-shale deposits. Scientific Investigations Report 2005–5294. United States Department of the Interior, United States Geological Survey.

los restos de los grandes lagos, como los depósitos de Green River, otros depósitos pueden, surgir del mar poco profundo, ya que alguna vez hicieron parte de la plataforma continental y depósitos más pequeños de Oil shale se pueden encontrar en lagunas y lagos en ambientes deposicionales similares a los del carbón.

Los grandes lagos cuencas de Oil shale se encuentran donde hubo fallamiento en bloque o pandeo de la corteza debido a la formación de las montañas. Algunos de los más grandes yacimientos conocidos se pueden encontrar en estas regiones, como a lo largo de las Montañas Rocosas, donde se encuentra la mayoría de Oil shale de estados unidos. Los depósitos, como los de río Verde pueden ser de hasta 2000 pies y con un rendimiento de hasta 40 galones de petróleo por cada tonelada de shale.<sup>7</sup>

Los Shales formados en los mares poco profundos generalmente, son mucho más delgados que en la cuenca de los grandes lagos depositados generalmente en el orden de pies o decenas de pies de espesor. Estos, sin embargo ocurren debido a la naturaleza deposicional ya que se extiende sobre una superficie muy grande de hasta miles de kilómetros cuadrados. De los tres tipos litológicos de los shales, los siliceous shales son los más comúnmente encontrados en este entorno. Estos shales no son tan ricos en energía como los otros y, en general no contienen más de 30 galones de petróleo por tonelada de la shale. Los Oil shale depositados en ambientes lacustres o pequeños lagos rara vez son extensos y con frecuencia son asociados con las rocas que contienen carbón.

Estos shales, aunque pueden tener altos rendimientos cercanos a 40 galones de petróleo por tonelada de la shale, debido a su ubicación y la naturaleza esporádica de capa delgada los hacen candidatos improbables para la explotación comercial. La mayoría de los shales son de tipo Cannel.

---

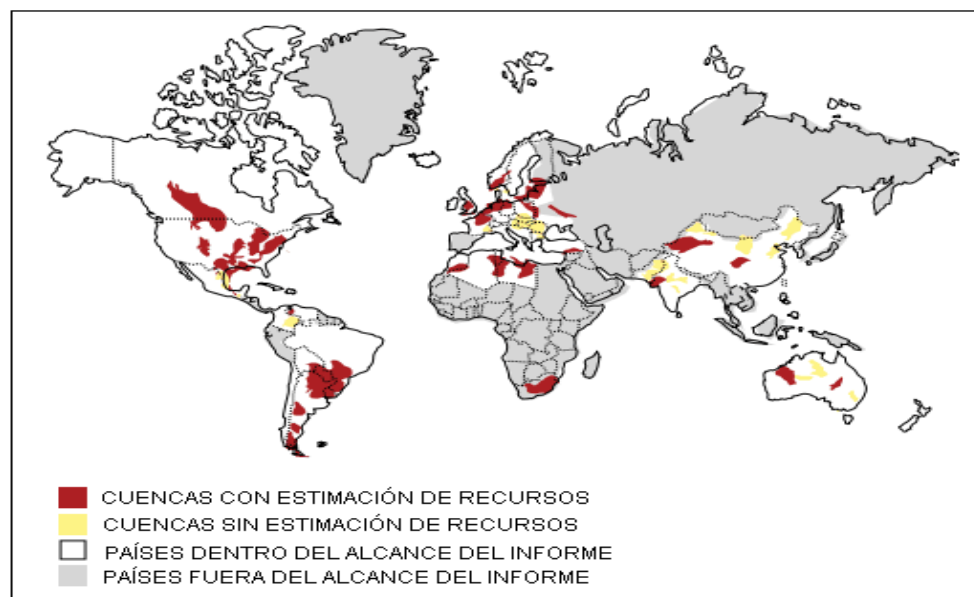
<sup>7</sup>Qian, Jialin (2006). "World oil shale retorting technologies" (PDF).

## 1.4 RECURSOS.

Dado que la información acerca de los depósitos de Oil shale es rudimentaria surge la necesidad de realizar trabajos de análisis y perforación exploratoria ya que se sabe que los recursos potenciales del mismo en el mundo son enormes. Una evaluación de los recursos de Oil shale a nivel mundial se hace difícil debido a las numerosas maneras en que los recursos son evaluados. Valoraciones Gravimétricas, volumétricas, y de calentamiento se han utilizado para determinar la calidad del Oil shale.

Por ejemplo, la calidad de este se expresa en litros por tonelada o galones por tonelada, porcentaje en peso de Shale Oil, kilocalorías de energía por kilogramo de Oil shale o Tú, entre otros. Si la calidad del Oil shale se da en medida volumétrica (litros de Shale Oil por tonelada), la densidad del aceite debe ser conocida para convertir litros en toneladas de shale Oil.

**Gráfica 2.** Principales Cuencas de Oil Shale.



**Fuente.** Modificada de: EIA. International Energy Statistics. 2011.

Muchos de los recursos de Oil shale han sido poco explorados y es necesaria la perforación exploratoria para determinar su potencial. Algunos depósitos por el contrario han sido bastante bien explorados por perforación y análisis. Estos incluyen los Oil shale de la formación rio verde en el oeste de Estados Unidos, los depósitos terciarios en Queensland, Australia, depósitos en Suecia y Estonia, el depósito El-Lajjun en Jordania, quizás las de Francia, Alemania y Brasil, y posiblemente varios de Rusia. Se puede suponer que de dichos depósitos se pueden producir por lo menos 40 litros de shale Oil por tonelada de shale por el ensayo de Fischer. Los depósitos restantes son poco conocidos y requieren de mayor estudio y análisis para determinar adecuadamente su recurso potencial.

Por mucho, el depósito más conocido es el Oil shale del rio verde en el oeste de Estados Unidos, que contiene un recurso estimado total de cerca de 1,5 billones de barriles. En Colorado la totalidad de recursos alcanza 1 billón de barriles de petróleo. El Black shale del Devónico al este de los Estados Unidos se estiman en 189 millones de barriles. Otros depósitos importantes son los de Australia, Brasil, China, Estonia, Jordania y Marruecos.

Los recursos mundiales totales de Oil shale se estiman en 2,8 billones de barriles. Esta cifra se considera conservadora en vista del hecho de que los recursos de Oil shale de algunos países no se reportan y otros depósitos no han sido plenamente investigados. Por otra parte, varios depósitos, tales como los de las formaciones Heath y Phosphoria y porciones del alum Oil shale sueco, han sido degradados por calentamiento geotérmico. Por lo tanto, los recursos informados de tales depósitos son probablemente demasiado altos y un tanto engañosos.

### 1.4.1 Recursos Recuperables.

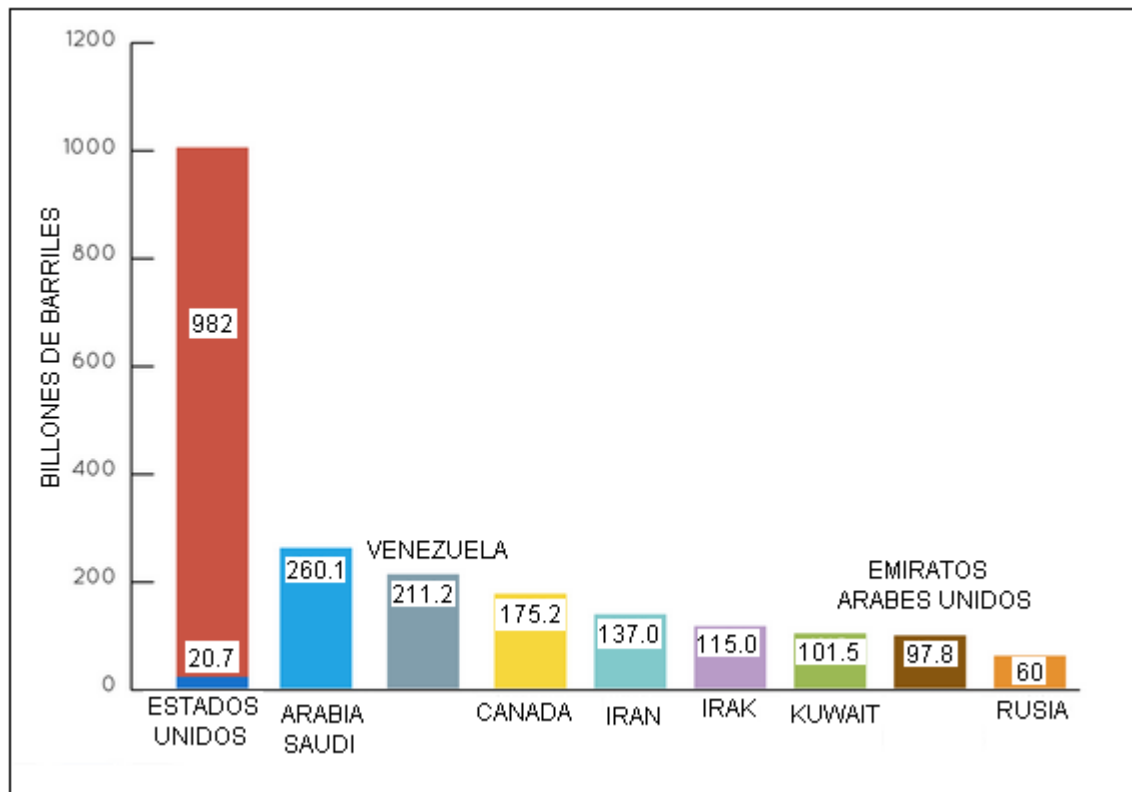
La cantidad de shale Oil que se puede recuperar desde un depósito dado depende de muchos factores. Como se mencionó anteriormente, el calentamiento geotérmico, u otros factores, pudieron degradar la materia orgánica de parte o todo un depósito, por lo que la cantidad de energía recuperable puede ser significativamente menor. Algunos depósitos o partes de los mismos, tales como grandes zonas del Black shale Devónico en el este de Estados Unidos, puede ser demasiado profundo lo que limita su explotación. El uso de nuevas tecnologías restringe el desarrollo de proyectos de este tipo, especialmente a los países industriales occidentales.

La evidente necesidad de hoy son métodos nuevos y mejorados para la recuperación económica de la energía y subproductos a partir de Oil shale. El resultado final en el desarrollo de un proyecto de Oil shale se rige por el precio del crudo. El alto precio del petróleo de los últimos tiempos llevaron a los gobiernos de todo el mundo a reexaminar sus suministros de energía y considerarlo como cuestiones de seguridad nacional. En otros tiempos un recurso energético autóctono como el Oil shale habría sido dejado sin desarrollar, pero ahora es cuando se ha convertido en atractivo y viable para avanzar en el desarrollo de nuevos programas y proyectos.<sup>8</sup>

El interés actual por el Oil shale es alto, esto se evidenció por el hecho de que en octubre de 2006, unos 270 participantes, representantes de 20 países, se registraron en un Simposio de Oil shale organizado por la Escuela de Minas de Colorado (CSM). Durante el procedimiento, el CSM extendió una oferta de ayuda para el desarrollo de recursos de Oil shale en todo el mundo y señaló que aunque las oportunidades existen, los retos tecnológicos y ambientales manejando una política de emisiones cero son grandes.

<sup>8</sup>Dyni, John R. US Geological Survey.

**Gráfica 3.** Recursos de Oil Shale Técnicamente Recuperables.



**Fuente.** Energy Information Administration, International oil outlook. 2011.

## 1.5 INDUSTRIA.

Actualmente el Oil shale se utiliza industrialmente en Brasil, China, Estonia y hasta cierto punto en Alemania, Israel y Rusia, mientras que otros países investigan sus reservas, tienen una producción experimental o tienen la industria de Oil shale parada. Estonia representa aproximadamente el 70% de la producción de Oil shale en el mundo.<sup>9</sup>

La producción de Oil shale en millones de toneladas métricas en Estonia (depósito Estonia), Rusia (depósitos Leningrado y Kashpir), Reino Unido (Escocia,

<sup>9</sup>Non-Nuclear Energy Research in Europe – A comparative study. Country Reports A – I. Volume 2" (PDF). 2005

Lothians), Brasil (Formación Iratí), China (Maoming y los depósitos de Fushun) y Alemania (Dotternhausen) existe desde 1880.

El Oil shale se ha utilizado desde tiempos antiguos. En 1637, en Suecia el shale de alumbre de edad Cámbrico y Ordovícico se utilizó para la extracción de sulfato de aluminio y potasio. El uso moderno del Oil shale para producir shale Oil data de la mitad del siglo 19. En 1837 comenzó la minería del Oil shale en las minas de Autun en Francia, y se prolongó hasta 1957.

En 1847 el químico escocés James Young preparó "*lighting Oil*", aceite lubricante y cera de Torbanite. En 1850 patentó el proceso de craqueo del petróleo. El aceite de Oil shale se produjo en Escocia desde 1857 hasta 1962, cuando cesó la producción debido al menor costo del petróleo. Alemania desarrollo su industria del Oil shale a partir de mediados del siglo 19 hasta la década de 1940. Hoy en día, sólo en Rohrbach Zement Dotternhausen se utiliza el Oil shale para la producción de cemento, potencia y energía térmica. Suecia destilo petróleo del shale a partir del final del siglo 19 hasta 1966. Además, en 1950-1989 el shale de alumbre fue utilizado en Suecia para la producción de uranio y en la década de 1960 una pequeña cantidad de vanadio fue producido.<sup>10</sup>

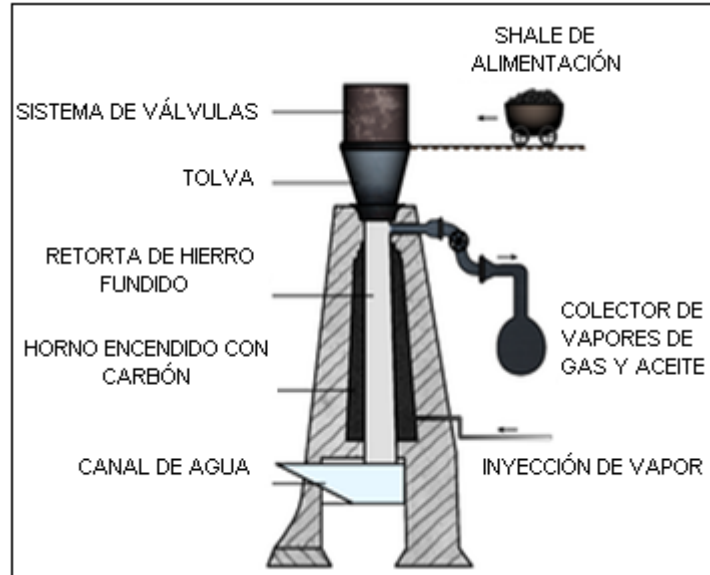
Estonia utilizó por primera vez el Oil shale como combustible de bajo grado en 1838 después de varios intentos de destilar el petróleo a partir del material fallado. Los recursos de Estonia no fueron explotados en serio hasta que la escasez de combustible durante la Primera Guerra Mundial lo hizo viable. La minería comenzó en 1918 y ha continuado desde entonces, con el tamaño de la operación dependiendo del aumento de la demanda. Después de la Segunda Guerra Mundial, en Estonia el Oil shale producido y el gas derivado de su

---

<sup>10</sup>Dyni, John R. "Geology and resources of some world oil-shale deposits. Scientific Investigations Report 2005-5294" (PDF). U.S. Department of the Interior. U.S. Geological Survey.

aprovechamiento fueron utilizados en Leningrado y las ciudades del norte de Estonia como un sustituto del gas natural.

**Gráfica 4.** Retorta A.C. Kirk, usada a mitad del siglo 19, esta es una de las primeras retortas de Oil shale.



**Fuente.** Modificada y disponible en: [http://www.thefullwiki.org/Shale\\_oil\\_extraction](http://www.thefullwiki.org/Shale_oil_extraction).

Dos grandes centrales eléctricas que usaban el Oil shale como combustible fueron construidas, una planta de 1.400 MW en 1965 y una planta de 1.600 MW en 1973. La producción de Oil shale alcanzó su punto máximo en 1980 a 31,35 millones de toneladas. Sin embargo, en 1981 el cuarto reactor de la central nuclear de Sosnovy Bor abrió cerca a Leningrado Oblast en Rusia, reduciendo la demanda de shale de Estonia. La producción disminuyó gradualmente hasta 1995, fecha desde la cual el tiempo de producción ha aumentado de nuevo ligeramente.

Australia extrajo 4 millones de toneladas de Oil shale entre 1862 y 1952, cuando el apoyo del gobierno a la minería cesó. Desde la década de 1970, las compañías petroleras han estado explorando de nuevo las posibles reservas. Entre 2000 y

2004 una planta de procesamiento a escala de demostración en el yacimiento Stuart cerca de Gladstone, Queensland produjo más de 1,5 millones de barriles de petróleo.<sup>11</sup>

La instalación está ahora cuidada y mantenida en condiciones operables, y el operador de la planta Queensland Energy Resources, está llevando a cabo investigaciones y estudios de diseño para la siguiente fase de sus operaciones de Oil shale. Brasil ha producido aceite de Oil shale desde 1935. Desde 1954 el desarrollo de Oil shale ha sido el foco de un departamento específico en Petrobras llamado, la Superintendencia da Industrializaco do Xisto (SIX). Inicialmente SIX se centró en los Oil shales de la gran formación de Paraíba, pero tiene ahora un segundo puesto debido al desarrollo del shale de Irati.

La planta piloto con un prototipo de destilación de Oil shale se inició en 1972 antes de usar la tecnología Petrosix en 1982 y la producción comercial se inició en 1992. China ha usado la minería de Oil shale desde la década de 1920 cerca de Fushun y Maoming. Rusia ha estado explotando sus reservas desde 1930. Como la mayoría de las minas de Oil shale se cerraron en 1990, la producción actual se mantiene en forma de pequeña escala. Canadá produjo un poco de Oil shale, a mediados de la década de 1800 y en 1929-1930. Algún procesamiento experimental se llevó a cabo también en 1988.<sup>12</sup>

En los Estados Unidos se han visto algunos intentos de explotación a gran escala. El petróleo destilado de shale fue quemado primero con fines de horticultura en el siglo 19, pero fue hasta la década de 1900 que se realizaron grandes investigaciones. En 1912 se estableció la Oficina de Naval Petroleum and Oil Shale Reserves. Las reservas eran vistas como una fuente de combustible de emergencia para los militares, en particular para la marina. Después de la

<sup>11</sup>Shale oil. AIMR Report 2006. Geoscience Australia.

<sup>12</sup>World Energy Council.

Segunda Guerra Mundial, la Oficina de Minas de EE.UU. abrió una mina de demostración en Anvils Point, justo al oeste de Rifle, Colorado, que funcionó a pequeña escala.

A principios de los años sesenta TOSCO (*The Oil Shale Corporation*) abrió una mina subterránea y construyó una planta experimental cerca de Parachute, Colorado. Luego se cerró debido a que el precio de producción era superior al costo del petróleo crudo importado. No fue sino hasta la crisis petrolera de la década de 1970 y al Estados Unidos convertirse en un importador neto de petróleo que los esfuerzos para la utilización se incrementaron. La explotación de uso militar se consideró menos importante y lo comercial pasó a primer plano, con varias empresas petroleras a invertir. Unocal volvió a la misma zona donde TOSCO había trabajado. Varios billones de dólares fueron gastados hasta que la disminución de los precios del petróleo limitó la producción rentable una vez más, y Unocal se retiró en 1991.

El programa de desarrollo de Oil shale se inició en 2003 con apoyo de la Política Energética Nacional del Presidente Bush. La Ley de Política Energética de 2005 introdujo un programa de arrendamiento comercial de recursos de Oil shale y tar sands en las tierras públicas, con énfasis en las tierras más posibles geológicamente en cada uno de los estados de Colorado, Utah y Wyoming.<sup>13</sup> El gobierno federal posee en la actualidad el 72% de todos los Oil shale conocidos en los Estados Unidos.

<sup>13</sup>What's in the Oil Shale and Tar Sands Leasing Programmatic EIS. Oil Shale and Tar Sands Leasing Programmatic EIS Information Center.

### 1.5.1 Minería.

El Oil shale se extrae ya sea por la minería tradicional subterránea o mediante técnicas de minería de superficie. Existen varios métodos de minería, pero el objetivo de todos ellos es la fragmentación del yacimiento de Oil shale para permitir el transporte de los fragmentos de shale a una planta de energía o facilidades de destilación. Los principales métodos de minería en superficie son la minería a cielo abierto y minería zonal. El principal método subterráneo de extracción es el método room and pillar.<sup>14</sup>

### 1.5.2 Generación de Energía.

El Oil shale puede ser utilizado como combustible para plantas de energía térmica, donde el shale se quema como el carbón para impulsar las turbinas de vapor. En la actualidad el Oil shale se usa como combustible en las centrales eléctricas de Estonia (2967 MW), Israel (12,5 MW), Alemania (9,9 MW) y China.<sup>15</sup> Mientras que algunos países cerraron sus plantas en las que usaba el Oil shale como combustible (por ejemplo, Rumania) o convertido a otros combustibles (por ejemplo, Rusia), otros países están buscando la construcción de estas plantas de energía (por ejemplo, Jordania y Egipto), o quemar el Oil shale en las centrales junto con el carbón (por ejemplo, Canadá y Turquía).

Hay tres tecnologías para la combustión:

- La combustión pulverizada (PC) - usado en las unidades más antiguas de plantas generadoras de energía que queman Oil shale en Estonia.

<sup>14</sup>Bartis, James T. (2005). "Oil Shale Development in the United States. Prospects and Policy Issues. Prepared for the National Energy Technology Laboratory of the U.S. Department of Energy". The RAND Corporation.

<sup>15</sup>Qian, J. (2003). "Oil Shale Development in China" (PDF). Oil Shale. A Scientific-Technical Journal.

- Combustión de lecho fluidizado (FBC) - utilizado por Rohrbach Zement en Dotternhausen, Alemania.
- Lecho Fluidizado Circulante (CFB) - usado en dos nuevas unidades en las centrales de Narva en Estonia, la planta de energía en China Huadian, y la planta de energía PAMA en el Mishor Rotem de Israel.

La tecnología más moderna de combustión de Oil shale en las centrales eléctricas es un proceso de lecho fluidizado burbujeante (BFB) o de lecho fluidizado circulante (CFB), mientras que la forma tradicional de la combustión de Oil shale es a través de la combustión pulverizada.<sup>16</sup>

## 1.6 EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO.

En la actualidad, los principales productores de shale Oil son Estonia, Brasil y China, mientras que otros países como Australia, EE.UU., Canadá y Jordania tienen previsto iniciar o reiniciar su producción. A pesar de que son varias las tecnologías de destilación de Oil shale, sólo cinco son de uso comercial actualmente, y son: Kiviter, Galoter, Fushun, Petrosix y Taciuk Alberta.<sup>17</sup> Los dos principales métodos de extracción de petróleo a partir de shale son ex-situ e in situ.

### 1.6.1 Ex-situ.


En el caso del método ex-situ, el Oil shale puede ser extraído, ya sea por la minería subterránea tradicional o la minería de superficie y luego es transportado a una planta procesadora. En la instalación, el shale se calienta a 450-500 °C. A

<sup>16</sup>Liblik, V.; M. Kaasik & M. Pensa et al. (2006), "Reduction of sulphur dioxide emissions and transboundary effects of oil shale based energy production", Oil Shale. A Scientific-Technical Journal.

<sup>17</sup>Qian, Jialin. "World oil shale retorting technologies" (PDF).

esta temperatura, el kerógeno en el shale se descompone en gas, vapor de aceite y carbonilla, en un proceso conocido como *retorting*.

**Gráfica 5.** Facilidades de Oil shale de Shell.

<b>Extracción de Shale Oil</b>	
	
<b>Facilidades de oil shale de Shell proceso <i>in situ</i> , Piceance Basin, Colorado, USA</b>	
Tipo de Proceso.	Químico
Sectores Industriales.	Industria Química y Petrolera.
Tecnologías principales o sub-procesos.	Kiviter, Galoter, Petrosix, Fushun, Shell ICP
Materia Prima.	Oil shale
Producto.	Shale Oil
Las empresas líderes.	Royal Dutch Shell, Eesti Energia, Viru Keemia Grupp, Petrobras, Fushun Mining Group
Principales Instalaciones.	Fushun Shale Oil Plant, Narva Oil Plant, Petrosix, Stuart Shale Oil Plant

**Fuente.** Modificada y disponible en: [http://www.thefullwiki.org/Shale\\_oil\\_extraction](http://www.thefullwiki.org/Shale_oil_extraction).

El gas y los vapores de aceite se separan del shale gastado y se enfrían haciendo que el aceite se condense. El aceite puede ser vendido como un aceite combustible o acondicionado para satisfacer las especificaciones de refinería de alimentación mediante la adición de hidrógeno y la eliminación de impurezas tales como azufre y nitrógeno. El gas no condensable y carbonilla en el shale gastado se pueden quemar y el calor puede ser recuperado para calentar Oil shale o para generar electricidad. Los gases de combustión de escape y el agua condensada junto con el aceite deben ser tratados antes de la emisión al medio ambiente. Por lo general, el shale gastado se enfría y se humedece con agua antes de su regreso a la mina, estanques de asentamiento o pilotes de cola.

Hay cientos de patentes de tecnologías de retorting para Oil shale. Sin embargo, sólo unas pocas docenas se han probado en una planta piloto (1 a 10 t/h) y menos de 10 tecnologías han sido probadas en una demostración a escala (40 a 400 t/h). Un método de clasificación de las diferentes tecnologías ex-situ es el método que se utiliza para calentar el shale a temperatura de retorting. Los tipos de tecnologías son: combustión interna, tecnologías con sólidos calientes reciclados, conducción a través de una pared, tecnologías de gas caliente externo, y las tecnologías de fluidos reactivos.<sup>18</sup>

### **1.6.2 In-Situ.**

Las tecnologías in-situ se clasifican generalmente en: verdaderos procesos in situ (TIS) y procesos in situ modificados (MIS). Mientras que los verdaderos procesos in-situ no implican la extracción del shale, los procesos in-situ modificados, implican minería subterránea previa al calentamiento del yacimiento de Oil shale, la perforación y fracturamiento del yacimiento van por encima de la zona minada para crear un espacio vacío de 20 a 25 por ciento para mejorar el flujo de gases y

---

<sup>18</sup>Burnham, Alan K. & James R. McConaghy (2006), Comparison of the Acceptability of Various Oil Shale Processes, Golden: 26th Oil Shale Symposium.

fluidos líquidos a través de la formación rocosa, esto aumenta los volúmenes y la calidad del petróleo producido.<sup>19</sup>

Las tecnologías in-situ podrían también clasificarse de manera similar a las tecnologías ex-situ según el método de calefacción. Las operaciones in-situ podrían extraer más petróleo de un área determinada en comparación con la minería y retorta convencional de Oil shale, ya que los pozos pueden llegar mucho más allá de lo que puede la minería superficial y subterránea. Con el procesamiento in situ, el shale se fractura y se calienta bajo tierra para liberar los gases y aceites. Varias compañías tienen métodos patentados para el retorting in situ. Sin embargo, la mayoría de estos métodos son aún experimentales.

## 1.7 APLICACIONES Y PRODUCTOS.

Industrialmente el Oil shale puede usarse como combustible para plantas de energía térmica, se quema (como el carbón) para mover las turbinas de vapor, algunas de estas plantas emplean el calor resultante para la calefacción urbana de los hogares y las empresas. Además de su uso como combustible, este también pueden servir para la producción de fibras de carbono de alta calidad, carbonos adsorbentes, carbono negro, fenoles, resinas, pegamentos, agentes de curtido, lentisco, asfalto, cemento, ladrillos, bloques de construcción y decorativos, aditivos para suelos, fertilizantes, aislantes, vidrio y productos farmacéuticos.<sup>20</sup> Sin embargo, la producción de estos artículos es pequeña o está en su fase experimental.

<sup>19</sup>"Strategic Significance of America's Oil Shale Resource. Volume II Oil Shale Resources, Technology and Economics" (PDF). Office of Deputy Assistant Secretary for Petroleum Reserves; Office of Naval Petroleum and Oil Shale Reserves; U.S. Department of Energy.

<sup>20</sup>Dyni, John R. "Geology and resources of some world oil-shale deposits. Scientific Investigations Report 2005-5294" (PDF). U.S. Department of the Interior. U.S. Geological Survey.

Algunos Oil shales generan azufre, amoníaco, óxido de aluminio, carbonato de sodio, uranio y nahcolite como subproductos de su extracción. Entre 1946-1952, un tipo marino de Dictyonema shale se utilizó para la producción de uranio en Sillamäe, Estonia, y en 1950-1989 el shale de alumbre fue utilizado en Suecia con la misma finalidad. El gas de Oil shale podría ser utilizado como un sustituto para el gas natural, sin embargo en el nivel actual de precios no es económicamente viable.

El shale Oil derivado del Oil shale no sustituye directamente el petróleo crudo en todas las aplicaciones ya que puede contener mayores concentraciones de olefinas, oxígeno y nitrógeno que el petróleo crudo convencional. Algunos shales Oil podrían tener mayor contenido de azufre o arsénico en comparación con el WTI, los contenidos de azufre en el shale Oil de la formación rio verde varia de cerca de 0% a 4,9% (en promedio 0,76%), siendo el contenido de azufre del WTI un máximo de 0.42%. El contenido de azufre en el shale Oil de Jordania puede aumentar incluso hasta 9,5%. El contenido de arsénico, por ejemplo, se convierte en un problema para los Oil shales de la formación rio verde, mayores concentraciones de estos materiales significan que el aceite debe someterse a una mejora considerable (hidrotratamiento) antes de servir como materia prima de aceite de refinería.

Los procesos ex-situ tienden a producir un crudo con gravedad API menor que en los procesos in situ. Los mejores Shale Oil sirven para la producción de destilados medios, tales como kerosene, jet fuel y combustible diesel. La demanda mundial de estos destilados medios, sobre todo para los combustibles diesel, aumentaron rápidamente en los años 1990 y 2000. Sin embargo, los procesos de refinación apropiadas equivalentes a hidrocraqueo puede transformar el Oil shale en gasolina.

**Tabla 1.** Compañías con Proyectos Piloto o en Operación.

<b>Compañía</b>	<b>Ubicación</b>	<b>Método</b>	<b>Estado</b>
<b>Ambre Energy</b>	Utah, USA	Conducción a través de una pared (Oil-Tech process)	Proyecto Piloto
<b>American Shale Oil Corporation</b>	Colorado, USA	Verdadero Proceso in-situ (The EGL Oil Shale Process)	Pruebas
<b>Chevron Shale Oil Company</b>	Colorado, USA	Proceso in situ Modificado (CRUSH process)	Proyecto Piloto
<b>Eesti Energia</b>	Narva, Estonia	Sólidos calientes reciclados (Galoter process)	En Operación
<b>ExxonMobil</b>	Colorado, USA	Proceso in-situ Modificado; Fluidos Reactivos (Exxon Mobil Electrofrac)	Proyecto Piloto
<b>EGL Resources</b>	Colorado, USA	Verdadero Proceso in-situ	Proyecto Piloto
<b>Fushun Mining Group</b>	Fushun, China	Combustión Interna (Fushun process)	En Operación
<b>Hom Tov</b>	Mishor Rotem, Israel	Conducción a través de una pared (Hom Tov co-pyrolysis process)	Pruebas
<b>Independent Energy Partners</b>	Colorado, USA	Verdadero Proceso in-situ (fuel cell process)	Pruebas
<b>Kiviõli Keemiatööstus</b>	Kiviõli, Estonia	Combustión Interna (Kiviter process)	En Operación
<b>Millennium Synfuels</b>	Utah, USA	Proceso de retorta calentado eléctricamente por etapas	Proyecto Piloto
<b>Mountain West Energy</b>	Utah, USA	Verdadero Proceso in-situ (IGE process)	Pruebas
<b>Petrobras</b>	São Mateos do Sul, Paraná, Brazil	Gas caliente generado externamente (Petrosix process)	En Operación

<b>Compañía</b>	<b>Ubicación</b>	<b>Método</b>	<b>Estado</b>
<b>Queensland Energy Resources</b>	Stuart Deposit, Queensland, Australia	Gas caliente generado externamente (Paraho Indirect process), sólidos calientes (ATP)	Proyecto Piloto
<b>Shale Technologies LLC</b>	Rifle, Colorado, USA	Combustión interna (Paraho Direct process)	Proyecto Piloto
<b>Shell Frontier Oil and Gas</b>	Colorado, USA	Verdadero Proceso in-situ (ICP)	Proyecto Piloto
<b>VKG Oil</b>	Kohtla-Järve, Estonia	Combustión Interna (Kiviter process)	En Operación
<b>Red Leaf Resources</b>	Utah, USA	Gas caliente generado externamente (EcoShale In-Capsule Process)	Pruebas
<b>Oil Shale Exploration Company</b>	Utah, USA	Sólidos calientes reciclados (ATP); Gas caliente generado externamente (Petrosix process)	Proyecto Piloto

**Fuente.** Modificada de: <http://www.nationmaster.com/encyclopedia/Oil-shale#Geology>.

## 1.8 ECONOMÍA.

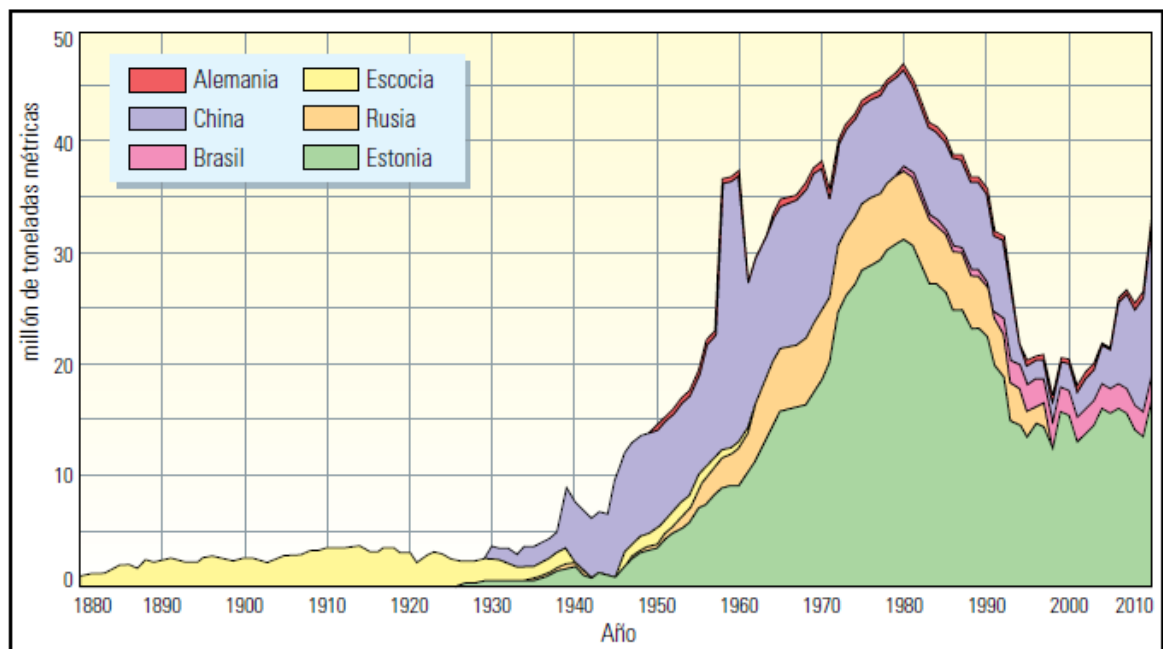
De acuerdo con la encuesta realizada por la RAND, un complejo de retorta en superficie (mina, planta de retorta, mejoramiento de instalaciones, servicios de apoyo, y recuperación del shale gastado) su rendimiento es poco probable que sea rentable a menos que los precios reales del crudo estén por lo menos entre US\$70 y US\$95 por barril.<sup>21</sup> Una vez que las plantas comerciales están en funcionamiento y basados en la experiencia, se espera que los costos disminuyan

<sup>21</sup>Bartis, James T. (2005). "Oil Shale Development in the United States. Prospects and Policy Issues. Prepared for the National Energy Technology Laboratory of the U.S. Department of Energy". The RAND Corporation.

a US\$35 o US\$48 por barril, luego de 12 años. Después de la producción de 1000 millones de barriles, se estima que los costos disminuirán aún más entre US\$30 y US\$40 por barril.

En 2005, el Royal Dutch Shell anunció que su tecnología de extracción in situ desplegada en Colorado podría ser competitiva a precios de más de US\$30 por barril. Sin embargo, es posible que el precio competitivo sea mayor, si se le agregan los costos de la construcción de un muro subterráneo de congelamiento para contener el shale fundido.

**Gráfica 6.** Oil shale extraído de yacimientos en Brasil, China, Estonia, Alemania, Rusia y Reino Unido, 1880-2000.



**Fuente.** Modificada de USGS.

En la producción a gran escala, los costos de producción de un barril de petróleo crudo ligero de la planta Stuart de Australia, se calcularon en un rango de US\$11,3 a US\$12,4 por barril, incluyendo costos de capital y costos de operación con una vida operativa del proyecto de 30 años. Sin embargo, el proyecto se suspendió por

los problemas ambientales. AFSK de Israel usa Hom Tov process, que produce aceite a partir de una mezcla de residuos de la refinería de petróleo (en forma de bitumen) y Oil shale, afirma ser rentable entre US\$16 dólares y US\$17 por barril. Esta tecnología todavía está siendo probada.<sup>22</sup>

El proyecto de una nueva retorta ATP planeada por VKG Oil, se estima alcance el punto de equilibrio operativo de viabilidad financiera a 30% de su capacidad, asumiendo un precio del crudo de US\$21 por barril o más. En 50% de su capacidad, el proyecto es económico a un precio de US\$18 por barril, mientras que a plena capacidad, podría ser económicamente viable a un precio de US\$13 por barril. Debido a los bajos precios del petróleo y otros combustibles competitivos, la producción de Oil shale se había abandonado en Canadá, Escocia, Suecia, Francia, Australia, Rumania y Sudáfrica, y no ha sido tan exitosa en los EE.UU., Bielorrusia, Jordania y Marruecos.

Durante la crisis del petróleo de la década de 1970, la gente pensaba que el suministro de petróleo estaba alcanzando un máximo, los precios esperados del petróleo estaban alrededor de US\$70 por barril durante algún tiempo, y se invirtieron grandes sumas de dinero en la refinación de Oil shale, dinero que perdieron. Debido a que las enormes pérdidas de esa última vez, son muy reticentes poco se invierte en la producción de Oil shale. Los inversores esperan que los precios del petróleo realmente se mantengan en un nivel alto y no tienen prisa para desarrollar los Oil shales. Sin embargo, EE.UU., Canadá y Jordania están planeando o ya comenzaron con los proyectos de prueba, y Australia considera reiniciar la producción de Oil shale.

Una medida fundamental de la viabilidad del Oil shale es la proporción de energía utilizada para producir el aceite, en comparación con la energía devuelta (Energía

---

<sup>22</sup>"A study on the EU oil shale industry viewed in the light of the Estonian experience (IP/A/ITRE/FWC/2005-60/SC4)" (PDF). European Parliament.2006.

devuelta sobre Energía invertida - EROEI). Generalmente, el Oil shale tiene que ser extraído, transportado, destilado, y luego se eliminan sus residuos, por lo menos el 40% del valor de la energía se consume en la producción. La EROEI de los diferentes depósitos de Oil shale varía entre 0,7 y 13,3.<sup>23</sup>Royal Dutch Shell informó de una EROEI de 3:1 en su reciente desarrollo in-situ, Ahogan Resecar Project, que utiliza la calefacción eléctrica del shale hasta 500 °F. Esto se compara con una cifra generalmente de 5:1 para la extracción de petróleo convencional. La EROEI puede ser menos importante si las fuentes alternativas de energía se utilizan para financiar el proceso.

El agua también es necesaria para añadir hidrógeno al Oil shale antes de que pueda ser enviado a una refinería de petróleo convencional. El mayor depósito de Oil shale en los Estados Unidos se encuentra en el oeste de Colorado (los yacimientos de Oil shale de Green River), una región árida, sin mucha agua. El Oil shale molido se suspende en lodo y se transporta a través de tuberías a una ubicación más adecuada para su pre-refinación.

Varios procesos de co-pirólisis para aumentar la eficiencia de retorta de Oil shale se han propuesto o probado. En Estonia, el co-pirólisis de kukersite con combustible renovable (residuos de madera), así como también con el plástico y desechos de caucho (neumáticos) ha sido probado. Co-pirólisis de Oil shale con polietileno de alta densidad (HDPE) ha sido probado también en Marruecos y Turquía. El proceso israelí AFSK Hom Tov hace co-pirólisis de Oil shale con residuos de la refinería de petróleo (bitumen). Algunas de las pruebas implican la co-pirólisis de Oil shale, con lignito y residuos de celulosa. Dependiendo de las condiciones de reacción del co-pirólisis puede conducir a una relación de

---

<sup>23</sup>Lee, Sunggyu. Oil Shale Technology.

conversión superior y por lo tanto menores costos de producción, y en algunos casos resuelve el problema de la utilización de ciertos residuos.<sup>24</sup>

## 1.9 CONSIDERACIONES AMBIENTALES.

La industria del Oil shale tiene una serie de impactos ambientales debido al uso excesivo de energía en la extracción y procesamiento. Este puede dejar la huella ambiental en la tierra, en la atmósfera y en el agua subterránea, si los riesgos no se manejan correctamente. Como resultado se puso en espera un programa de Oil shale en Australia.

La extracción superficial de los yacimientos de Oil shale tiene todos los impactos ambientales de la minería a cielo abierto. Además, la combustión y el procesamiento térmico generan material de desecho, que debe eliminarse, y las emisiones atmosféricas, incluyendo el dióxido de carbono, un gas de efecto invernadero. Los procesos experimentales de conversión in situ, la captura del carbono y las tecnologías de almacenamiento pueden reducir algunos de estos problemas en el futuro, pero puede aumentar otros, como la contaminación de las aguas subterráneas.<sup>25</sup>

---

<sup>24</sup>Veski, R.; V. Palu & K. Kruusement (2006), "Co-liquefaction of kukersite oil shale and pine wood in supercritical water", Oil Shale. A Scientific-Technical Journal.

<sup>25</sup>Jim Bartis, RAND Corporation (2006). "Unconventional Liquid Fuels Overview. 2006 Boston World Oil Conference" (PDF). Association for the Study of Peak Oil & Gas - USA.

## 2. GEOLOGÍA DEL OIL SHALE.

La geología del Oil shale es la rama de las ciencias geológicas que estudia la formación y composición del Oil shale.

### 2.1 OIL SHALE.

Los Oil shale no tienen una definición geológica clara, ni una fórmula química específica, y su definición en conjunto tampoco es totalmente definida pero se sabe que son rocas sedimentarias de grano fino que contienen cantidades significativas de materia orgánica (kerógeno), que no fue madurada por el tiempo suficiente para generar los combustibles fósiles convencionales, de la que pueden ser extraídas cantidades significativas de shale Oil y gas combustible mediante la destilación destructiva. En términos económicos el Oil shale se define como el potencial para la extracción rentable de shale Oil y gas combustible o para generar energía al ser quemado.<sup>26</sup>

### 2.2 ORIGEN DEL OIL SHALE.

Los Oil shales se depositaron en una amplia variedad de ambientes incluyendo lagos y estanques de agua dulce y salada, cuencas marinas epicontinentales y estanterías submareales relacionadas. Estos también fueron depositados en estanques o lagos poco profundos asociados con la formación del carbón y de la turba, en pantanos de agua dulce y costeros como ambientes deposicionales. Por tanto no es de extrañar, que los Oil shales presenten una gran variedad en la composición orgánica y mineral.<sup>27</sup> Estos contienen materia orgánica procedente

<sup>26</sup>Youngquist, Walter (1998). "Shale Oil - The Elusive Energy".1887

<sup>27</sup>Hutton, A.C. "Petrographic classification of oil shales". International Journal of Coal Geology.

de diversos tipos de algas marinas y lacustres, con algunos restos de las plantas terrestres, dependiendo del ambiente deposicional y las fuentes de sedimentos.

Los tres tipos principales de materia orgánica que están presentes en estos son: telalginite, lamalginite y bituminite.<sup>28</sup> Los componentes orgánicos del Oil shale se derivan de una variedad de organismos, tales como los restos de algas, esporas, polen, las cutículas de las plantas y pequeños fragmentos de plantas herbáceas y leñosas, además de restos celulares de otras especies acuáticas y las plantas terrestres. La materia mineral en el Oil shale incluye varios, silicatos y carbonatos de grano fino. Algunos yacimientos de Oil shale también contienen metales entre los que se incluyen el vanadio, zinc, cobre y uranio.

La mayoría de los yacimientos de Oil shale se formaron durante el Cámbrico Medio, Temprano y Medio Ordovícico, Devónico, Jurásico tardío, y Paleógeno a través del entierro de algas por una carga de sedimentos en la parte superior de los depósitos del pantano, lo que resulta en la conversión de la materia orgánica en kerógeno por procesos diagenéticos. Los mayores yacimientos se encuentran en los restos de los grandes lagos, como los depósitos de la Formación del Río Verde en Wyoming y Utah, EE.UU. Los depósitos de Oil shale formados en los mares de las plataformas continentales en general, son mucho más delgados que los grandes depósitos de la cuenca de los grandes lagos.

La mayoría de Oil shales se formaron bajo condiciones dysaerobicas o anaeróbicas que impidieron la presencia de organismos que se alimentan de la materia orgánica. Muchos Oil shales muestran capas bien definidas que solo pudieron ser generadas en un ambiente de baja energía libre de corrientes fuertes y de la acción de las olas. En los yacimientos de Oil shale de la formación del Río Verde en Colorado y Utah, las capas y numerosas láminas, se pueden observar, incluso individualizar, lateralmente por muchos kilómetros, en algunos yacimientos

<sup>28</sup> *Survey of energy resources* (21 Ed). World Energy Council. 2007. pp. 93–115.

se puede evidenciar la sedimentación turbidítica, al igual que microfracturas y fallas.

Los procesos bacterianos fueron importantes durante la deposición y diagénesis temprana de la mayoría de los Oil shales. Tales procesos produjeron cantidades significativas de metano biogénico, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, y amoníaco. Estos gases, a su vez reaccionaron con los iones del agua disueltos en el sedimento para formar minerales carbonatados y sulfuros tales como calcita, dolomita, pirita, e incluso estos minerales raros autigénicos como buddingtonita, un feldespató de amonio.

### **2.2.1 Composición.**

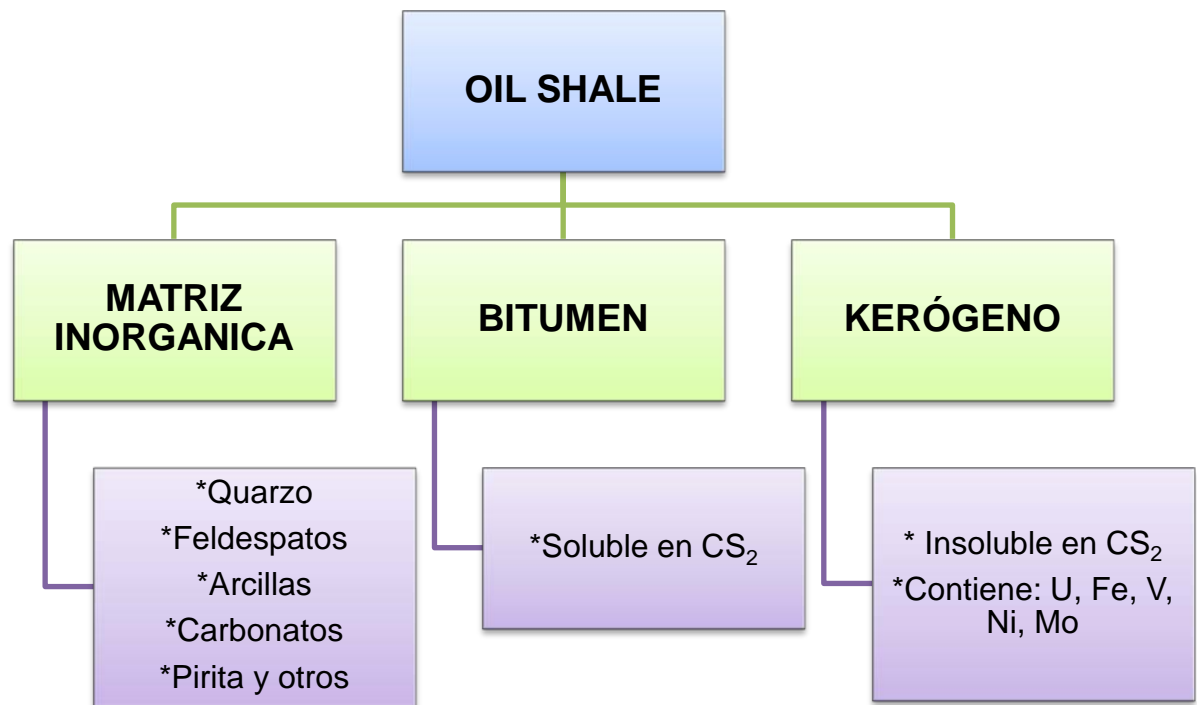
La materia orgánica en el Oil shale se compone principalmente de carbono, hidrógeno, oxígeno, y pequeñas cantidades de azufre y nitrógeno formando una estructura macromolecular compleja que es insoluble en disolventes orgánicos comunes, al mismo tiempo, la materia orgánica en el Oil shale tiene una relación atómica de hidrógeno a carbono (H:C) aproximadamente 1,2 a 1,8 veces menor que para el petróleo y alrededor de 1,5 a 3 veces mayor que la del carbón. La materia orgánica (OM) es mezclada con cantidades variables de materia mineral (MM) que consta de silicatos de grano fino y minerales de carbonato. La relación de OM: MM para calidades comerciales de Oil shale es de 0.75:5 a 1.5:5. Pequeñas cantidades de bitumen que son solubles en disolventes orgánicos están presentes en algunos Oil shales.

Debido a su insolubilidad, la materia orgánica debe ser destilada a temperaturas de aproximadamente 500°C para descomponerla en shale Oil y gas, parte del carbono orgánico queda en el shale de residuo después de la destilación, pero se puede quemar para obtener energía adicional. El Oil shale difiere del carbón ya

que la materia orgánica en el carbón tiene una baja relación atómica H: C y la relación OM: MM del carbón es generalmente mayor de 4.75:5.<sup>29</sup>

El nombre Oil shale es inapropiado ya que los geólogos clasifican la roca como un shale, y su kerógeno difiere del petróleo, el Kerógeno requiere más procesamiento para ser usado en comparación con el petróleo, lo que aumenta su costo como sustituto del petróleo tanto financieramente como en términos de su impacto ambiental. Los yacimientos de Oil shale, están por todo el mundo, incluidos los grandes yacimientos de los Estados Unidos de América. Las estimaciones de los yacimientos mundiales son de 2,8 billones a 3,3 billones de barriles de petróleo recuperable.

**Gráfica 7.** Composición general de los Oil shales.



**Fuente.** Modificada de: Altun, N. E.; Hiçyılmaz, C.; Hwang, J.-Y.; Suat Bağcı, A.; Kök, M. V. Oil Shales in the world and Turkey; reserves, current situation and future prospects: a review.

<sup>29</sup>Survey of energy resources (21 Ed). World Energy Council. 2007. pp. 93–115.

Además de Oil shale, hay otros grupos de rocas sedimentarias ricas en materia orgánica, rocas impregnadas de bitumen (tar sands y rocas de yacimiento de petróleo), humic coals y carbonaceous shale.

## 2.3 CLASIFICACIÓN DE LOS OIL SHALES.

Existen diferentes clasificaciones de los Oil shales en función de su contenido mineral, el tipo de kerógeno, la edad, la historia deposicional y organismos de los que se derivan. La edad de los yacimientos de Oil shale oscila entre el Cámbrico al Terciario.<sup>30</sup> Las litologías varían de shales a margas y rocas carbonatadas, los cuales forman una mezcla en la que están fuertemente unidos los materiales orgánicos e inorgánicos. Hasta hace pocos años, los Oil shales fueron un enigmático grupo de rocas. Muchos fueron nombrados por su localidad, contenido mineral o algas, o dado el tipo de producto.

Los siguientes son algunos de los nombres que se han aplicado a los Oil shales, algunos de los cuales todavía están en uso hoy en día: Algal Coal, Alum Shale, Bituminite, Boghead Coal, Cannel Coal, Gas Coal, Kerosene Shale, Kukersite, Schistes Bitumineux, Stellarite, Tasmanite, Torbanite, Wollongongite.<sup>31</sup>

### 2.3.1 Según su Composición.

Los geólogos pueden clasificar los Oil shales, basándose en su composición como: carbonate rich shales, siliceous shales y cannel shales.<sup>32</sup>

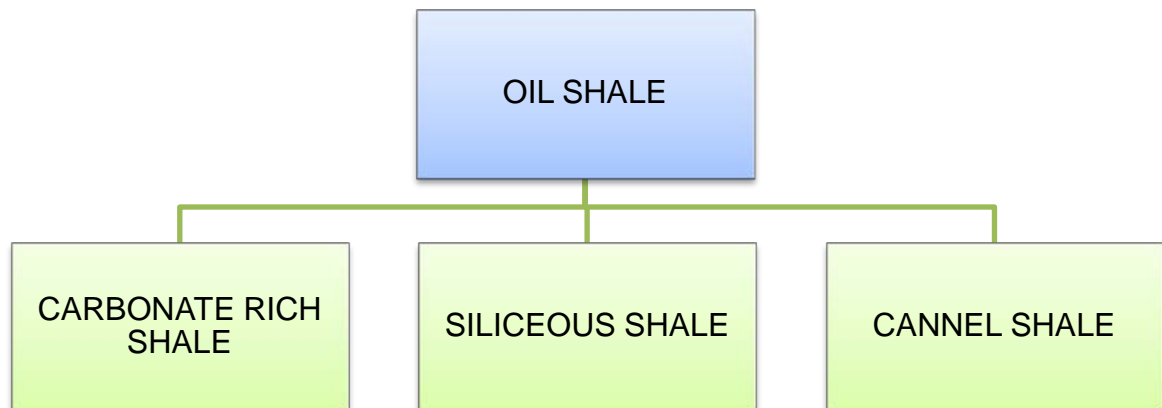
<sup>30</sup>Altun, N. E.; Hiçyilmaz, C.; Hwang, J.-Y.; Suat Bağcı, A.; Kök, M. V. (2006). "Oil Shales in the world and Turkey; reserves, current situation and future prospects: a review"

<sup>31</sup>*Survey of energy resources* (21 Ed). World Energy Council. 2007. pp. 93–115.

<sup>32</sup>Lee, Sunggyu. Oil Shale Technology.

- **Carbonate rich shales** derivan su nombre de la gran cantidad de minerales de carbonato como la calcita y la dolomita. Nada menos que veinte minerales carbonatados se han encontrado en este Oil shale, la mayoría de los cuales son considerados autigénicos o diagénicos. Estos shales, en particular los de orígenes lacustres, tienen por lo general capas ricas en materia orgánica intercaladas entre capas ricas en carbonato. Estos yacimientos son formaciones duras que son resistentes a la intemperie y son difíciles de procesar utilizando los métodos ex-situ.
- **Siliceous shales** son generalmente de color marrón oscuro o negros. Estos no son ricos en carbonatos, sino más bien en minerales silíceos como el cuarzo, feldespato, arcilla, sílice y el ópalo. Estos no son tan duros y resistentes a la intemperie, como los Carbonate rich shales y pueden ser más adecuados para la extracción a través de los métodos ex-situ.

**Gráfica 8.** Clasificación de los Oil shales según su composición.



**Fuente.** Autores.

- **Cannel shales** son de color marrón oscuro o negro, que se componen de materia orgánica que encierra completamente en otros minerales. Son adecuados para la extracción a través de los métodos ex-situ.

### 2.3.2 Según el Tipo de Kerógeno.

Otra clasificación es según el tipo de kerógeno, se basa en el contenido de hidrógeno, carbono y oxígeno de la materia orgánica original en el Oil shale. Esta clasificación se conoce como el "diagrama de Van Krevelen".<sup>33</sup>

- **Kerógeno de Tipo I** (kerógeno sapropélico): se caracteriza por una alta relación H/C y una baja relación O/C (<0,1). Es una materia orgánica rica en lípidos. Es producto de la degradación microbiana de esporas, algas planctónicas y materia orgánica animal. Este tipo de kerógeno es propio de acumulación de M.O. en cuencas lacustres, ocasionalmente también en marinas. Que con la maduración térmica da lugar a petróleo. Tiene alto potencial para generar crudo.
- **Kerógeno de Tipo II**: presenta una composición intermedia entre los de Tipo I y III, sin ser una mezcla de ambos. La relación H/C inicial es relativamente alta mientras que la relación O/C es baja. Es común en cuencas marinas, resultando de la acumulación de fitoplancton, zooplancton y otros organismos marinos. En ocasiones presenta mezcla con material vegetal terrestre. Es el tipo más común y rico de las rocas fuente de petróleo. Tiene alto potencial para generar crudo y gas.
- **Kerógeno de Tipo III** (kerógeno húmico): se caracteriza por una relación inicial de H/C baja y una relación inicial O/C alta. Esta composición inicial refleja la composición primaria de plantas terrestres (lignina, taninos, celulosa), que es propia de la mayor parte de los carbones. Con la maduración térmica, este tipo de kerógeno pasa a generar abundante CO<sub>2</sub> y metano. Tiene alto potencial para generar gas.

<sup>33</sup>Altun, N. E.; Hiçyilmaz, C.; Hwang, J.-Y.; Suat Bağcı, A.; Kök, M. V. (2006). "Oil Shales in the world and Turkey; reserves, current situation and future prospects: a review"

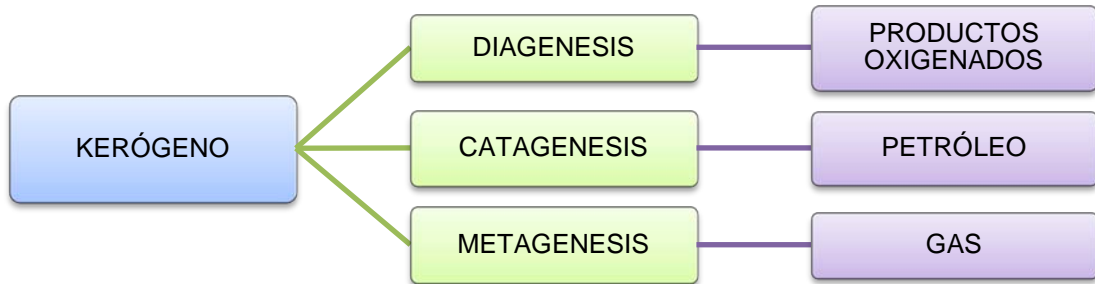
- **Kerógeno de Tipo IV:** corresponde a carbón muerto o inerte que posee un contenido inicial de hidrogeno muy bajo y sin ningún potencial generador. Este tipo de Kerógeno proviene de otros Kerógenos que han sido retrabajados o reciclados.

**Tabla 2.** Tipos y Formas de Kerógeno.

AMBIENTE GENERADOR	TIPO DE KERÓGENO	FORMA DE KERÓGENO	ORIGEN	POTENCIAL DE GENERACIÓN DE CRUDO
ACUÁTICO	I	Algas	Algas	Muy bueno
	II	kerógeno amorfo	Restos de algas sin estructuras.	
		kerógeno amorfo	Material planctónico, marino sin estructura.	Bueno
TERRESTRE	III	Exinita	Esporas, polen y cutículas de plantas herbáceos.	
		Vitrinita	Fibras y fragmentos de materia húmica sin estructura.	Regular
	IV	Inertita	Fragmentos oxidados de madera.	Nulo

**Fuente.** Modificada de: <http://es.scribd.com/doc/44409453/Clase-Geoquimica-Rocas-Generadoras>.

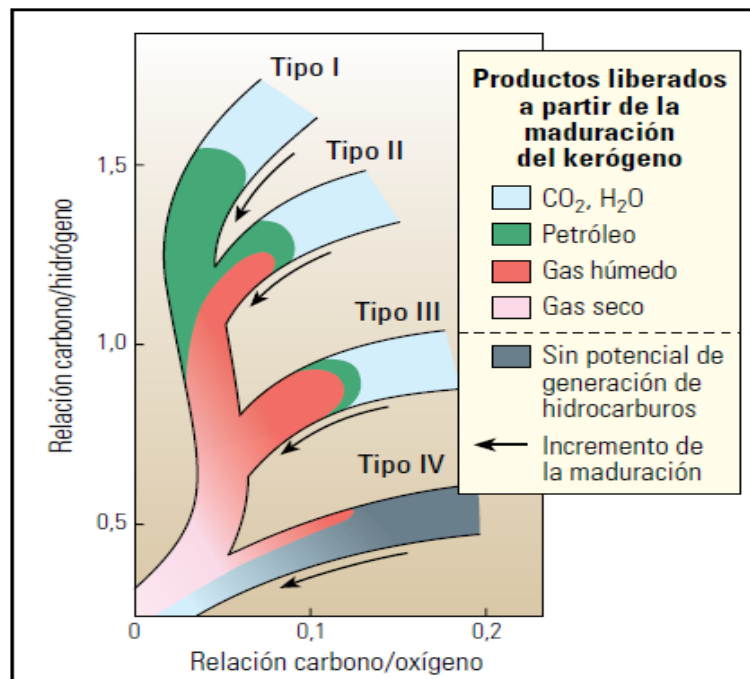
**Gráfica 9.** Proceso evolutivo del kerógeno.



**Fuente.** Autores.

En los Diagramas de Van Krevelen aparecen representados los distintos kerógenos según sus relaciones composicionales H/C-O/C, son muy utilizados para definir la composición de los sedimentos ricos en M.O. En el gráfico se sitúan los diferentes procesos básicos (Diagénesis, Catagénesis, Metagénesis) de la evolución de estos sedimentos con el enterramiento.

**Gráfica 10.** Diagrama de Van Krevelen.

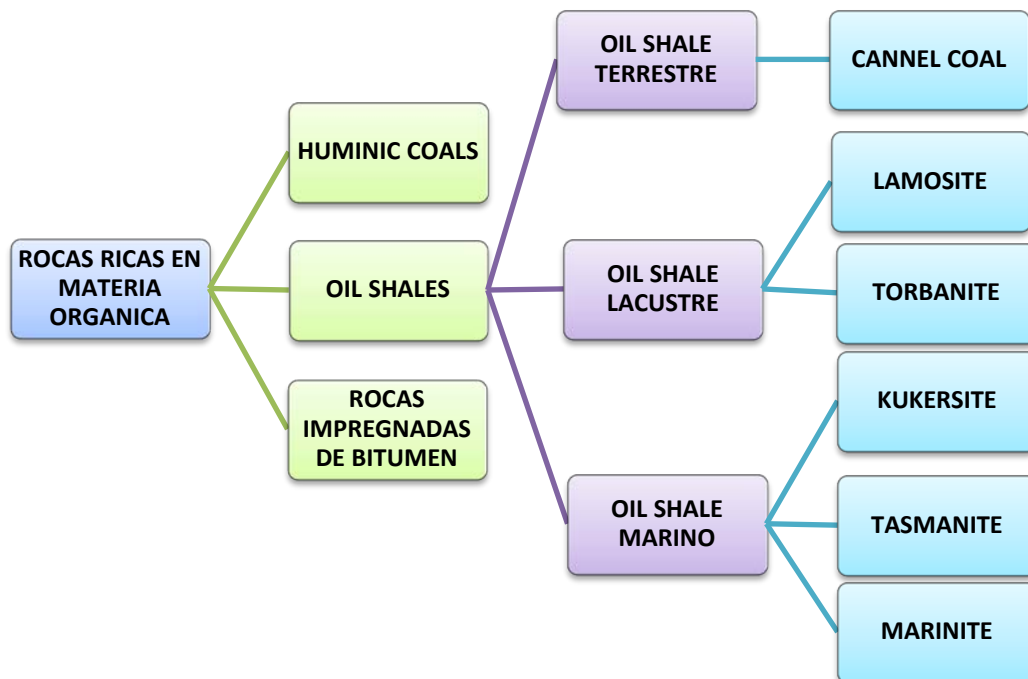


**Fuente.** Modificado de: Pierre Allix. Extracción del petróleo contenido en las lutitas.2010.

### 2.3.3 Según el Ambiente Depositional.

La clasificación más utilizada de los Oil shales se desarrolló entre 1987 y 1991 por Adrian C. Hutton, tras la adaptación de términos petrográficos del carbón.<sup>34</sup> De acuerdo con esta clasificación, los Oil shales se designan como terrestres, lacustres, o marinos, basado en el entorno en el que se depositó la biomasa inicial. El esquema de clasificación de Hutton ha demostrado ser útil en la estimación de la producción y composición del aceite extraído.

**Gráfica 11.** Clasificación de los Oil shale por el ambiente deposicional.



**Fuente.** Autores. Modificada de Hutton 1987.

- **Cannel Coal** también conocido como carbón vela, es un tipo de carbón, que también se clasifica como Oil shale terrestre, con una gran cantidad de hidrógeno, que se quema fácilmente despojando una luz brillante y dejando

<sup>34</sup>Dyni, John R. Geology and resources of some world oil-shale deposits. Scientific Investigations Report 2005–5294. United States Department of the Interior, United States Geological Survey.

poca ceniza. Este es de color marrón a negro, a veces con textura arcillosa, compuesto de resinas, esporas, ceras, materiales cutáneos y fibras derivado de plantas vasculares terrestres, así como variadas cantidades de vitrinita e inertinita, además de micrinitas, los macerales del grupo exinite y ciertos materiales inorgánicos.

Este ocurre generalmente en la parte superior o inferior de otros carbones pero es más compacto y opaco que el carbón común. Fue ampliamente utilizado para la iluminación doméstica en el siglo 19, antes de que el de gas natural estuviese disponible. El 17 de octubre de 1850, James Young, de Glasgow, Escocia, patentó un método para la extracción de keroseno a partir del Cannel Coal.

- **Lamosite** es de color gris oliva a gris marrón o negro oscuro, en la que el componente orgánico principal es lamalginite derivado de las algas planctónicas lacustres. En menor escala también se compone de vitrinita, inertinita, telalginite, y bitumen. Estos son los yacimientos más abundantes y grandes de Oil shale junto con los marinite. Los depósitos más representativos son la Formación del Río Verde en el oeste de Estados Unidos, un número de depósitos en el este de Queensland, Australia, Nueva Brunswick, la formación de Alberta y otros depósitos en Canadá.
- **Torbanite** también conocido como carbón Boghead, es una variedad de Oil shale negro de grano fino. Por lo general ocurre como masas lenticulares, a menudo asociado con los depósitos de carbón del Pérmico. Este lleva el nombre de Torbane Hill, cerca de Bathgate, en Escocia, ubicación principal de su ocurrencia. Otros depósitos importantes se encuentran en Pennsylvania e Illinois, EE.UU., en el Transvaal de Sudáfrica, en la Cuenca de Sydney, Nueva Gales del Sur, Australia, el mayor depósito se encuentra en Glen Davis, y en Nueva Escocia, Canadá.

La materia orgánica (telalginite) se deriva de las plantas ricas en lípidos, similares en apariencia al alga verde *Botryococcus braunii*<sup>35</sup>, además consiste de cantidades mínimas de vitrinita e inertinita; sin embargo, su incidencia varía en función de los depósitos, también se sabe que típicamente se compone de 88% de carbono y 11% de hidrógeno.<sup>36</sup> En 1850 James Young patentó un proceso de destilación para recuperar aceite de parafina a partir de torbanite.

- **Kukersite** es de edad del Ordovícico y se encuentra en la cuenca del báltico en Estonia y el noroeste de Rusia. Fue nombrado después del descubrimiento del asentamiento Kukruse en Estonia en 1917 por el paleontólogo ruso Mikhail Zaleski. El depósito kukersite en Estonia es uno de los de más alto grado del mundo con más de un 40% de materia orgánica y 66% de tasa de conversión en shale Oil y gas.<sup>37</sup>

El rendimiento de aceite es de 30 a 47% del shale en peso. La mayor parte del kerógeno se deriva del fósil del alga verde, *Gloeocapsomorpha Prisca*, que tiene afinidades con la *cyanobacterium* moderna, *Entophysalis major*, una especie existente que forma tapetes de algas en aguas submareales a intermareales poco profundas. Kukersite en Estonia se presenta como una capa calcárea de 2.5-3 metros de espesor. A lo largo de la costa el Kukersite se encuentra cerca de la superficie y se sumerge hacia el sur, de modo que los depósitos se encuentran a profundidades de 7 a 100 m. Los minerales de la matriz dominante incluyen calcita baja de magnesio, dolomita y minerales siliciclásticos. No están enriquecidos en metales pesados.

<sup>35</sup>Lee, Sunggyu. Oil Shale Technology.

<sup>36</sup>Yen, Teh Fu; Chilingar, George V. Oil Shale.

<sup>37</sup>Lille, Ü. "Current knowledge on the origin and structure of Estonian kukersite kerogen"

- **Tasmanite**, es un tipo de roca casi en su totalidad integrada por algas prasinophyte Tasmanites. Comúnmente se asocia con altas latitudes, ricas en nutrientes, y con configuración de marinos marginales que se encuentran en Tasmania. Se encuentra en muchas rocas generadoras de petróleo, cuando está presente, contribuye al potencial de generación de petróleo de la roca.<sup>38</sup>
- **Marinite** es un shale de color gris a gris oscuro a negro, en el que los componentes orgánicos principales son lamalginite y bituminite derivados del fitoplancton marino, con mezclas variadas de bitumen, telalginite y vitrinita. Estos yacimientos son abundantes y grandes, generalmente cubre grandes áreas, pero al mismo tiempo son relativamente delgados y de bajo interés económico, el entorno típico para la formación de los depósitos de Marinite son mares tranquilos, también en amplios estantes marinos someros o mares interiores, donde se restringe la acción del oleaje y las corrientes son mínimas.

Los mayores depósitos de este tipo son los depósitos de Oil shale del Devónico-Mississippian al este de los Estados Unidos. En Canadá, se incluyen la formación Devónico Kettle Point y el Ordovícico Collingwood Shale al sur de Ontario, los depósitos del Cretácico Boyne y Favel en Prairie provincia de Manitoba, Saskatchewan y Alberta, y la llanura de la Anderson y los depósitos en el delta Mackenzie en los Territorios del Noroeste. Fuera de Norteamérica, hay yacimientos en la Formación Irati, en Brasil, los depósitos en el Medio Oriente y África del Norte, y en Suecia.

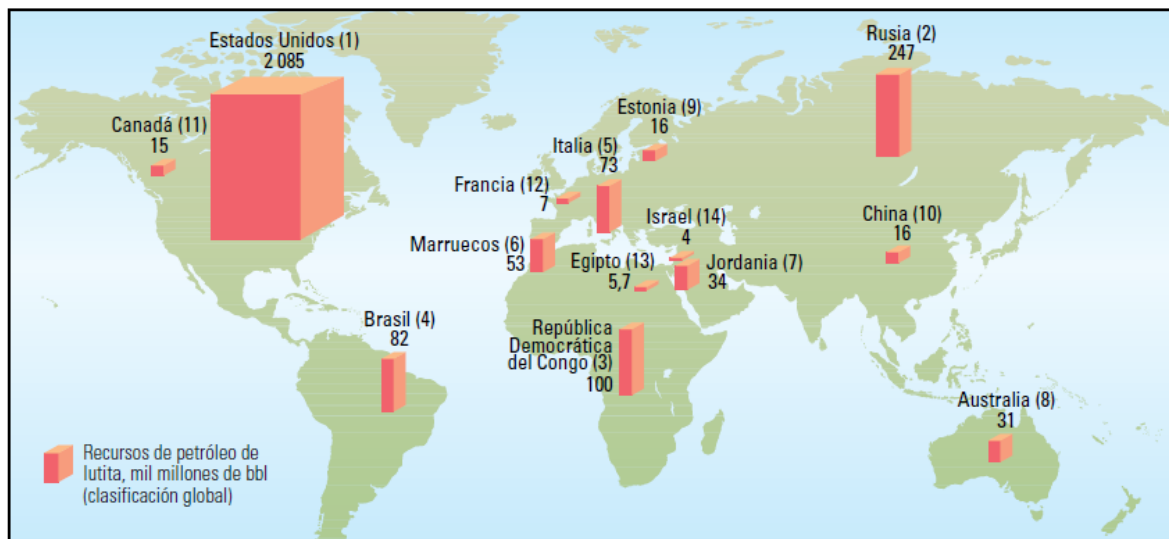
---

<sup>38</sup>Hutton, A.C. Petrographic classification of oil shales.

## 2.4 RESERVAS.

Los depósitos mundiales de Oil shale se estiman de 2,9 a 3,3 billones de barriles de petróleo recuperable, a pesar de que los recursos de Oil shale están presentes en muchos países, sólo 33 países tienen depósitos de valor económico. El total de recursos de estos países se estiman en 411 millones de toneladas, lo que equivale a 2,9 billones de barriles americanos. Entre ellos, las cuencas de Estados Unidos aportan el 62% de los recursos mundiales, y los EE.UU., Rusia y Brasil en conjunto el 86% en términos de contenido de shale Oil. La cifra antes mencionada de las reservas totales es conservadora porque varios depósitos no se han explorado lo suficiente como para hacer estimaciones precisas y otros depósitos no fueron incluidos.<sup>39</sup>

**Gráfica 12.** Yacimientos significativos de Oil shale. La mayoría de reservas conocidas de alta calidad se encuentran en estos 14 países.



**Fuente.** Modificada de: Knaus E, Killen J, Biglarbigi K y Crawford P: An Overview of Oil Shale Resources.

<sup>39</sup>A study on the EU oil shale industry viewed in the light of the Estonian experience. A report by EASAC to the Committee on Industry, Research and Energy of the European Parliament. European Academies Science Advisory Council. Mayo 2007.

La estimación de las reservas de shale Oil es complicada por varios factores:

1. La cantidad de kerógeno contenida en los yacimientos de Oil shale varía considerablemente.
2. Algunos países informan en las reservas la cantidad total de Kerógeno, lo que incluye todo el kerógeno independientemente de las limitaciones técnicas o económicas, y no como una estimación de kerógeno, extrayendo la roca Oil shale para ser identificada y analizada utilizando la tecnología disponible y bajo las condiciones económicas actuales.
3. Por definición, reservas se refiere sólo a la cantidad de recursos que son técnicamente explotables y económicamente viables bajo las condiciones actuales.
4. Las tecnologías de recuperación de shale Oil aún están en desarrollo, por lo que la cantidad de kerógeno recuperable sólo puede ser estimada.

- **ÁFRICA**

Los principales depósitos de Oil shale se encuentran en la República Democrática del Congo y Marruecos. Los mayores depósitos en Marruecos son Tarfaya y Timahdit. También hay reservas de Oil shale en Egipto, Sudáfrica, Madagascar y Nigeria.

- **ASIA**

Los principales depósitos de Oil shale se encuentran en China, Tailandia, Kazajstán (varios depósitos, depósito importante en el campo Kenderlyk con 4 billones de toneladas) y Turquía. También existen reservas de Oil shale en Uzbekistán, Turkmenistán, Myanmar, Armenia y Mongolia. Los principales yacimientos chinos de Oil shale y que están en producción son

Fushun y Liaoning; otros están en Maoming de Guangdong, Huadian en Jilin, Heilongjiang y Shandong. En 2002, China produjo más de 90.000 toneladas de shale Oil. Los depósitos de Oil shale en Tailandia están cerca de Mae Sot, en la provincia de Tak, y en Li, provincia de Lamphun. Los depósitos en Turquía se encuentran principalmente en el centro y oeste de Anatolia.

- **EUROPA**

Las mayores reservas Oil shale en Europa se encuentran en Rusia. Los principales yacimientos se encuentran en la provincia de Volga-Petchyorsk y la cuenca del Báltico. Otros yacimientos importantes de Oil shale en Europa se encuentran en Italia, Estonia, Francia, Bielorrusia, Suecia, Ucrania y el Reino Unido. También hay reservas de Oil shale en Alemania, Luxemburgo, España, Bulgaria, Hungría, Polonia, Austria, Albania y Rumania.

- **MEDIO ORIENTE**

Los principales depósitos de Oil shale se encuentran en Jordania e Israel. Los Oil shales de Jordania son de alta calidad, comparable a los Oil shales del oeste de EE.UU., con la excepción del alto contenido de azufre. Los depósitos más explorados son El Lajjun, Sultani y el Juref ed Darawishare situado en el oeste central de Jordania, mientras que Yarmuk, se extiende cerca de la frontera norte con Siria. La mayoría de los depósitos de Israel se encuentran en la región de la Cuenca Rotem al norte del desierto Néguev cerca del Mar Muerto. El Oil shale israelí es relativamente de bajo poder calorífico y baja producción de petróleo.

- **NORTE AMÉRICA**

Cerca de 3.3 billones de toneladas, los depósitos de Oil shale en Estados Unidos son sin duda los mayores del mundo. Hay dos grandes depósitos:

los depósitos del este de Estados Unidos, en los shales del Devónico-Mississippian, cubre 650.000 kilómetros cuadrados, los depósitos del oeste de Estados Unidos de la Formación del Río Verde, en Colorado, Wyoming y Utah, están entre los yacimientos de Oil shale más ricos en el mundo. En Canadá, 19 depósitos han sido identificados. Los depósitos más explorados se encuentran en Nueva Escocia y Nuevo Brunswick.

- **OCEANÍA**

Los recursos de Oil shale en Australia se estiman alrededor de 4531 millones de toneladas de shale Oil. Los depósitos se encuentran en estados del este y sur con el mayor potencial en los del este en los yacimientos de Queensland. También hay Oil shale en Nueva Zelanda.

- **SUDAMÉRICA**

Brasil tiene la segunda mayor cantidad de recursos de Oil shale del mundo (el shale de Irati y depósitos lacustres) y tiene la segunda mayor producción de shale Oil después de que Estonia. Los recursos de Oil shale se producen en São Mateus do Sul, Paraná, y en el Vale do Paraíba. Brasil desarrolló la planta de tratamiento de Oil shale en superficie más grande del mundo pirólisis retort Petrosix, con un eje vertical de 11 metros. La producción en 1999 fue de alrededor de 200.000 toneladas. Escasos recursos también se encuentran en Argentina, Chile, Paraguay, Perú, Uruguay, Venezuela y Colombia.

**Tabla 3.** Recursos y producción de Oil shale por continente a finales de 2008.

Continente	Recursos Shale Oil in-place (millones de barriles)	Recursos Shale Oil in-place (millones de toneladas)	Producción a 2008 [aceite]	
			Miles de toneladas	Miles de b/d
<b>África</b>	159243	23317		
<b>Norteamérica</b>	3722066	539123		
<b>Sudamérica</b>	82421	11794	200	3.8
<b>Asia</b>	384325	51872	3.75	7.6
<b>Europa</b>	368156	52845	355	6.3
<b>Medio Oriente</b>	38172	5792		
<b>Oceanía</b>	31748	4534		
<b>Total Mundial</b>	4786131	689277	930	17.1

**Fuente.** Modificada de: 2010 Survey of Energy Resources, World Energy Council 2010.Oil shale.  
Tabla. 3.1 p. 102.

**Tabla 4.** Recursos y producción de Oil shale por país a finales de 2008.

País	Recursos Shale Oil in-place (millones de barriles)	Recursos Shale Oil in-place (millones de toneladas)	Producción a 2008 [aceite]	
			Miles de toneladas	Miles de b/d
Egipto	5700	816		
Congo	100000	14310		
Madagascar	32	5		
Marruecos	53381	8167		
Sudáfrica	13	19		
<b>Total África</b>	159243	23317		
Canadá	15241	2192		
Estados Unidos	3706825	536931		
<b>Total Norteamérica</b>	3722066	539123		
Argentina	400	57		
Brasil	82000	11734	200	3.8

País	Recursos Shale Oil in-place (millones de barriles)	Recursos Shale Oil in-place (millones de toneladas)	Producción a 2008 [aceite]	
			Miles de toneladas	Miles de b/d
Chile	21	3		
<b>Total Sudamérica</b>	82421	11794	200	3.8
Armenia	305	44		
China	354430	47600	375	7.6
Kazajistán	2837	400		
Mongolia	294	42		
Myanmar	2000	286		
Tailandia	6401	916		
Turquía	1985	284		
Turkmenistán	7687	1100		
Uzbekistán	8386	1200		
<b>Total Asia</b>	384325	51872	375	7.6
Austria	8	1		
Bielorrusia	6988	1000		
Bulgaria	125	18		
Estonia	16286	2494	355	6.3
Francia	7000	1002		
Alemania	2000	286		
Hungría	56	8		
Italia	73000	10446		
Luxemburgo	675	97		
Polonia	48	7		
Rusia	247883	35470		
España	280	40		
Suecia	6114	875		
Ucrania	4193	600		
Reino Unido	3500	501		
<b>Total Europa</b>	368156	52845	355	6.3
Israel	4000	550		

País	Recursos Shale Oil in-place (millones de barriles)	Recursos Shale Oil in-place (millones de toneladas)	Producción a 2008 [aceite]	
			Miles de toneladas	Miles de b/d
Jordania	34172	5242		
<b>Total Medio Oriente</b>	38172	5792		
Australia	31729	4531		
Nueva Zelanda	19	3		
<b>Total Oceanía</b>	31748	4534		
<b>Total Mundial</b>	4786131	689277	930	17.7

**Fuente.** Modificada de: 2010 Survey of Energy Resources, World Energy Council 2010.Oil shale.  
Tabla. 3.1 p. 102.

## 2.5 LITOLOGÍAS DE ALGUNOS YACIMIENTOS DE OIL SHALE.

En esta sección se presentan las litologías de algunos de los yacimientos más importantes del mundo.<sup>40</sup>

### 2.5.1 Brasil.

Brasil tiene al menos nueve yacimientos importantes de Oil shale. El tamaño, ubicación y la calidad de los depósitos de Oil shale en el Valle de Paraíba y de la Formación Irati han atraído la mayor atención. Los dos contienen un estimado de 1.4 millones de barriles de shale Oil in-situ con un total de recursos de 3 o más millones de barriles. Siendo la Formación Irati la menor de las dos, esta contiene un estimado de 600 millones de barriles in-situ en comparación con los 840 millones en la formación del Valle de Paraíba, que es la más viable económicamente.

<sup>40</sup> Dyni, J.R. *Geology and resources of some world oil-shale deposits*: U.S. Geological Survey Scientific. Investigations Report 2005–5294. 2006.

### 2.5.1.1 Yacimiento Iratí.

El Oil shale de la Formación Iratí tiene el mayor potencial para el desarrollo económico debido a su accesibilidad, grado y amplia distribución. Esta aflora en la parte noreste del Estado de São Paulo y se extiende hacia el sur por 1.700 km de la frontera sur de Rio Grande do Sul, en el norte de Uruguay, su área total se desconoce porque la parte occidental del yacimiento está cubierta por flujos de lava. En el Estado de Rio Grande do Sul, el Oil shale se encuentra en dos lechos separados por 12 m de shale y caliza.<sup>41</sup>

Los dos lechos son más gruesos en las proximidades de San Gabriel, donde el lecho superior es de 9 m de espesor y se adelgaza hacia el sur y el este, y el lecho inferior es de 4,5 m de espesor y se adelgaza hacia el sur. En el Estado de Paraná, en las cercanías de São Mateus do Sul-Iratí, la parte superior e inferior de los lechos del Oil shale son 6,5 y 3,2 m de espesor, respectivamente. En el Estado de São Paulo y parte de Santa Catarina, hay hasta 80 lechos de Oil shale, que van desde unos pocos milímetros hasta varios metros de espesor, y que se distribuyen irregularmente a través de una secuencia de caliza y dolomita.

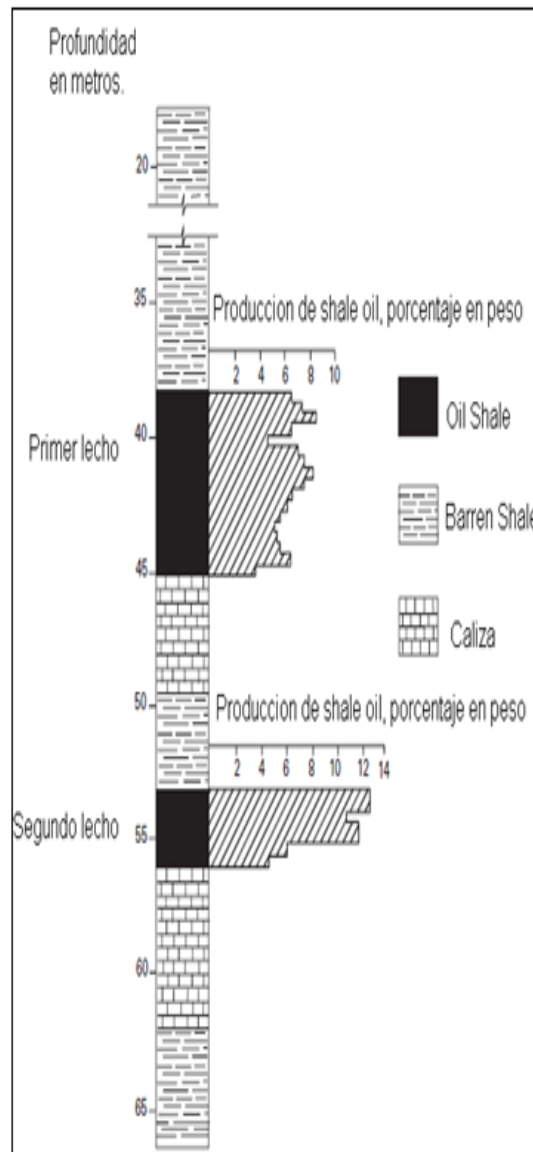
La perforación exploratoria indico una reserva de Oil shale de unos 82 km<sup>2</sup> que contiene más de 600 millones de barriles (unos 86 millones de toneladas) de shale-Oil equivalente, o unos 7,3 millones de barriles/km<sup>2</sup> cerca de São Mateus do Sul, en el sur de Paraná. En las áreas San Gabriel y Dom Pedrito del Rio Grande do Sul, los rendimientos más bajos por lecho son de alrededor de 7 por ciento en peso de shale Oil y contiene recursos similares, pero del lecho superior se obtiene sólo el 2 o 3 por ciento de aceite y no se considera adecuado para la explotación. El Oil shale Iratí es gris oscuro, marrón y negro, de grano muy fino, y laminado. Minerales arcillosos componen un 60-70 por ciento de la roca y la materia

---

<sup>41</sup> Dyni, J.R. *Geology and resources of some world oil-shale deposits*: U.S. Geological Survey Scientific. Investigations Report 2005–5294. 2006. p.8-10.

orgánica constituye gran parte del resto, con contribuciones menores de cuarzo detrítico, feldespato, pirita y otros minerales. Los minerales carbonatados son escasos. El Oil shale Iratí no es rico en metales. Hutton lo clasifico como un shale de origen marino.

**Gráfica 13.** Localización, registro litológico típico y rendimiento de shale Oil de los lechos I y II del Oil shale Iratí en São Mateus do Sul, Brasil.



**13. a.** Registro litológico y rendimiento de los lechos I y II del Oil shale Iratí.



13. b. Localización de los yacimientos de Oil shale en Brasil.

**Fuente.** Modificada de: Dyni, J.R. *Geology and resources of some world oil-shale deposits*: U.S. Geological Survey Scientific. Investigations Report 2005-5294. 2006. p.9 y 8 respectivamente.

### 2.5.2 China.

Los principales yacimientos de Oil shale en China son los de Fushun y Maoming. La primera producción comercial de shale Oil comenzó en Fushun en 1930 con la construcción de la "Refinería N<sup>o</sup> 1," esto fue seguido por "Refinería No. 2", que comenzó su producción en 1954, y una tercera planta que comenzó a producir shale Oil en Maoming en 1963. Las tres plantas con el tiempo cambiaron de shale

Oil a la refinación de petróleo crudo más barato. Una nueva planta de shale se construyó en Fushun, y comenzó su producción en 1992. Hay sesenta retortas tipo Fushun, cada una con una capacidad de 100 toneladas de Oil shale por día, que producen 60.000 toneladas (alrededor de 415.000 barriles) de shale Oil por año en Fushun.

### **2.5.2.1 Yacimiento Fushun.**

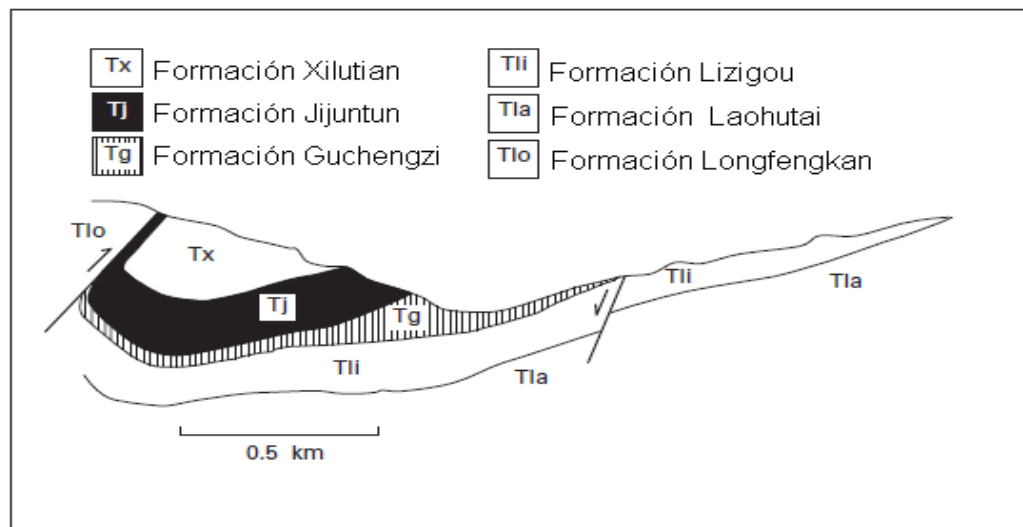
El yacimiento de Oil shale Fushun está asociado a un depósito de carbón del eoceno y está situado al noreste de China, al sur de la ciudad de Fushun, provincia de Liaoning. El Oil shale y el carbón se encuentran rodeados de rocas sedimentarias y volcánicas mesozoicas y terciarias sustentados por gneis granítico precámbrico. La formación Guchengzi del eoceno está constituida por carbón bituminoso y sub-bituminoso, shale carbonáceo y shale, y lentes de arenisca. La formación oscila entre 20 y 145 m con 55 m de promedio de espesor. Al Occidente de Fushun hay una mina carbón a cielo abierto, 6 capas de carbón están presentes, así como una capa cannel Coal con un espesor de 1 a 15 m que se utiliza para tallar bloques decorativos. El carbón contiene gemas rojas a amarillas de calidad de la gema de color ámbar.

Cubriendo la Formación Guchengzi está la Formación Jijuntun del Eoceno, que consiste en Oil shale de origen lacustre. El Oil shale está en contacto con el carbón subyacente de la Formación Guchengzi y con el Green Shale lacustre suprayacente de la Formación Xilutian. La Formación Jijuntun, que oscila de 48 hasta 190 m de espesor, se puede observar en la mina de carbón a cielo abierto West donde es 115 m de espesor. Los 15 m de abajo constan de un Oil shale de bajo grado de color marrón claro y los restantes 100 m superiores se componen

de un grado más rico y es de color marrón a marrón oscuro, el Oil shale finamente laminado en capas de delgado a mediano espesor.<sup>42</sup>

El Oil shale contiene mega fósiles abundantes de pino, helecho, roble, ciprés, ginkgo, y el zumaque. Pequeños moluscos y crustáceos fósiles (ostrácodos) también están presentes. El contacto entre el Oil shale y carbón subyacente indica un ambiente deposicional de una cuenca interior palustre que poco a poco desapareció y fue reemplazada por un lago en el que el Oil shale se depositó. El rendimiento de shale Oil varía de aproximadamente 4,7 a 16 por ciento en peso de la roca (~ 78-89 l / t).

**Gráfica 14.** Sección transversal geológica (13a) y sección estratigráfica (13b) del yacimiento de Oil shale Fushun, provincia de Liaoning, China.



**14. a.** Sección estratigráfica transversal de la mina West.

<sup>42</sup>Dyni, J.R. *Geology and resources of some world oil-shale deposits*: U.S. Geological Survey Scientific. Investigations Report 2005–5294. 2006. p.13-15.

EDAD	FORMACIÓN		LITOLOGÍA
TERCIARIO EOCENO	Gengjiajie		Brown shale
	Xilutian		Green Mudstone
			Oil shale
	Guchengzi		CARBÓN
	Lizigou		TUFF
PALEOCENO	Laohutai		BASALTO
CRETACEO	Longfengkan		ARENA

14. b. Sección estratigráfica generalizada.

**Fuente.** Modificada de: Dyni, J.R. *Geology and resources of some world oil-shale deposits*: U.S. Geological Survey Scientific. Investigations Report 2005–5294. 2006. p.14.

### 2.5.3 Estonia.

Los depósitos de kukersite del Ordovícico en Estonia han sido conocidos desde 1700. Sin embargo, la exploración activa sólo comenzó a raíz de la escasez de combustible provocada por la Primera Guerra Mundial, la minería a gran escala comenzó en 1918. La producción de Oil shale en ese año fue de 17.000 toneladas usando minería a cielo abierto, y en 1940, la producción anual llegó a 1,7 millones de toneladas. Sin embargo, no fue sino hasta después de la Segunda Guerra Mundial, durante la era soviética, que la producción aumentó dramáticamente, alcanzando un máximo en 1980, cuando 31,4 millones de toneladas de Oil shale fueron extraídos de once minas a cielo abierto y subterráneas.

La producción anual de Oil shale disminuyó a partir de 1980 a alrededor de 14 millones de toneladas en 1994-95 y luego comenzó a aumentar de nuevo. En

1997, 22 millones de toneladas de Oil shale se produjeron desde las seis minas subterráneas y tres minas a cielo abierto.<sup>43</sup>

De esta cantidad, 81 por ciento se utilizó para alimentar las plantas de energía eléctrica, 16 por ciento fue procesado en productos petroquímicos, y el resto se utilizó para la fabricación de cemento, así como otros productos secundarios. Los subsidios estatales para las empresas de Oil shale en 1997 llegaron a 132,4 millones de coronas estonianas (9,7 millones de dólares estadounidenses). Los depósitos kukersite ocupan más de 50.000 km<sup>2</sup> en el norte de Estonia y se extienden hacia el este, hacia Rusia en San Petersburgo, donde se le conoce como el depósito de Leningrado. El depósito Estonia está cubierto por un depósito de kukersite más joven, el depósito Tapa.

Hasta 50 lechos de kukersite y caliza rica en kerógeno alternada con caliza biomicritica están en las formaciones Kõrgekallas y Viivikonna de edad Ordovícico Medio. Estos lechos forman una secuencia de 20 a 30 m de espesor en el centro del campo de Estonia, lechos individuales de kukersite son comúnmente de 10 a 40 cm de espesor y logrando un máximo de 2,4 m. El contenido orgánico de los lechos más ricos de kukersite alcanza 40-45 por ciento en peso.<sup>19</sup>

Según el análisis Rock-Eval la kukersite más rica ofrece rendimientos tan altos como 300 a 470 mg/g de shale Oil, que es equivalente a 320 a 500 L/t. El poder calorífico en siete minas a cielo abierto varía de 2.440 a 3.020 kcal/kg.<sup>19</sup> La mayor parte de la materia orgánica se deriva del fósil de alga verde, *Gloeocapsomorpha prisca*, que tiene afinidades con la cianobacteria moderna, *Entophysalis major*, una especie existente que forma tapetes de algas en aguas submareales a intermareales muy poco profundas.<sup>19</sup>

<sup>43</sup>Dyni, J.R. *Geology and resources of some world oil-shale deposits*: U.S. Geological Survey Scientific Investigations Report 2005-5294. 2006. p.15-17.

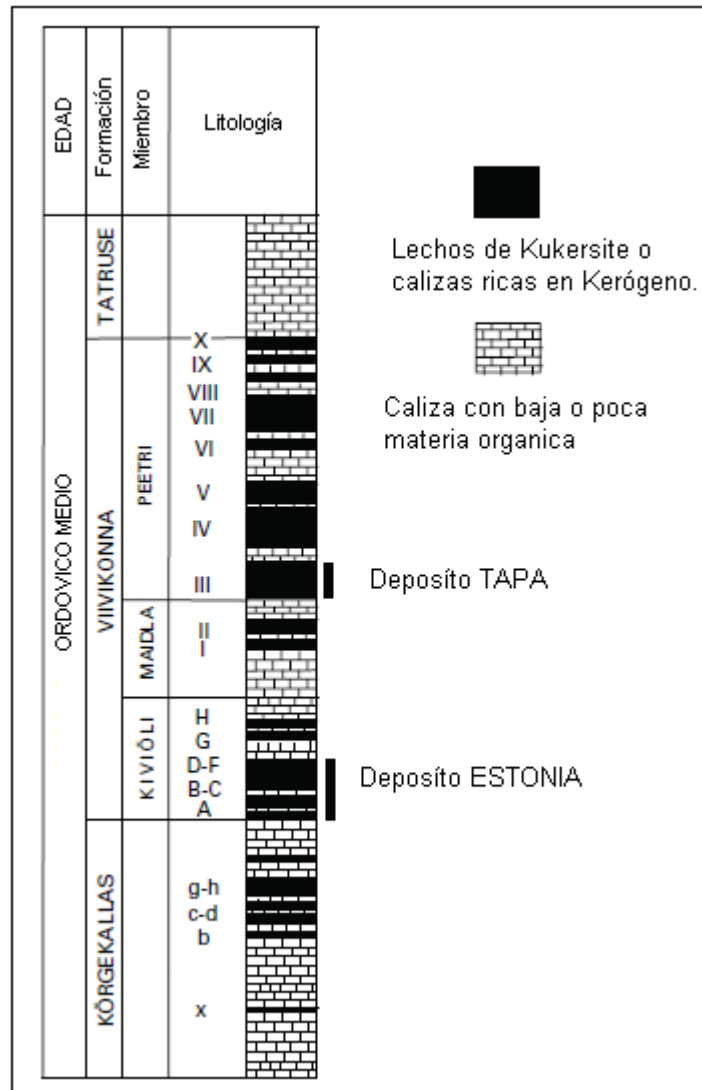
Los Minerales de la matriz del Kukersite estoniano y de las calizas interestratificadas incluyen predominantemente calcita (> 50 por ciento), dolomita (<10-15 por ciento) y minerales siliciclásticos como cuarzo, feldespatos, illita, clorita y pirita (<10-15 por ciento). Los lechos kukersite y las calizas asociadas son, evidentemente, pobres en metales pesados, a diferencia del *Shale Dictyonema* del Ordovícico inferior al norte de Estonia y Suecia.

Bauert sugirió que la secuencia Kukersite y caliza fue depositada en una serie de este a oeste "cinturones apilados" en una cuenca marina submareal somera adyacente a una zona costera poco profunda en el lado norte del Mar Báltico cerca de Finlandia. La abundancia de microfósiles marinos y el bajo contenido de pirita indican un ambiente de agua oxigenada con corrientes de fondo insignificantes como lo demuestra la continuidad unifoirme lateral generalizada de lechos finos de kukersite.

**Gráfica 15.** Localizacion y seccion estratigrafica del depósito Kukersite al norte de Estonia y Rusia.



**15. a.** Localización.



15. b. Sección estratigráfica del yacimiento de Kukersite al norte de Estonia.

**Fuente.** Modificada de: Dyni, J.R. *Geology and resources of some world oil-shale deposits*: U.S. Geological Survey Scientific. Investigations Report 2005–5294. 2006. p.16.

Kattai y Lokk estimaron las reservas probadas y probables de Kukersite en cerca 5940 millones de toneladas. Una buena revisión de los criterios para la estimación de los recursos de oil shale Kukersite en Estonia fue hecha por Reinsalu, además de espesor y el grado del oil, Reinsalu definido que un lecho dado de Kukersite se constituye como reserva, si el costo de la minería y la entrega de oil shale al consumidor era menor al costo de la entrega de la cantidad equivalente de carbón

que tiene un valor energético de 7.000 kcal / kg. El definió un lecho de kukersite como un recurso que tiene un valor energético superior a 25 GJ/m<sup>2</sup> del área del lecho. Según esto, los recursos totales de kukersite en los lechos A a F de la grafica 15, se estiman en 6,3 mil millones de toneladas, lo que incluye 2 billones de toneladas de reservas de "activas" (definidos como oil shale "minería que vale la pena"). El depósito Tapa no está incluido en estas estimaciones.<sup>19</sup> El número de perforaciones exploratorias en el campo Estonia supera los 10.000.

#### **2.5.4 Suecia.**

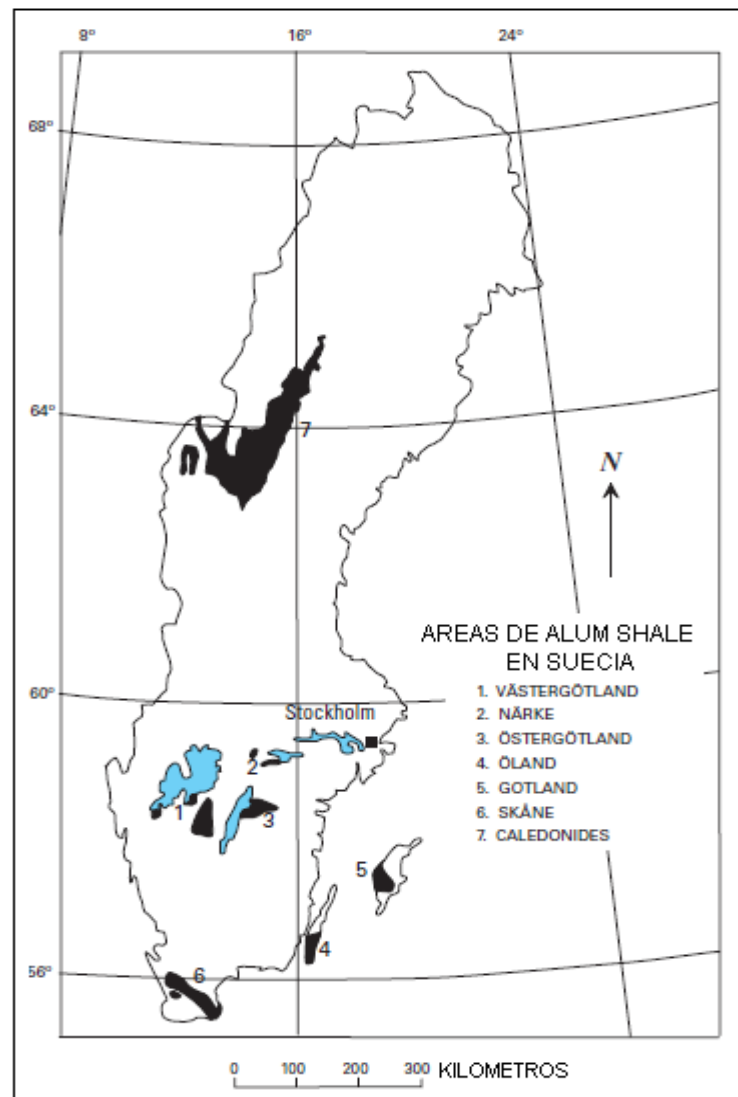
El *Alum Shale* es shale marino negro rico en materia orgánica con 20-60 m de espesor, que fue depositado en una plataforma marina poco profunda, en la plataforma *Baltoscandian* tectónicamente estable en el Cámbrico a Ordovícico temprano en Suecia y en las zonas adyacentes. Este está presente en los extremos, en parte limitado por fallas locales, en las rocas del Precámbrico en el sur de Suecia, así como en los Caledonides tectónicamente perturbadas del oeste de Suecia y Noruega, donde alcanza un espesor de 200 metros o más en secuencias repetidas debido al empuje múltiple de fallas.

Los *Black Shales*, equivalen en parte a *Alum Shale*, están presentes en las islas de Öland y Gotland, subyacen en algunas partes del Mar Báltico, y afloran a lo largo de la costa norte de Estonia, donde forman el *Shale Dictyonema* del Ordovícico Temprano. El *Alum Shale* representa deposición lenta en aguas poco profundas, aguas anóxicas que fueron poco alteradas.

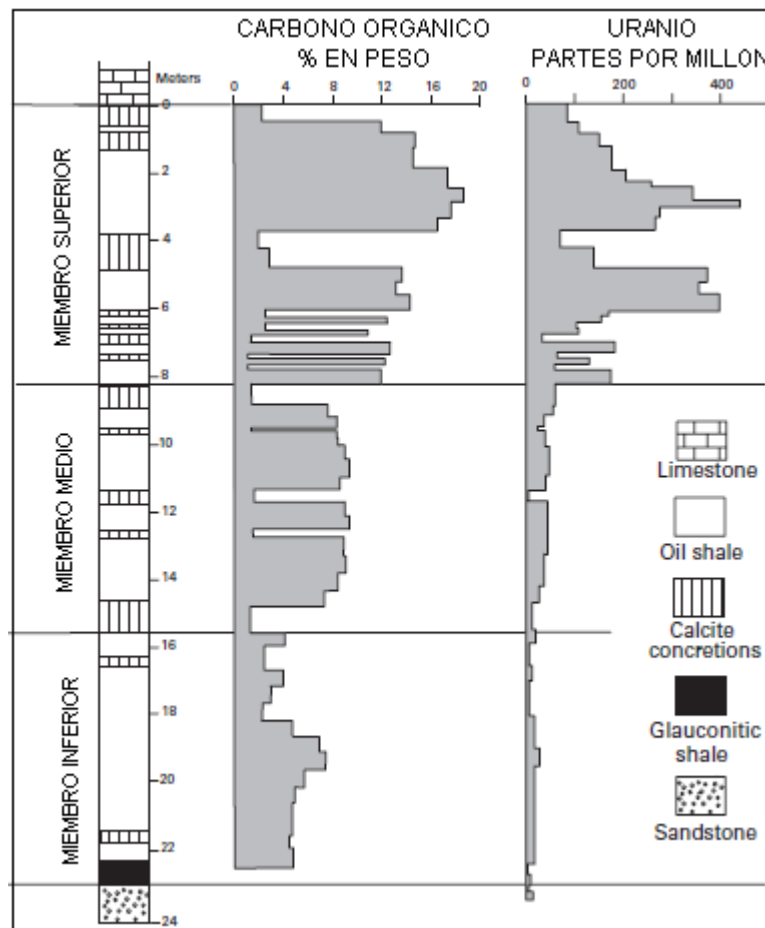
El Alum Shale del Cámbrico y Ordovícico Inferior de Suecia se conoce desde hace más de 350 años. Era una fuente de sulfato de aluminio y potasio que fue utilizado en la industria del curtido de cuero, para la fijación de los colores de los textiles, y como un agente farmacéutico. La minería de este se inició en 1637 en *Skåne*. También fue reconocida como una fuente de energía fósil y, hacia el final de la

década de 1800, se hicieron intentos para extraer y refinar hidrocarburos. Antes y durante la Segunda Guerra Mundial, el Alum Shale se destiló para extraer petróleo, pero la producción cesó en 1966 debido a la disponibilidad de suministros más baratos de crudo. Durante este período, alrededor de 50 millones de toneladas de shale se extraían en *Kinneulle*, *Västergötland* y en *Närke*.

**Gráfica 16.** Localización y registro litológico del Alum Shale de Suecia.



**16. a.** Localización del Alum Shale en Suecia, color negro el color azul representa lagos. p.24.



16. b. Litología y análisis de las abundancias de carbono orgánico y de uranio en un núcleo de perforación del Alum Shale en Ranstad, Suecia.

**Fuente.** Modificada de: Dyni, J.R. *Geology and resources of some world oil-shale deposits*: U.S. Geological Survey Scientific. Investigations Report 2005–5294. 2006. p.26.

Este es reconocido por su alto contenido de metales incluyendo uranio, vanadio, níquel y molibdeno. Pequeñas cantidades de vanadio se produjeron durante la Segunda Guerra Mundial. Una planta piloto construida en *Kvarntorp* produjo más de 62 toneladas de uranio entre 1950 y 1961. El yacimiento más grande fue identificado en *Ranstad* en *Västergötland*, de donde se extrajeron cerca de 50 toneladas de uranio por año entre 1965 y 1969.<sup>44</sup>

<sup>44</sup>Dyni, J.R. *Geology and resources of some world oil-shale deposits*: U.S. Geological Survey Scientific. Investigations Report 2005–5294. 2006. p.21-25.

El contenido orgánico del Alum Shale va desde un pequeño tanto por ciento a más de 20 por ciento, siendo más alta en la parte superior de la secuencia del shale, los rendimientos de aceite, sin embargo, no están en proporción con el contenido orgánico de una zona a otra debido a variaciones en la historia geotérmica de las áreas de la formación. La grafica 16.b muestra un registro litológico de un pozo perforado en *Ranstad* con gráficos del ensayo de Fischer y análisis de uranio.

### 2.5.5 Estados Unidos.

Numerosos yacimientos de Oil shale, con edades del Precámbrico al Terciario, están presentes en los Estados Unidos. Los dos yacimientos más importantes se encuentran en la Formación del Eoceno Río Verde en Colorado, Wyoming y Utah y en los Black Shales del *Devónico-Mississippian* al este donde también hay yacimientos asociados a yacimientos de carbón de edad *Pennsylvanian*. Otros depósitos son conocidos están en Nevada, Montana, Alaska, Kansas, y en otros lugares, pero éstos son demasiado pequeños, de bajo grado, o aún no han sido explorados lo suficiente. Debido a su tamaño y grado, la mayoría de las investigaciones se han centrado en el Río Verde y los depósitos del Devónico-Mississippian. En las dos formaciones hay sub-cuencas en las que el volumen y la calidad de las reservas varían.<sup>45</sup>

El Oil shale que subyace en casi tres cuartos de millón de kilómetros cuadrados en el este de Estados Unidos se formó en un ambiente de depositación marina muy diferente de las cuencas del río Verde. Estos depósitos también han sido objeto de intentos de comercialización, con la diferencia que contienen recursos de gas natural que se han extraído de los Oil shale de baja calidad. Estos Oil shale se formaron durante el Devónico tardío y los períodos tempranos del Mississippian. Durante este tiempo la mayor parte del este de Estados Unidos estaba cubierto

<sup>45</sup>Dyni, J.R. *Geology and resources of some world oil-shale deposits*: U.S. Geological Survey Scientific. Investigations Report 2005–5294. 2006. p.25-33.

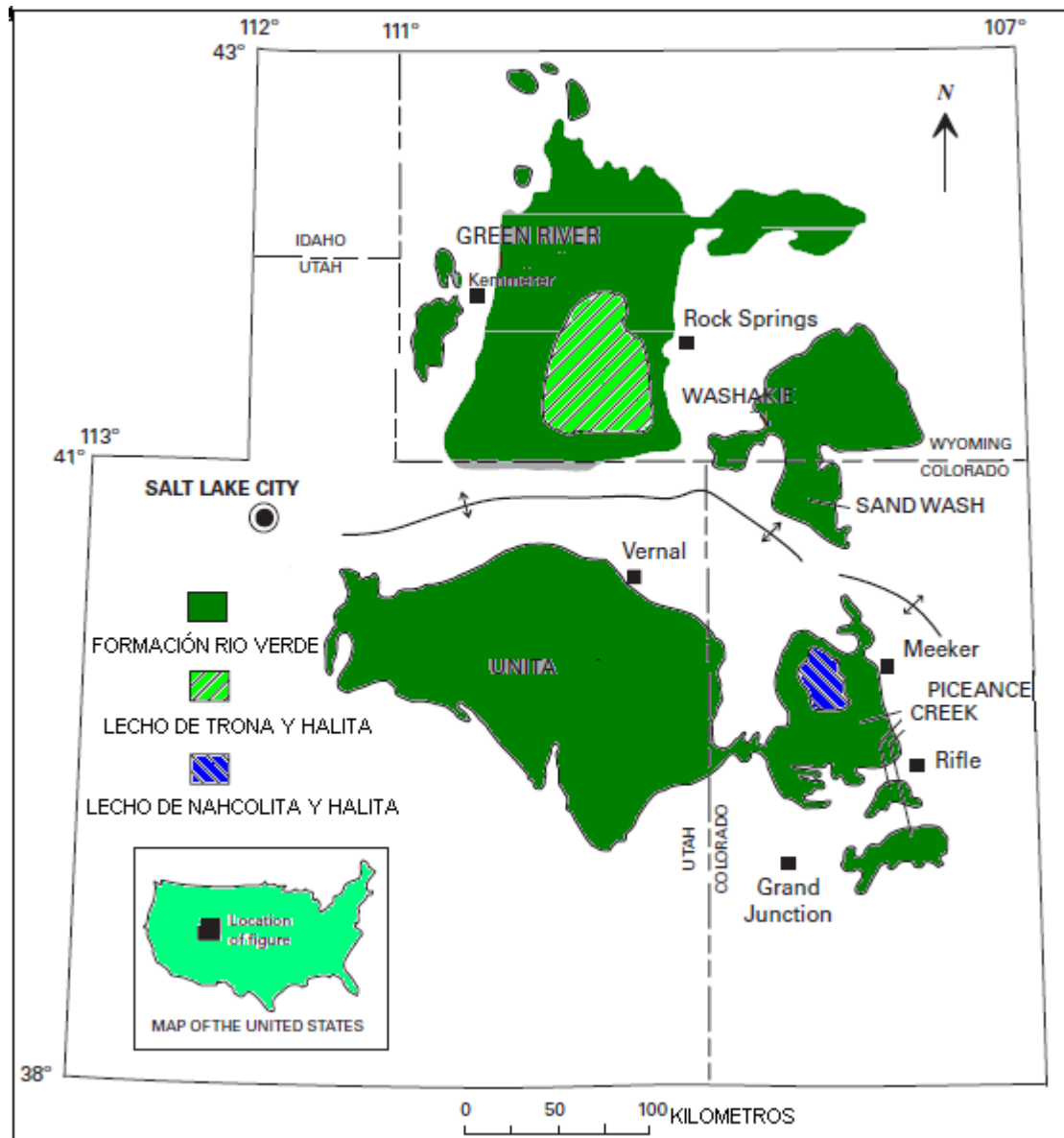
por un mar poco profundo de gran tamaño. El Oil shale se cree que ha sido el resultado de la deposición lenta de algas planctónicas en condiciones tranquilas. En algunas zonas cercanas a la costa, la mezcla orgánica que ayudó a formar el Oil shale contiene sedimentos ricos en materia orgánica proveniente del aumento de las montañas de los Apalaches.

### **2.5.5.1 Formación del Río Verde.**

El Oil shale en la Formación del Río Verde se encuentra en cinco cuencas sedimentarias: Green River, Uinta, Piceance Creek, Sand Wash y Washakie. Las tres primeras han sido objeto de investigación significativa y los intentos de comercializar las reservas de Oil shale han sido desde la década de 1960. La Formación del Río Verde incluye los depósitos de los dos grandes lagos que cubrían una superficie de más de 65.000 km<sup>2</sup> durante el período Eoceno temprano a medio. Estas cuencas fueron separadas por el levantamiento *Uinta Mountain* y el anticlinal axial de la cuenca. Para los períodos significativos a lo largo de sus 10 millones de años de vida, los lagos se convirtieron en sistemas cerrados que permiten muchos cambios en el tamaño, salinidad y sedimentos de la deposición. El Oil shale es el resultado de abundantes algas verde-azuladas que prosperaron en los lagos durante esos momentos.

Las variaciones en la cantidad de flujo de las aguas causó grandes expansiones y contracciones de los lagos como lo demuestra las intercalaciones generalizadas de estratos margosos lacustres con lechos de tierra derivadas de areniscas y limolitas, durante épocas áridas, los lagos se contraían, y las aguas se convirtieron cada vez más salinas y alcalinas, el agua del lago, aumento su contenido en carbonatos de sodio y cloruro, mientras que los menos solubles Ca + Mg + Fe carbonatos se precipitaron en sedimentos orgánicos ricos y durante los períodos más secos, las aguas del lago llegaron a salinidades suficientes para precipitar los lechos de nahcolite, halita, y trona.

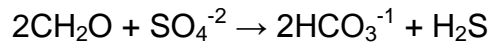
Gráfica 17. Áreas de la formación Rio Verde.



**Fuente.** Modificada de: Dyni, J.R. *Geology and resources of some world oil-shale deposits*: U.S. Geological Survey Scientific. Investigations Report 2005–5294. 2006. p.28.

Las aguas intersticiales de sedimentos fueron lo suficientemente salinas para precipitar cristales diseminados de *nahcolite*, *shortite* y *dawsonita* junto con una gran cantidad de carbonato authigenico y otros minerales de silicato (Milton,

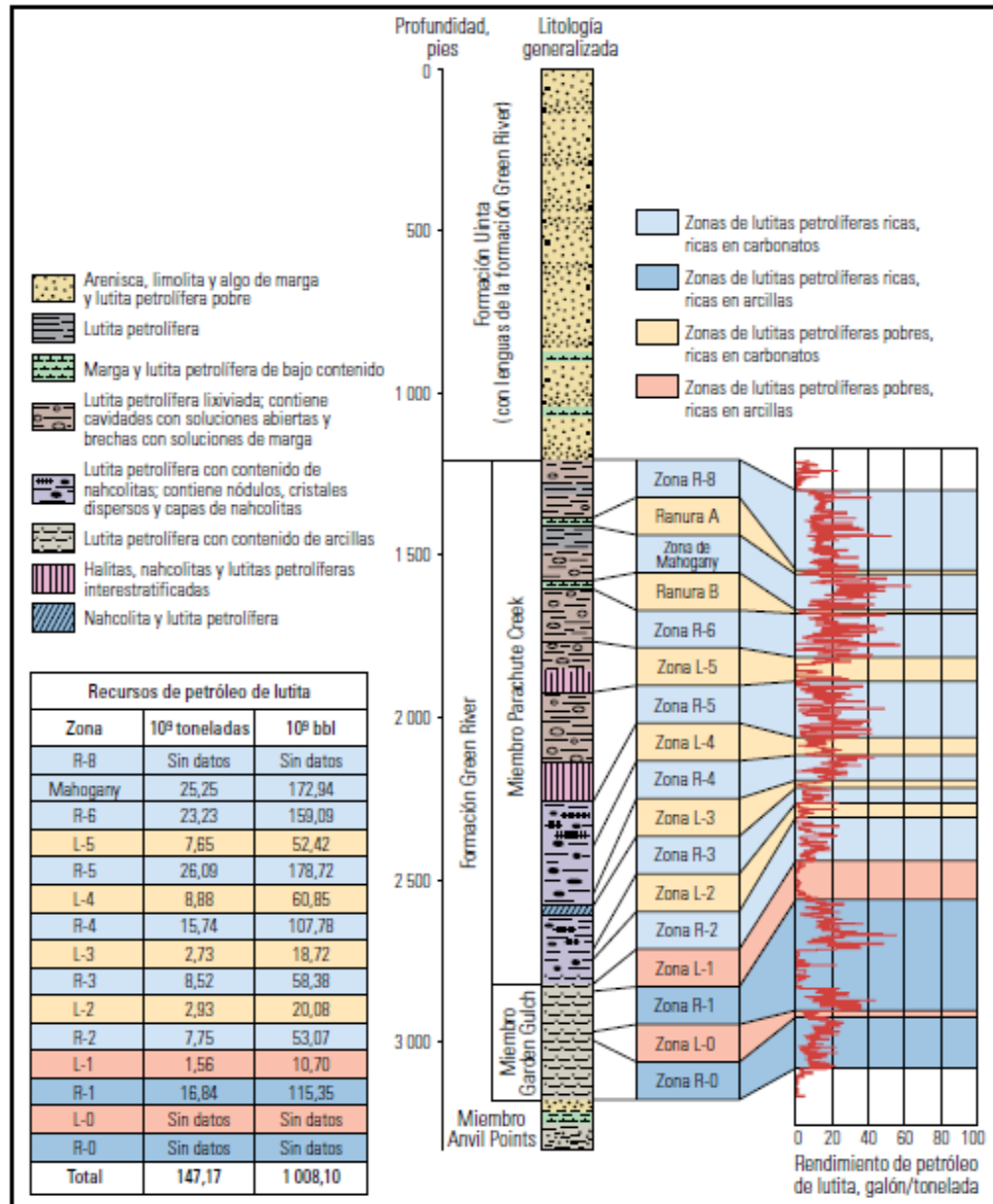
1977). Un aspecto destacable de la mineralogía es la falta de minerales de sulfato autigénicos. Aunque el sulfato era probablemente un anión importante en las aguas que entraban en los lagos, el ión sulfato fue presumiblemente consumido totalmente por las bacterias reductoras de sulfato en las aguas y sedimento del lago, de acuerdo con la siguiente reacción de oxidación-reducción generalizada:



Se observa que se forman dos moles de bicarbonato por cada mol de sulfato que se reduce. El sulfuro de hidrógeno podría reaccionar con el Fe<sup>++</sup> disponible y precipitar en forma de minerales de sulfuro de hierro o escapar de los sedimentos como un gas. Otras fuentes importantes de carbonato de calcio incluyen carbonato secretor de algas, la hidrólisis de silicatos, y la aportación directa de los arroyos afluentes.

Las cálidas aguas alcalinas del lago del Eoceno en los lagos de Green River proporciono excelentes condiciones para el crecimiento abundante de algas verde-azules (cianobacterias) que se cree es el principal precursor de la materia orgánica en el Oil shale. Durante las épocas de aguas refrescantes, los lagos fueron anfitriones de una variedad de peces, rayas, bivalvos, gasterópodos, ostrácodos y otra fauna acuática. Áreas periféricas a los lagos mantuvieron un conjunto amplio y variado de plantas terrestres, insectos, anfibios, tortugas, lagartos, serpientes, cocodrilos, aves y numerosos animales mamíferos.

**Gráfica 18.** Sección estratigráfica generalizada de la Formación del Río Verde y rocas asociadas en la parte norcentral de la Cuenca Piceance Creek, al noroeste de Colorado, Estados Unidos.

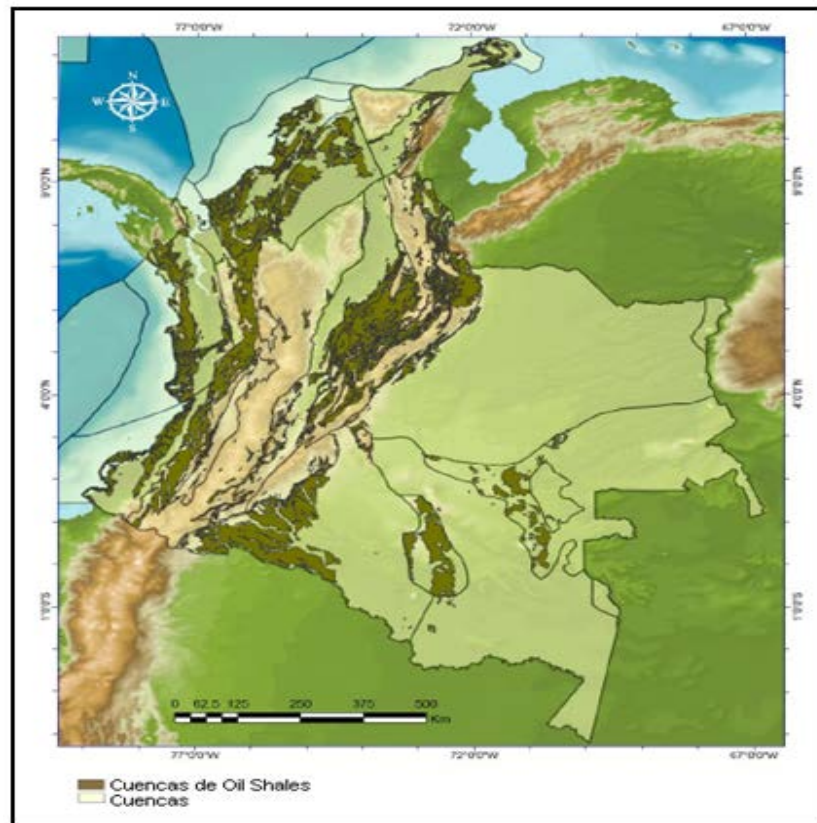


**Fuente.** Modificada de: Dyni, J.R. *Geology and resources of some world oil-shale deposits: U.S. Geological Survey Scientific. Investigations Report 2005–5294. 2006. p.30.*

### 3. OIL SHALE EN COLOMBIA.

La presencia de Oil Shale en Colombia se restringe principalmente a rocas del Mesozoico tardío y Cenozoico,<sup>46</sup> esto teniendo en cuenta lo siguiente: La Cartografía Geológica (INGEOMINAS, 2007), El Atlas Geoquímico (ANH, 2010), Pruebas de pirólisis y TOC y a que los Oil Shales son shales, lodolitas y lodos ricos en materia orgánica.

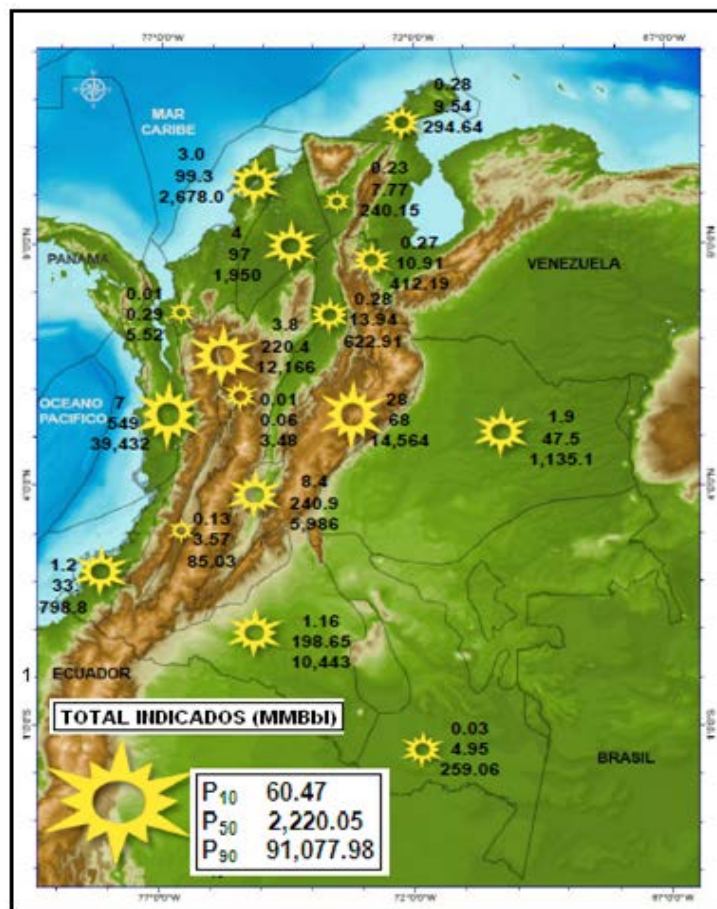
**Gráfica 19.** Presencia de Oil Shale en Colombia.



**Fuente.** Carlos A. Vargas. Potencial de hidrocarburos en Colombia. Departamento de Geociencias. Universidad Nacional de Colombia – Sede Bogotá. 2011.

<sup>46</sup>Carlos A. Vargas. Potencial de hidrocarburos en Colombia. Departamento de Geociencias. Universidad Nacional de Colombia – Sede Bogotá. 2011.

**Gráfica 20.** Recursos de Oil Shale en Colombia.



**Fuente.** Carlos A. Vargas. Potencial de hidrocarburos en Colombia. Departamento de Geociencias. Universidad Nacional de Colombia – Sede Bogotá. 2011.

### 3.1. PROYECTO DE OIL SHALE EN COLOMBIA.

En abril de 2012 Carrao Colombia y ExxonMobil Exploration Colombia Limited firmaron un contrato de exploración y explotación de Oil shale en la cuenca valle medio del magdalena, el cual se presentó a la opinión pública mediante un comunicado de prensa<sup>47</sup>. Del cual se cita lo más relevante para este trabajo.

<sup>47</sup>Disponible en: [http://www.canacolenergy.co/upload/news\\_release/150/01/abril-4-2012-farmout-canacol-a-exxon-mobil.pdf](http://www.canacolenergy.co/upload/news_release/150/01/abril-4-2012-farmout-canacol-a-exxon-mobil.pdf).

CALGARY, ALBERTA – (4 de abril de 2012)

Canacol Energy Ltd. se complace en anunciar que su subsidiaria Carrao Energy Sucursal Colombia (Carrao Colombia), 100% de su propiedad, ha ingresado a un acuerdo privado para la participación de intereses o “*farm-out agreement*” (FOA) con ExxonMobil Exploration Colombia Limited, una subsidiaria 100% de la propiedad de ExxonMobil Corporation, para la exploración del contrato, *no-operado*, de Exploración y Producción (E&P) VMM2 de la Canacol, ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en Colombia.

El contrato E&P VMM2, es uno de los tres contratos adyacentes en los cuales Canacol tiene participaciones y representa 126,000 acres netos, los cuales exponen a Canacol a un potencial Oil shale play no convencional. Con 91 millones de dólares en caja, caja equivalente y caja restringida, a 31 de diciembre de 2011, y un sólido flujo de caja generado por los activos productores de crudo en Colombia, Canacol se mantiene totalmente fondeada para ejecutar sus programas de exploración y desarrollo para el 2012.

Charle Gamba, Presidente de Canacol, comentó, “ExxonMobil, siendo la compañía de petróleo y gas pública más grande en el mundo, trae experiencia significativa, tecnología, investigación y recursos financieros a este acuerdo de operación conjunta de Shale Oil con Canacol. Estamos entusiasmados de trabajar con el equipo de ExxonMobil para explorar el importante potencial de shale Oil en el contrato VMM2. Al mismo tiempo, Canacol ha decidido mantener el 100% de su participación en el contrato adyacente E&P Santa Isabel, con el fin de captar todo el potencial del bloque, en caso que el play pruebe ser comercial en los bloques adyacentes VMM2 o VMM3”.

### 3.1.1. Principales términos y condiciones.

Conforme a los términos del FOA, ExxonMobil asumirá el costo de la perforación y prueba de hasta 3 pozos, con el fin de probar los objetivos convencionales y no convencionales en las formaciones La Luna y Rosa blanca, siendo estas dos rocas fuente de crudo probadas en el área. Los primeros dos pozos serán pozos verticales, mientras que el tercer pozo posiblemente será un pozo horizontal con fracturación multi-etapa. Se estima que en el primer pozo los intervalos prospectivos La Luna y Rosa blanca sean corazonados y registrados y que en el segundo pozo se realicen las estimulaciones y pruebas de fluidos.

En el caso en que Exxon Mobil decida seguir adelante con el tercer pozo, este pozo posiblemente será un pozo horizontal con fracturación multi-etapa. Bajo los términos del contrato, ExxonMobil pagará el 100% de los costos de estos 3 pozos, hasta un tope de \$15 millones de dólares por cada uno de los primeros dos pozos, y un tope de \$ 17.5 millones de dólares por el tercer pozo, si este es un pozo horizontal lateral que exceda 400 pies de longitud lateral, y \$ 15 millones, si este es otro pozo vertical. Así mismo, Exxon Mobil pagará a Canacol \$ 2.2 millones de dólares en la ejecución del FOA por costos anteriores relacionados con la adquisición de sísmica 3D en el bloque durante el 2011.

El total de la inversión potencial en este bloque es de \$ 50 millones de dólares aproximadamente. En retorno, ExxonMobil recibirá el 50%, del 40% de participación que Canacol tiene en el contrato. Vetra se mantendrá como operador del bloque VMM2 durante el periodo de exploración y espera iniciar la perforación del primer pozo exploratorio a finales del 2012. La asignación formal de las participaciones tal y como son contempladas en la transacción, incluyendo el 20% de participación de Canacol, están pendientes de la aprobación por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia.

### **3.1.2. Oil Shale de Canacol.**

Canacol cuenta con los siguientes contratos:

VMM2 (20% de participación, 7,561 acres netos), VMM3 (20% de participación, 16,622 acres netos), Santa Isabel (100% de participación, 101,542 acres netos).

#### **3.1.2.1. Contrato E&P VMM2.**

Ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, el contrato E&PVMM2 es uno de tres contratos adyacentes que exponen a Canacol a una zona potencialmente grande de acumulaciones de Oil Shale, en las formaciones cretáceas de gran espesor La Luna y Rosa blanca, análogas a la formación Eagle Ford. La Luna, catalogada como una de las rocas fuente más productivas en el mundo, es también la principal roca fuente en la cuenca Maracaibo en Venezuela, la cual contiene más de 250 billones de barriles de crudo recuperable.

Históricos pozos verticales perforados en la roca fuente La Luna, en los campos cercanos Totumal y Butarama en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, han probado tasas de flujo natural de hasta 900 barriles de crudo liviano por día de shales fracturados en La Luna, tal y como fue el pozo Butarama 2 probado en 1953 por Intercol. En el último año, este tipo de play no convencional ha recibido una importante atención por parte de operadores de talla internacional y es un área de énfasis para la próxima Ronda de Adjudicación Colombia 2012.

Acorde a la ANH, aproximadamente el 30% de los más de 110 nuevos contratos E&P planeados para la Ronda de Adjudicación Colombia 2012, tienen exposición de alguna manera a un potencial de recursos no convencionales. Adicionalmente, para 2015 Ecopetrol tiene un objetivo de producción de 25,000 barriles por día de shale fairway no convencional en el Valle Medio del Magdalena.

### **3.1.2.2. Contrato E&P VMM3.**

Efectivo a enero del 2012, Shell-Colombia adquirió el 100% de participación en el contrato E&P VMM-3. Shell-Colombia ha adquirido compromisos de trabajo por \$50 millones de dólares aproximadamente, los cuales incluyen todos los costos para la adquisición de sísmica y la perforación de tres pozos de exploración. Efectivo a 2014, Canacol tiene la opción de ejercer un 20% de participación en el contrato E&P VMM-3, sin ningún costo adicional.

La opción cero costo de Canacol para ejercer la participación del 20% en el contrato E&P VMM-3, le permite a la Corporación no solamente mantener una participación importante en el potencial del cretáceo profundo de VMM-3, sino a su vez de beneficiarse de tener un operador de talla mundial, como es Shell-Colombia, explorando en el área. Adicionalmente, Canacol espera capturar la información de las actividades de Shell-Colombia, con el fin de mitigarlos riesgos de exploración y desarrollo del contrato adyacente E&P Santa Isabel, en el cual la Corporación tiene una participación del 100%.

En la segunda mitad del 2012, la Corporación planea perforar 1 pozo somero de exploración en su contrato operado Santa Isabel, con 100% de participación, teniendo como objetivo un reservorio somero de arenas convencionales terciarias, el cual es productor en campos cercanos.

### **3.1.2.3. Contrato E&P Santa Isabel.**

Canacol mantiene el 100% de participación en el contrato “E&P” Santa Isabel y planea perforar un pozo de exploración durante el segundo semestre del 2012. En el caso en que los pozos de exploración de shales del cretáceo en los bloques adyacentes VMM2 y VMM3 prueben ser exitosos, Canacol habrá mantenido una

exposición importante y el potencial en el “*play*” en el contrato en el que mantiene el 100% de participación.

### **3.1.3. Evaluación realizada por GLJ Petroleum Consultants Ltd.**

Canacol contrató a GLJ Petroleum Consultants Ltd., con el fin de realizar una evaluación independiente del “petróleo inicial in-situ por descubrir” (UPIIP) para la participación de Canacol en los contratos E&P VMM-2 y Santa Isabel del Valle Medio del Magdalena, efectiva a 31 de diciembre de 2011. GLJ llevó a cabo la evaluación, acorde con las definiciones de recursos y reservas, los estándares y procedimientos del Manual de Evaluación de Petróleo y Gas Canadienses (COGE). El manual COGE define UPIIP como:

“Petróleo inicial in-situ por descubrir (UPIIP), (equivalente a los recursos por descubrir) es la cantidad de petróleo estimado, en determinada fecha, para ser contenido en acumulaciones que aún no han sido descubiertas. La porción recuperable de petróleo inicial in-situ por descubrir “UPIIP”, se refiere como Recursos Prospectivos; el restante será referido como no-recuperable.”

GLJ ha dado estimaciones baja, mejor, alta y promedio \* de UPIIP para las formaciones de shale La Luna y Rosa Blanca.

Las estimaciones de UPIIP fueron realizadas utilizando información técnica y de tierra, la cual incluye información de pozo, de ingeniería, de geología y de geofísica, que Canacol tenía disponible a 31 de diciembre de 2011. No hay certeza que alguna porción de los recursos sea descubierta. De ser descubierta, no hay certeza de la viabilidad comercial para producir alguna porción de los recursos.

**Tabla 5.** Petróleo inicial in-situ por descubrir. Contrato Santa Isabel.

<b>Contrato E&amp;P Santa Isabel. Canacol Participación 100%. UPIIP (Mambla).</b>				
	Baja	Mejor	Alta	Promedio
<b>La Luna superior</b>	337.5	739.2	1,292.6	879.1
<b>La Luna</b>	332.5	743.7	1,456.9	915.3
<b>Rosa Blanca</b>	318.9	665.9	1,208.6	792.0

**Fuente.** Modificada de comunicado de prensa de CANACOL ENERGY LTD.

**Tabla 6.** Petróleo inicial in-situ por descubrir. Contrato VMM-2.

<b>Contrato E&amp;P VMM- 2. Canacol Participación 20% UPIIP (MMbbl).</b>				
	Baja	Mejor	Alta	Promedio
<b>La Luna superior</b>	105.7	230.5	401.6	273.8
<b>La Luna</b>	83.7	186.7	366.1	230.0
<b>Rosa Blanca</b>	24.9	51.2	93.9	61.4

**Fuente.** Modificada de comunicado de prensa de CANACOL ENERGY LTD.

\*La estimación baja es considerada como una estimación conservadora sobre la cantidad que en realidad será recuperada. Es posible que las cantidades remanentes en realidad recuperadas excedan la estimación baja. Si se usaran métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad del 90% ( $P_{90}$ ) de que las cantidades en realidad recuperadas sean iguales o excedan la estimación baja.

**Tabla 7.** Petróleo inicial in-situ por descubrir. Total Contrato Santa Isabel y VMM-2.

<b>Santa Isabel y VMM-2.Participación total de Canacol UPIIP (MMbbl).</b>				
	Baja	Mejor	Alta	Promedio
<b>La Luna superior</b>	443.2	969.7	1,694.2	1,152.9
<b>La Luna</b>	416.2	930.4	1,823.0	1,145.3
<b>Rosa Blanca</b>	343.8	717.1	1,302.5	853.4

**Fuente.** Modificada de comunicado de prensa de CANACOL ENERGY LTD.

\* La mejor estimación es considerada como la mejor estimación sobre la cantidad que en realidad será recuperada. Es igualmente posible que las cantidades remanentes en realidad recuperadas excedan o sean menores que la mejor estimación. Si se usaran métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad del 50% ( $P_{50}$ ) de que las cantidades en realidad recuperadas sean iguales o excedan la mejor estimación.

\*La estimación alta es considerada como una estimación optimista sobre la cantidad que en realidad será recuperada. Es poco posible que las cantidades remanentes en realidad recuperadas excedan la estimación alta. Si se usaran métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad del 10% ( $P_{10}$ ) de que las cantidades en realidad recuperadas sean iguales o excedan la estimación alta.

\*La estimación promedio es el promedio aritmético de la asignación probabilística.

## 3.2 CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.

Charle Gamba, Presidente de Canacol Energy Ltd., comentó, “El valor de las tierras en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena que muestren un potencial de recursos prospectivos no convencionales ha aumentado 7 veces, de \$125/acre aproximadamente a más de \$700/acre, en menos de un año.”

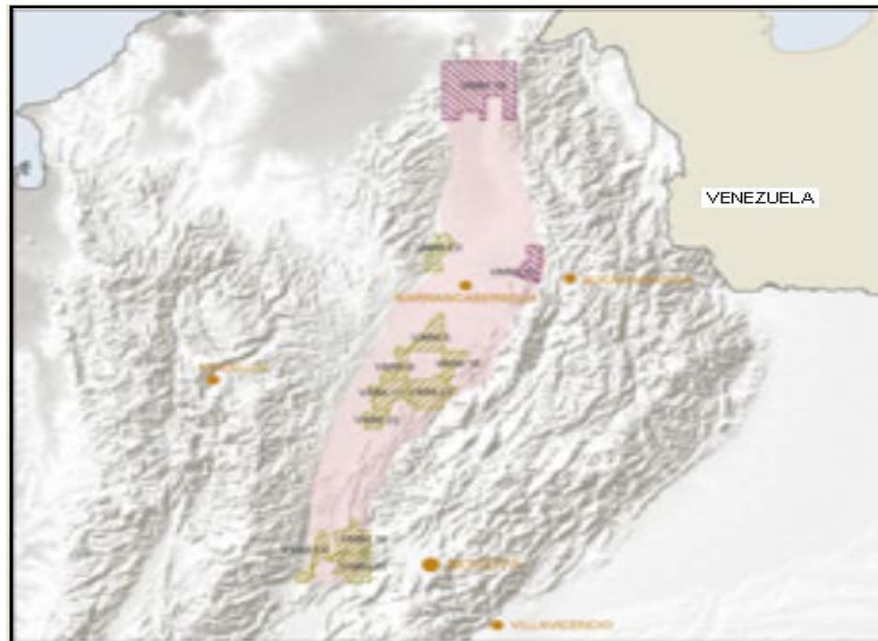
### 3.2.1 Generalidades.

La Cuenca Valle Medio del Magdalena posee una extensión de 32 949 km<sup>2</sup>. Está localizada a lo largo de la porción central del valle del río Magdalena entre las cordilleras Central y Oriental en los Andes colombianos.<sup>48</sup> La exploración de hidrocarburos ha sido orientada principalmente a la identificación de trampas estructurales en depósitos cenozoicos. Las trampas estratigráficas no han sido estudiadas en detalle. La secuencia cretácica está compuesta por depósitos calcáreos y siliciclásticos de origen marino a transicional. En contraste, las rocas cenozoicas fueron acumuladas principalmente en ambientes continentales (abanicos aluviales y depósitos fluviales con alguna influencia marina). Tres fases de deformación han sido reconocidas: 1) Fase extensional, 2) Cabalgamiento y 3) Transcurrencia, relacionadas con la mayor parte de las trampas de la cuenca.

Esta cuenca limita al sureste con el sistema de Fallas de Bituima y La Salina, al Norte con el sistema de fallas del Espíritu Santo, al Oeste con el onlap de sedimentos Neógenos sobre la Serranía de San Lucas y el basamento de la Cordillera Central. Al sur con el cinturón plegado de Girardot y al Noreste con el sistema de fallas de Bucaramanga – Santa Marta. Es una cuenca madura, con alta producción desde el año 1.918 y una amplia gama de crudos (13-45° API). Cuenta con 99 campos y unas reservas de 3.337 MBPE (IHS, 2008).

<sup>48</sup> ANH. Open Round Colombia 2010.

**Gráfica 21.** Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



**Fuente.** ANH. Open Round Colombia 2010.

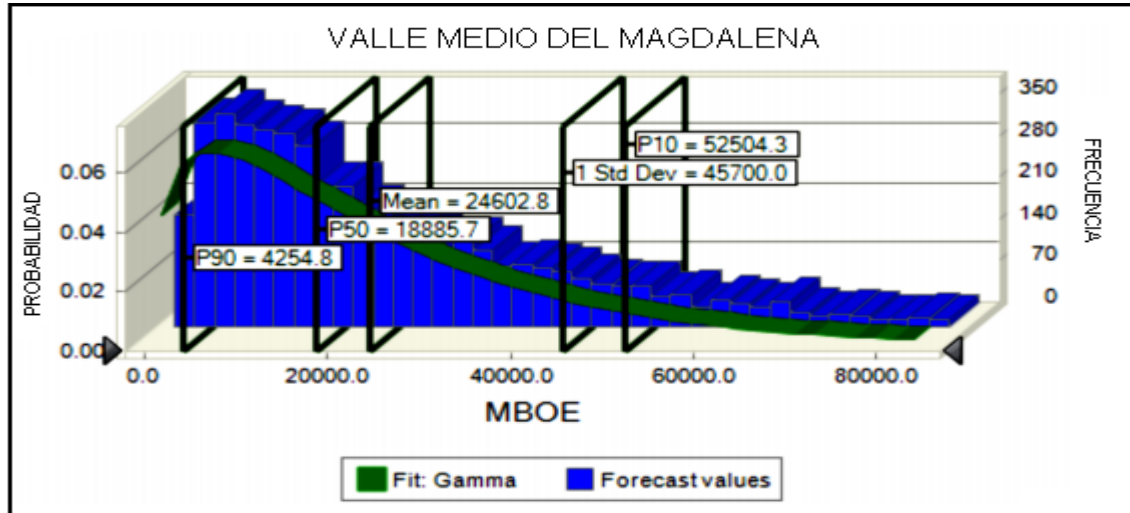
Los resultados de la sísmica reciente (Regional Transandina, ANH-2006) sugieren importantes yacimientos en profundidad (rocas pre-paleógenas fracturadas y trampas estructurales hacia las estribaciones de la Serranía de San Lucas). Las estimaciones de Monte Carlo realizadas en este trabajo indican un potencial promedio de 24.602,8 MBPE.<sup>49</sup>

### 3.2.2 Geología Del Petróleo.

Después de casi un siglo de exploración en la cuenca, se han descubierto cerca de 2412 MBP y 2,5 TPCG en 51 campos. Dentro de ellos, La Cira-Infantas es el primer campo gigante descubierto en Colombia.

<sup>49</sup> Vargas Jiménez, C. A. Nuevos aportes a la estimación del potencial de hidrocarburos en Colombia.2009.

**Gráfica 22.** Resultados de la simulación por el método de Monte Carlo para la cuenca de Valle Medio del Magdalena.



**Fuente.** Modificada de: Vargas Jiménez, C. A. Nuevos Aportes A La Estimación Del Potencial De Hidrocarburos En Colombia.2009. P.37.

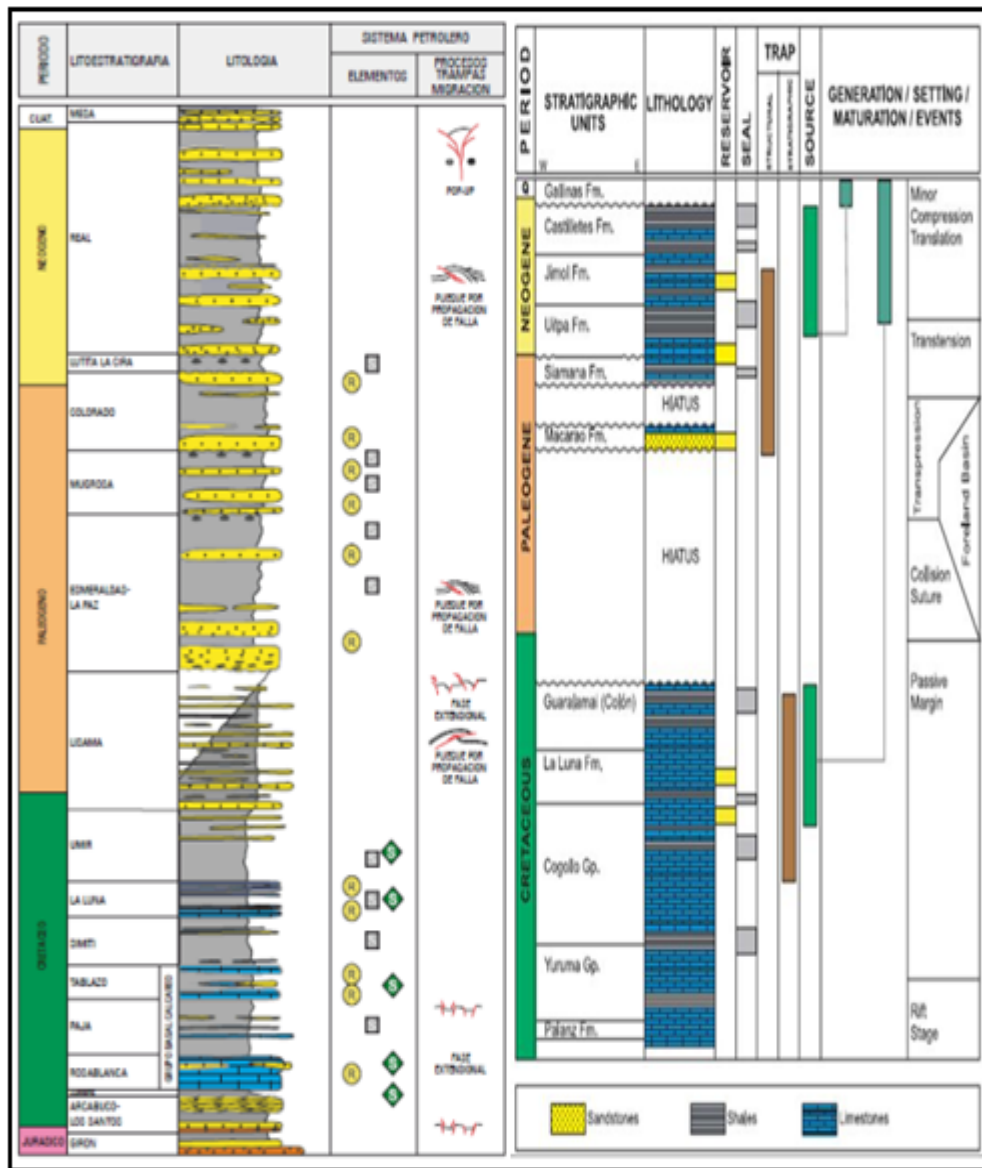
### 3.2.2.1 Roca Generadora.

Las principales rocas fuente en la cuenca fueron depositadas durante dos eventos anóxicos globales y corresponden a las calizas y lutitas de las formaciones La Luna, Simití y Tablazo. Su kerógeno es de tipo II, el TOC oscila entre 1 y 6%, y la reflectancia de vitrinita ( $R_o$ ) es de 1,1 – 1,2 %.

### 3.2.2.2 Migración.

La discordancia del Eoceno produce un sistema de rutas de migración apropiado para el transporte de los hidrocarburos. Se han identificado tres tipos: 1) Migración vertical directa de los hidrocarburos generados en la formación La Luna hacia la discordancia del Eoceno. 2) Migración lateral a lo largo de las areniscas del Eoceno. 3) Migración vertical a través de superficies de falla en áreas donde la Formación La Luna no está en contacto con la discordancia del Eoceno.

Gráfica 23. Columna Estratigráfica Generalizada de la cenca VMM.



Fuente. ANH. Open Round Colombia 2010.

### 3.2.2.3 Roca Reservorio.

El 97% del petróleo probado en la cuenca proviene de areniscas continentales cenozoicas (Formaciones Lisama, Esmeraldas, La Paz, Colorado y Mugrosa), con promedios de porosidad entre 15-20% y permeabilidad de 20-600 md. Los

depósitos calcáreos fracturados (Grupo Calcáreo Basal y Formación La Luna) poseen un importante potencial exploratorio; sin embargo, no han sido estudiados en detalle.

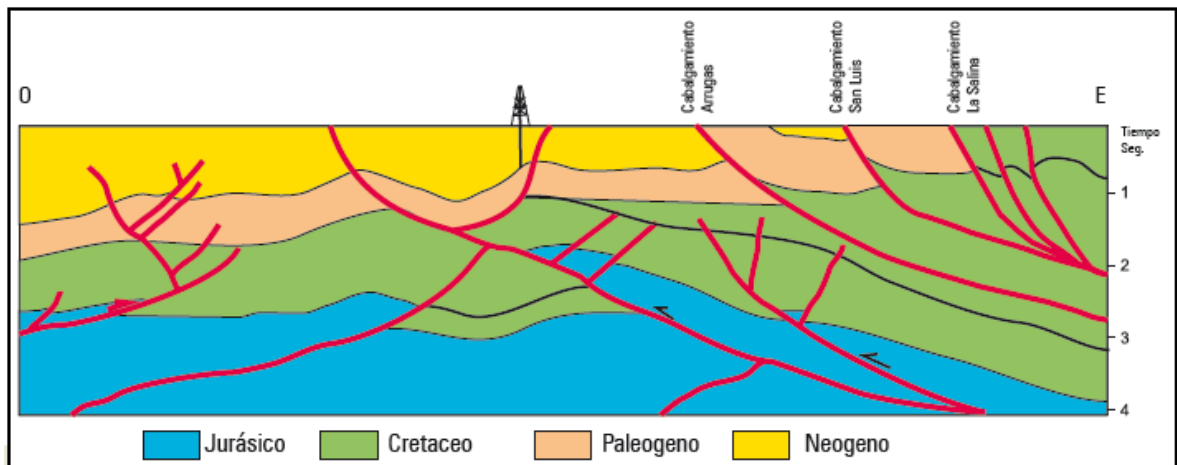
### 3.2.2.4 Roca Sello.

Las lutitas marinas de las formaciones Simití y Umir representan los sellos de los potenciales reservorios cretácicos. En contraste, las arcillolitas plásticas continentales de las formaciones Esmeraldas y Colorado constituyen los sellos para los reservorios cenozoicos.

### 3.2.2.5 Trampas.

Cuatro importantes tipos de trampas han sido identificadas: 1) Pliegues contraccionales asociados a fallas bajo superficies de cabalgamiento. 2) Estructuras “dúplex” de cabalgamiento con cierre independiente. 3) Cierres dependientes de falla. 4) Trampas en el lado bajo de las fallas sellantes.

**Gráfica 24.** Sección Transversal Esquemática de la cenca VMM.



**Fuente.** ANH. Open Round Colombia 2010.

### 3.2.3 Geoquímica.

Aceites pesados a normales predominan en la cuenca. No hay una relación directa entre la gravedad API y la profundidad del reservorio. Los aceites de esta cuenca son de calidad regular a buena con tendencia a bajas gravedades API, debido a los procesos de biodegradación. En la parte central de la cuenca (campo La Cira Infantas), existen aceites crudos afectados por procesos de biodegradación que han removido los alcanos normales. En algunos pozos como La Cira-1153, se observan aceites muy livianos adicionados durante un segundo pulso de generación.

La madurez de las muestras varía en la ventana de generación desde inmadura a generadora de gas. La madurez incrementa en la Formación Simití y el Grupo Calcáreo Basal. El kerógeno predominante es Tipo II. En la actualidad la Formación La Luna es la unidad con el mejor potencial de generación de hidrocarburos.<sup>50</sup>

### 3.2.4 Prospectividad.

La Cuenca Valle Medio del Magdalena es la más explorada de Colombia y es aún una de las áreas más prolíficas. 51 campos de petróleo han sido descubiertos en sedimentos cenozoicos. Sin embargo, quedan aún por explorar los objetivos cretácicos en carbonatos. Así mismo, las trampas de carácter estratigráfico del Mioceno superior-Eoceno como son los sobre lapamientos, los valles de incisión y las truncaciones podrían representar un importante objetivo exploratorio. El potencial exploratorio de la Cuenca Valle Medio del Magdalena se estima entre 8000 MBP (alto) y 600 MBP (bajo).<sup>51</sup>

<sup>50</sup> ANH. Disponible en: <http://ns2.mottif.com/region.php?id=51&dec=64>

<sup>51</sup> ANH. Disponible en: <http://ns2.mottif.com/region.php?id=51&dec=66>

**Tabla 8.** Propiedades de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

<b>CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA</b>				
<b>Reservas petróleo descubiertas (MBPE)</b>	<b>Reservas de gas recuperadas (GPC)</b>	<b>Porosidad (%)</b>	<b>Sw</b>	<b>B<sub>oi</sub></b>
1.900	2,5	12 - 25%	5-95%	1,06 – 1,51
<b>Tipo de Cuenca</b>	<b>Campos Descubiertos</b>	<b>Pozos</b>	<b>Área (Ha)</b>	<b>Espesor promedio reservorio (pies)</b>
Poli-histórica, apertura de rift/Antepaís fracturado	51	296	3.294.942	163 - 500
<b>Roca fuente</b>	<b>Migración</b>	<b>Roca reservorio</b>	<b>Sello</b>	<b>Trampa</b>
Formaciones: La Luna, Simití y tablazo.	Migración vertical directa por la inconformidad del Eoceno o a través de fallas y migración lateral a lo largo de arenas del Eoceno.	Formación Lisama, Esmeraldas- La Paz, y Colorado- Mugrosa, la Luna, Umir, Barco.	Formaciones Esmeraldas, Colorado. Potencialmente los shales de las formaciones Simití y Umir.	1) Fallas relacionadas a pliegues bajo superficies de cabalgamiento, 2) Estructuras dúplex con cierres de falla independientes, 3) Cierres estructurales donde los estratos de los yacimientos buzan contra las fallas, 4) Trampas en el bloque colgante de las fallas sellantes.

**Fuente.** Modificada de: Vargas Jiménez, C. A. Nuevos Aportes A La Estimación Del Potencial De Hidrocarburos En Colombia.2009. p.27.

#### 4. EVALUACIÓN DE LAS PROPIEDADES DE LOS OIL SHALES.

En este capítulo se presenta una descripción de las propiedades de los Oil shales como función del grado, la temperatura y presión, esto haciendo uso de la literatura disponible, además de describir los procesos para su evaluación. El estudio de estas se realiza para determinar las condiciones óptimas de producción. La siguiente tabla muestra algunas propiedades de los Oil shales a condiciones normales.

**Tabla 9.** Algunas propiedades de los Oil shales.

PROPIEDADES DE LOS OIL SHALES					
Densidad (g/cm <sup>3</sup> )	Porosidad (%)	Velocidades de ondas longitudinales (Km/s)		Permeabilidad (Darcys)	
1.6-2.7	0.3-40	1.4-5.7		10 <sup>-7</sup> -10 <sup>-13</sup>	
Resistividad eléctrica (Ω.m)	Dureza Escala de Mohs	Difusividad térmica. (Pie <sup>2</sup> /h)	Calor específico. (BTU/lb-°F)		Conductividad térmica (BTU/h-pie-°F)
100-3000	2-7.5	0.0216-0.0307	0.192-0.213		0.603-0.6975
Resistencia a la compresión (MPa)	Resistencia a la tracción (MPa)	Abrasividad	Modulo de Young (GPa)		Coeficiente de Poisson (r)
			Estático	Dinámico	
9.8-245.2	1.47-19.6	No abrasiva blanda	5.8-38.2	9.8-68.6	0.01-0.31

**Fuente.** Los autores. Datos seleccionados a partir de: Miguel A. Rodríguez Estudio de la estabilidad de taludes mediante software. Universidad de Oviedo. Argentina 2008. Vitoria Martínez Laura del valle, "Estudio de la metodología de ensayos de compresión triaxial para la determinación de los módulos elásticos sobre muestras de lutitas de pozos petroleros" Universidad de Oriente. Puerto la Cruz Venezuela 2009. Y Marcel Hürlimann.

#### 4.1 PROPIEDADES MECÁNICAS.

Las propiedades mecánicas de los Oil shales están en función de la temperatura y presión que reciben, del análisis de esto surge el modelo de explotación in situ.

Los datos existentes sugieren una correlación positiva entre el grado de Oil shale y el coeficiente de Poisson, mientras que la resistencia a la tracción y compresión, así como el módulo de elasticidad muestran correlaciones negativas. Estas propiedades se ven fuertemente afectadas por la temperatura, un aumento de esta da como resultado la pérdida de resistencia y disminución en el módulo de Young. La resistencia sigue una disminución logarítmica con el aumento de temperatura, en función de los grados. El flujo mejora a temperaturas elevadas.<sup>52</sup> La extrapolación de los datos de laboratorio a campo sugiere que la tracción de fractura puede producirse más fácilmente durante la generación de petróleo, y que el flujo es más promisorio en los Oil shales que en cualquier otra roca a esta profundidad. Son necesarios muchos más experimentos para ratificar estas afirmaciones.

Como ya se ha mencionado los Oil shales pueden producir cantidades comerciales de petróleo, siendo su gran limitante los problemas ambientales y de rendimiento, además de los precios de petróleo. También se ha dicho que debido a la disminución de hallazgos de reservas de petróleo, los Oil shales se han vuelto atractivos como fuente alternativa de combustible de hidrocarburos por tres razones. En primer lugar, los vastos recursos existentes y la mayoría de ellos ya son conocidos. En segundo lugar, la mayoría de los Oil shales están a poca profundidad (<2 km). Por tanto, su explotación, requiere de maquinaria menos sofisticada y menos inversión de capital. Finalmente, a diferencia de la generación

<sup>52</sup> E. Esemé, J. L. Urai, B. M. Krooss, R. Littke. Review of Mechanical Properties of Oil Shales: Implications for Exploitation and Basin Modelling.

natural, donde se pierde mucho petróleo, la explotación cuidadosa puede dar lugar a un mayor rendimiento relativo.

Las propiedades mecánicas de los Oil shales varían dependiendo del tipo de Oil shale por eso el uso globalizado de estas propiedades solo es posible en términos cualitativos. Para el caso de minería subterránea de room and pillar, los estudios de estas propiedades son limitados, esto puede ser explicado por 1) El comportamiento del Oil shale es muy complejo a altas temperaturas, 2) El pequeño número de ensayos realizados, y 3) Las limitaciones de la tecnología disponible para llevar a cabo estos experimentos. Es aquí donde el estudio de estas se realiza para determinar u optimizar el proceso de retorting. Después de 1980, la investigación sobre el Oil shale se ha centrado principalmente en retorting de superficie en países como Estonia, Japón e Israel<sup>53</sup>, con muy poco énfasis en las propiedades mecánicas.

#### **4.1.1 Efecto de la composición sobre las propiedades mecánicas.**

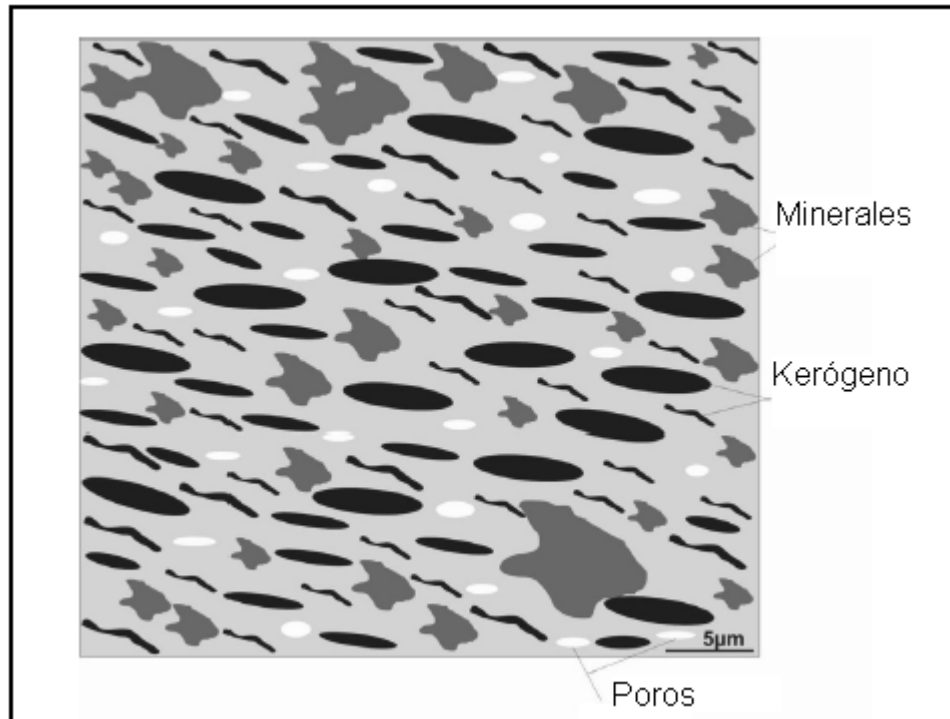
Como se menciona en capítulos anteriores los Oil shales constan de minerales de composición variable mezclados con materia orgánica que ocurren comúnmente finamente dispersados en la matriz o en láminas delgadas. Para permitir una apreciación de su complejo comportamiento especialmente a alta temperatura, es útil considerar un Oil shale como un material de tres fases. Estas fases (minerales, kerógeno y relleno de poro) se esbozan en la gráfica 25.

La mayoría de propiedades mecánicas dependen mucho de las fracciones en volumen de estas fases. La mayoría de los estudios sobre las propiedades mecánicas de los Oil shales van acompañados por una indicación del contenido de materia orgánica. Comúnmente, el parámetro indicado es el rendimiento de

<sup>53</sup>Reinsalu, E. Eighty anniversary of oil-shale mining in Estonia // Oil Shale. 1996. Vol. 13, No. 3. P. 161–170.

aceite dado en galones por tonelada (GPT, 1G = 4,2 L) determinada por la técnica del ensayo normalizado Fischer (calentar 100 g de roca triturada a 500°C).

**Gráfica 25.** Principales Componentes Volumétricos de los Oil Shales.



**Fuente.** Modificada de: E. Esemé, J. L. Urai, B. M. Krooss, R. Littke. Review of Mechanical Properties of Oil Shales: Implications for Exploitation and Basin Modelling.

Los Oil shales están constituidos por partículas de grano muy fino (<2 micras) con cantidades variables de limo (2-60 micras) y arena fina (> 60 micras). La porosidad varía de casi cero a más del 30% con tamaños de poro que varían de 2 a 50 nm. Baja porosidad se asocia generalmente con alto contenido de materia orgánica, pero la composición mineral y los procesos diagenéticos también tienen un efecto. La permeabilidad intergranular de los Oil shales es muy baja, debido a los tamaños de poros muy pequeños.

#### 4.1.2 Relación entre el Contenido de Materia Orgánica con las Propiedades Mecánicas.

La Gráfica 26 muestra la relación entre la densidad de grano y la fracción de volumen de la materia orgánica para seis Oil shales (Torbanite, Posidonia, Messel, Himmetoglu y Condor) estudiados por Esemé<sup>54</sup>. La relación se describe mediante una ecuación lineal propuesta por Smith<sup>55</sup>:

$$O_c = 164.8 - 60.6\rho_m \quad (1)$$

Donde  $O_c$  es la fracción de volumen de la materia orgánica (en%) y  $\rho_m$  es la densidad de grano en  $\text{g/cm}^3$ .

Para shales de muy baja porosidad, esta fracción de volumen de la materia orgánica ( $O_c$ , %) se relaciona con el rendimiento de aceite ( $M$ , GPT).

$$O_c = \frac{164.9 M}{M + 111.8} \quad (2)$$

Esta ecuación solo es válida para algunos Oil shales, porque además del rendimiento depende de otros factores como; la densidad y la fracción de minerales inorgánicos (entre 2 y 3 hasta  $5,0 \text{ g/cm}^3$  para pirita). También depende de la densidad de Kerógeno (entre  $1,0$  y  $1,3 \text{ g/cm}^3$ ), así como la densidad del aceite generado ( $0,7-0,9 \text{ g/cm}^3$ ). Además, se ve afectado por la porosidad y la eficiencia de conversión de kerógeno dependiendo del proceso de retorta. Estos Oil shales contienen los tipos de kerógeno I y II que tras la conversión completa pueden perder entre 70% en peso (tipo I) y 50% en peso (tipo II)<sup>56</sup>.

Por tanto, mientras el conocimiento del contenido de materia orgánica es importante, la fracción de volumen que se puede perder debido a la conversión

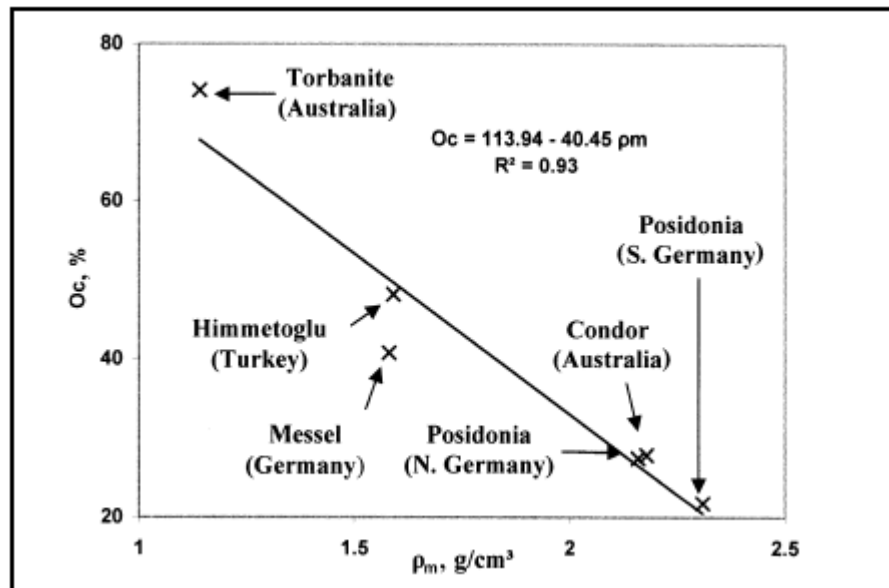
<sup>54</sup>Esemé, E., Littke, R., Krooss, B. M. Factors controlling the thermo-mechanical deformation of oil shales: implications for mudstone compaction and exploitation // Marine and Petroleum Geology. 2006. Vol. 23, No. 7. P. 715–734.

<sup>55</sup>Smith. J. W. Relationship between rock density and volume of organic matter in oil shales // Laramie Energy Research Center Report of Investigations 76/6, 1976.

<sup>56</sup>Bordenave, M. L., Espitalié, J., Leplat, P., Oudin, J. L., Vandenbroucke, M. Screening techniques for source rock evaluation. In: Bordenave, M. L. (Ed): Applied Petroleum Geochemistry. Éditions Technip, Paris, 1993. P. 217–278.

completa y la expulsión es otro factor importante. La grafica 27 muestra la densidad de grano versus el rendimiento de aceite por algunos Oil shales de los EE.UU. estudiados por Agapito y Hardy<sup>57</sup>. Las muestras estudiadas por Esemé calculadas con base en la Ecuación 2 se muestran en comparación en líneas fragmentadas. Aunque una sola ecuación no es válida para todos los Oil shales, lo que sí se puede asegurar es que la densidad de grano disminuye al aumentar el volumen de materia orgánica y el grado del Oil shale.

**Gráfica 26.** Plot de densidad de grano en función del volumen de materia orgánica para seis Oil shales.



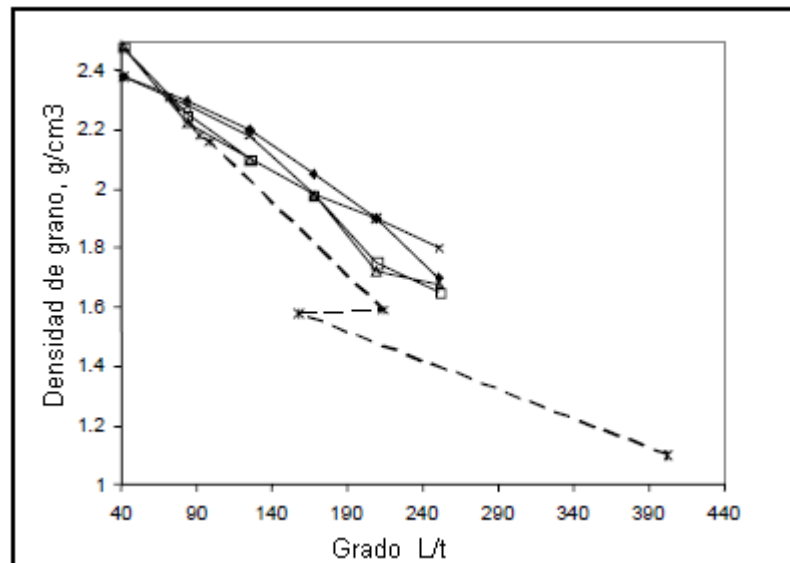
**Fuente.** Modificada de: E. Esemé, J. L. Urai, B. M. Krooss, R. Littke. Review of Mechanical Properties of Oil Shales: Implications for Exploitation and Basin Modelling.

La resistencia a la tracción también se correlaciona con el grado y disminuye con el aumento del contenido orgánico. Aunque hay una escasez general de datos relacionados con la resistencia a la fractura de los Oil shales, investigaciones de

<sup>57</sup>Agapito, J., Hardy, M. Induced horizontal stress method of pillar design in oil shale // Proc. 15th Oil Shale Symposium, Colorado School of Mines, Golden, 1982. P. 191–197.

Schmidt y Young<sup>58</sup> sugieren que las propiedades de fractura pueden mostrar correlaciones positivas o negativas al grado, dependiendo de la mineralogía de la roca.

**Gráfica 27.** Variación de la densidad en función del grado (L/t) de Oil shales estadounidenses adaptadas de Agapito y Hardy, en comparación con los Oil shales estudiados por Eseme.



**Fuente.** Modificada de: E. Eseme, J. L. Urai, B. M. Krooss, R. Littke. Review of Mechanical Properties of Oil Shales: Implications for Exploitation and Basin Modelling.

Todas las propiedades están fuertemente correlacionadas con el grado excepto la cohesión (C) y la resistencia a la tracción (UT) que tienen valores similares para ambas muestras. La resistencia a la compresión (no confinado) (UCS) disminuye al disminuir el índice de carga, mientras que el módulo de Young (E) aumenta de forma no lineal con aumento de la presión de confinamiento. La disminución de la UCS y el E con el crecimiento del grado es de acuerdo a los datos por Agapito y Hardy, el coeficiente de Poisson ( $\nu$ ) muestra un aumento con el grado a temperatura ambiente. La UCS, E y  $\nu$  también muestran variaciones que no están

<sup>58</sup>Young, C., Trent, B. C., Patti, N. C. Stratigraphic variations in fracture properties. In: Chong, K. P., Smith, J. W. (Eds): Mechanics of oil shale. Elsevier, 1984. P. 291–335.

relacionadas con variaciones en grado sino que reflejan diferencias en la composición y la historia geológica. Las variaciones en los datos de submuestras de los mismos Oil shales que no están relacionados con el grado son presumiblemente debido a la variación en las propiedades (heterogeneidad) de la materia orgánica.

**Tabla 10.** Las propiedades mecánicas de dos grados de Oil shale de los EE.UU. a temperatura ambiente.

Propiedad	Unidades	Lean Shale Bajo grado	Rich Shale Alto grado
Contenido de carbono orgánico	Vol. %	20	50
Rendimiento Aceite	L/t	63	210
Densidad de grano	g/cm <sup>3</sup>	2,4	1,8
Porosidad	%	0	0
Módulo de Young	GPa	16 ± 2	4,5 ± 0,5
Resistencia a la compresión (no confinado)	MPa	125 ± 25	50 ± 30
Coefficiente de Poisson		0,2	0,35
Ángulo de fricción	°	40,5 ± 0,5	20
Cohesión	MPa	28 ± 7	28 ± 7
Resistencia a la tracción	MPa	13 ± 1	9,5 ± 1,5

**Fuente.** Modificada de: E. Esemé, J. L. Urai, B. M. Krooss, R. Littke. Review of Mechanical Properties of Oil Shales: Implications for Exploitation and Basin Modelling.

#### 4.1.3 Evolución de las propiedades mecánicas al aumentar la temperatura.

En los Oil shales, la mayor parte de los poros están llenos de aire o humedad. Tras el calentamiento, las diversas formas de agua se liberan y se vaporizan hidrocarburos ligeros, logrando temperaturas más altas el kerógeno se deforma plásticamente y se descompone en última instancia. Después de la expulsión inicial de agua de los poros y, posiblemente, un poco de agua estructurada a partir de minerales, tales como esmectita, y la descomposición térmica de minerales como nahcolite, el kerógeno rinde más a la deformación que la mayoría de los minerales. El bitumen se transforma en kerógeno y puede fluir dentro de los poros, dependiendo de la distribución de kerógeno en la matriz y su proximidad a los poros.

Esto resulta en una pérdida de volumen de la parte de la fase de soporte de carga dejando sólo el carbono residual después de la expulsión. La deformación volumétrica inicial depende de la porosidad, contenido de materia orgánica y el tipo, así como la mineralogía. La pérdida parcial de la fase de soporte de carga se acompaña de disminución de la resistencia a la tracción y módulo de elasticidad, así como en la resistencia a la compresión.

Las propiedades mecánicas de los esquistos bituminosos por tanto, dependen tanto de factores intrínsecos y extrínsecos. En el inicio de la calefacción, las propiedades mecánicas se ven afectadas por la expansión térmica de los minerales, de ablandamiento de kerógeno y el desarrollo de la presión de poro. A alta temperatura, el flujo de kerógeno y su deformación plástica influyen en estas propiedades. Esto es debido a que la descomposición del kerógeno genera porosidad (y permeabilidad) junto con un fluido en los poros. La diferencia entre estas tasas de generación, en combinación con la evolución de la permeabilidad del sistema, determina la presión del fluido de los poros.

**Tabla 11.** Las propiedades mecánicas de dos grados de Oil shale de los EE.UU. a altas temperaturas.

Propiedad	Unidades	Lean Shale Bajo grado	Rich Shale Alto grado
Contenido de carbono orgánico	Vol. %	20	50
Rendimiento Aceite	L/t	63	210
Densidad de grano	g/cm <sup>3</sup>	2,4	1,8
Porosidad	%	0	0
Módulo de Young	GPa	16 ± 2	4.5 ± 0.5
Resistencia a la compresión (no confinado)	MPa	125 ± 25	50 ± 30
Coefficiente de Poisson		0,2	0,35
Ángulo de fricción	°	40,5 ± 0,5	20
Cohesión	MPa	28 ± 7	28 ± 7
Resistencia a la tracción	MPa	13 ± 1	9,5 ± 1,5

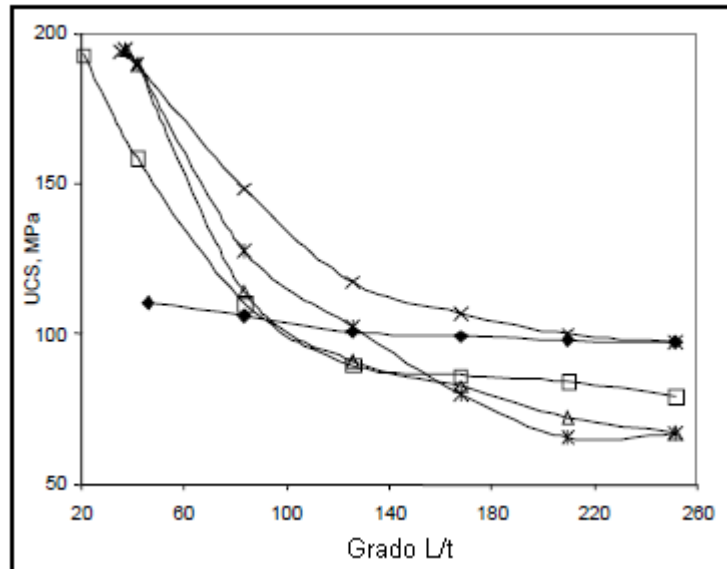
**Fuente.** Modificada de: E. Esemé, J. L. Urai, B. M. Krooss, R. Littke. Review of Mechanical Properties of Oil Shales: Implications for Exploitation and Basin Modelling.

La tabla 11 muestra un resumen de los valores recomendados para las propiedades mecánicas de los Oil shales a temperaturas elevadas. Al aumentar la temperatura, estas propiedades son cada vez más difíciles de describir utilizando parámetros como E, UCS, C y  $\nu$ . Todos los parámetros de resistencia disminuirán al aumentar la temperatura.

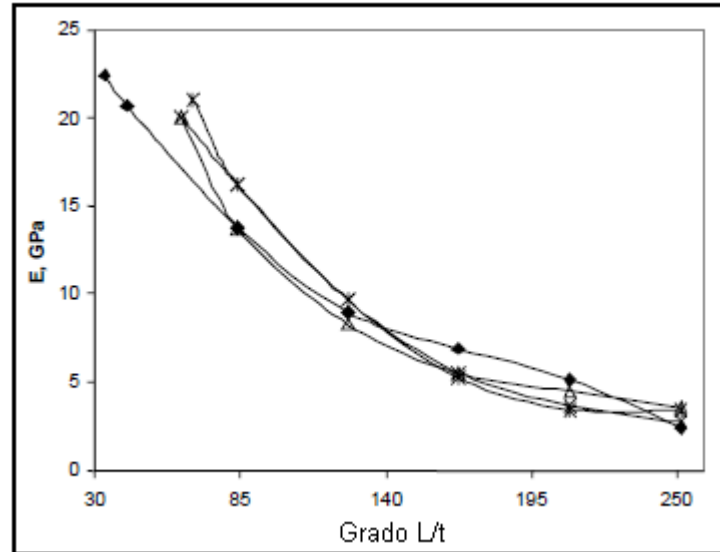
Complicaciones adicionales pueden derivarse de la presencia de compuestos tales como nahcolite y lawsonite que se descomponen a temperaturas inferiores a 450°C dando lugar a alteraciones de la porosidad total y la presión de poro de una manera compleja. El estudio de estas hasta ahora es empírico debido a su alta complejidad, a pesar de esta complejidad, unas tendencias generales son evidentes. La resistencia, módulos de elasticidad y velocidades acústicas de los Oil shales disminuyen con el aumento de grado y de temperatura.

Las siguientes graficas muestran la evolución de algunas propiedades mecánicas de los Oil shales en función de la temperatura.

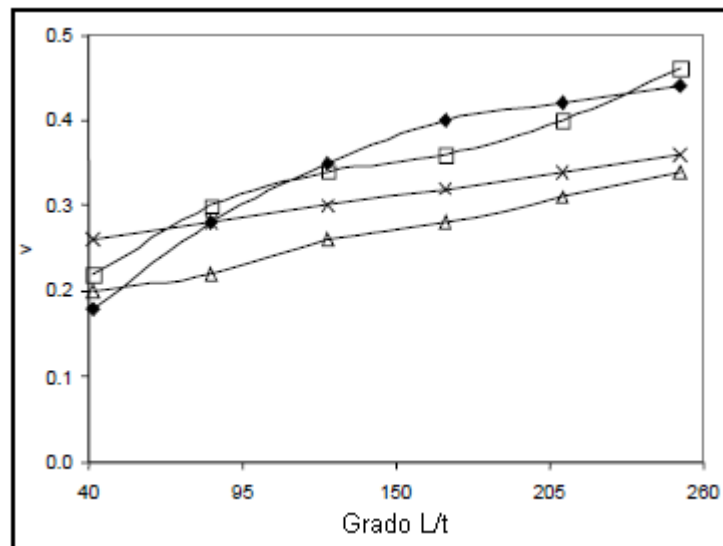
**Gráfica 28.** Resistencia a la compresión en función del grado del Oil shales estadounidenses.



**Gráfica 29.** Variación en el módulo de elasticidad en función del grado de los Oil shale estadounidenses, con base en datos de Agapito y Hardy.



**Gráfica 30.** Coeficiente de Poisson en función del grado de los Oil shale estadounidenses, con base en datos de Agapito y Hardy.



**Fuente.** Modificadas de: E. Esemé, J. L. Urai, B. M. Krooss, R. Littke. Review of Mechanical Properties of Oil Shales: Implications for Exploitation and Basin Modelling.

## 4.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS.

Dentro de las propiedades petrofísicas de los Oil shales las más importantes a la hora de evaluar reservas y métodos de extracción son el grado de Oil shale y la madurez térmica de la materia orgánica.

### 4.2.1 Determinación del grado de Oil shale.

El grado del Oil shale ha sido determinado por muchos métodos y los resultados se expresan en una variedad de unidades. Un método consiste en determinar el poder calorífico del Oil shale con un calorímetro. Los resultados se expresan en Btu/lb de Oil shale, calorías por gramo (cal/g), kilocalorías por kilogramo (Kcal/kg), megajulios por kilogramo (MJ/Kg), entre otras. El poder calorífico es útil para determinar la calidad de los Oil shales que se queman directamente en una planta de energía para producir electricidad. Aunque el poder calorífico de un Oil shale dado es una propiedad útil y fundamental de la roca, esta no proporciona información sobre las cantidades de shale Oil o gas combustible que otro Oil shale pueda producir.

Otro método para determinar el grado de un Oil shale es medir su rendimiento en una retorta de laboratorio. Este es quizás el tipo de análisis más común que se utiliza en la actualidad para evaluar un Oil shale.

El método de uso común en los Estados Unidos es el llamado "Ensayo de Fischer modificado", desarrollado en Alemania por Franz Joseph Emil Fischer y Hans Schrader para estudio del carbón, en 1949 fue adaptado para evaluar el rendimiento de los Oil shales por K. E. Stanfield y I. C. Frost, y luego mejorado por la Oficina de Minas de EE.UU. para el análisis de los Oil shales de la Formación del Río Verde. La técnica fue posteriormente estandarizada por la *American*

*Society for Testing and Materials Method D-3904-80 (1984)*<sup>59</sup>. Algunos laboratorios han modificado adicionalmente el método de Ensayo de Fischer para evaluar mejor los diferentes tipos de Oil shale y los diferentes métodos para procesarlo.

#### **4.2.1.1 Métodos para determinar el grado de Oil shale.**

##### **4.2.1.1.1 Método del ensayo de Fischer.**

El método estandarizado Ensayo de Fischer consiste en el calentamiento de una muestra de 100 gramos triturada (< 2,38 mm), en una retorta de aluminio pequeña a 500 °C a una tasa de 12 °C por minuto y se mantiene a esa temperatura durante 40 minutos. Los vapores destilados de petróleo, gas, y agua, se pasan a través de un condensador y se enfrían con agua helada en un tubo de centrifuga graduado, el aceite y el agua se separan por centrifugación. Las cantidades reportadas son los porcentajes en peso de shale Oil, agua, shale residuo, y "gas plus perdido" por diferencia.

El método de ensayo de Fischer tiene algunos inconvenientes. Este no determina la energía total disponible en el Oil shale. Cuando el Oil shale es calentado, la materia orgánica se descompone en petróleo, gas, y un residuo de carbono que permanece en el Oil shale calentado. Las cantidades de gases individuales incluyendo hidrocarburos, hidrógeno, y dióxido de carbono normalmente no se determinan, pero se informa colectivamente como "gas plus perdido", que es el 100% en peso menos la suma de los porcentajes en peso de aceite, agua, y shale residuo. Los tipos y cantidades de los gases del "gas plus perdido" no son determinados. Algunos Oil shale pueden tener un mayor potencial energético que el reportado por el método de ensayo Fischer si las cantidades de los componentes del "gas plus perdido" se conocieran.

---

<sup>59</sup> J. R. Dyni. Geology and Resources of some World Oil-Shale Deposits. 2003.

El método de ensayo de Fischer no necesariamente indica la cantidad máxima de aceite que puede ser producido por un Oil shale dado. Algunos métodos de retorting, tales como el proceso de Tosco II, son conocidos por producir en exceso de 100% del rendimiento reportado por el ensayo de Fischer. De hecho, los métodos especiales de retorting, tal como el proceso Hytort, puede aumentar los rendimientos de petróleo de algunos Oil shales hasta en un 300 a 400% del rendimiento del ensayo de Fischer.<sup>60</sup> En el mejor de los casos, el método de ensayo de Fischer sólo se aproxima a la energía potencial de un yacimiento de Oil shale.

Las nuevas técnicas para la evaluación del potencial del Oil shale incluyen el Rock-Eval y el "balance de materia", métodos de ensayo de Fischer. Ambos dan una información más completa sobre el grado de Oil shale, pero el número de este tipo de análisis es aún pequeño. El ensayo modificado de Fischer, o variaciones similares de este método, sigue siendo la principal fuente de información para la mayoría de los depósitos.

Sería útil desarrollar un método de ensayo simple y fiable para la determinación del potencial de energía de un Oil shale, que incluya el poder calorífico, y las cantidades de aceite, agua, gases combustibles incluyendo el hidrógeno, y el carbono que aún permanece en la muestra.

#### **4.2.1.1.2 Método de Pirólisis Rock Eval.**

La pirólisis Rock Eval se utiliza para identificar el tipo y la madurez de la materia orgánica y para detectar el potencial de petróleo en los sedimentos. Esta se hace usando el modulo Delsi-Nermag Rock Eval II Plus TOC. Las muestras elegidas

---

<sup>60</sup>Dyni, J.R., Anders, D.E., and Rex, R.C., Jr. 1990. Comparison of hydroretorting, Fischer assay, and Rock-Eval analyses of some world oil shales

para medirse en la Rock Eval suelen ser submuestras a partir del material liofilizado previamente molido para análisis en el culombímetro.

El método de pirólisis Rock Eval (RE) consiste en un calentamiento a temperatura programada (en un horno de pirólisis) en una atmósfera inerte (helio) de una muestra pequeña (~ 100 mg) para determinar cuantitativa y selectivamente: (1) los hidrocarburos libres contenidos en la muestra y (2) el hidrocarburo y el oxígeno que contienen los compuestos (CO<sub>2</sub>) que se volatiliza durante el craqueo de la materia orgánica no extraíble en la muestra (kerógeno).

El programa de temperatura del horno de pirólisis es el siguiente: durante 3 min, el horno se mantiene isotérmicamente a 300°C y los hidrocarburos libres se volatilizan y se miden como el pico S1 (medido con un Detector de ionización de llama.). La temperatura se aumenta de 300° a 550°C (a 25 °C/min). Esta es la fase de volatilización de los compuestos hidrocarburos muy pesados (> C<sub>40</sub>), así como el craqueo de la materia orgánica volátil. Los hidrocarburos liberados de este craqueo térmico se miden como el pico S2. La temperatura a la que S2 alcanza su máximo depende de la naturaleza y la madurez del kerógeno y se llama Tmax. El CO<sub>2</sub> emitido del craqueo del kerógeno está atrapado en el rango de 300° - 390°C. La trampa se calienta, y el CO<sub>2</sub> se libera y se detecta en un detector de conductividad térmica durante el enfriamiento del horno de pirólisis (pico S3).<sup>61</sup>

En resumen, los cuatro parámetros básicos obtenidos por pirólisis son los siguientes:

S1 = la cantidad de hidrocarburos libres (gas y petróleo) en la muestra (en miligramos de hidrocarburos por gramo de roca). Si S1 > 1 mg/g, puede ser indicativo de una buena roca generadora de aceite. S1 normalmente aumenta con la profundidad. La contaminación de las muestras con los fluidos de perforación y

<sup>61</sup>Eseme E.Oil shales: Compaction, Petroleum Generation and Expulsion.

el lodo pueden dar un valor anormalmente alto de  $S1.S1 >1$  mg/g valor mínimo para rocas generadoras buenas.

$S2$  = la cantidad de hidrocarburos generados a través de craqueo térmico de la materia orgánica volátil (mg HC/g de roca).  $S2$  es una indicación de la cantidad de hidrocarburos que la roca potencialmente puede producir pero el entierro y la maduración debe continuar. Este parámetro normalmente disminuye con la profundidad de enterramiento mayores a 1km.  $S2 \geq 5$  mg/g valor mínimo para rocas generadoras buenas.

$S3$  = la cantidad de  $CO_2$  (en miligramos de  $CO_2$  por gramo de roca) producido durante la pirólisis del kerógeno.  $S3$  es una indicación de la cantidad de oxígeno en el kerógeno y se utiliza para calcular el índice de oxígeno. La contaminación de las muestras se puede sospechar si se obtienen valores de  $S3$  anormalmente altos. Las altas concentraciones de carbonatos que se descomponen a temperaturas inferiores a  $390^\circ C$  también harán que los valores de  $S3$  sean más altos de lo esperado.

$T_{max}$  = la temperatura a la que se produce la liberación máxima de hidrocarburos a partir de grietas de kerógeno durante la pirólisis (parte superior del pico  $S2$ ).  $T_{max}$  es una indicación de la etapa de maduración de la materia orgánica.

El aparato de RE II también se puede utilizar para determinar el TOC de la muestra mediante la oxidación (en un horno de oxidación se mantiene a  $600^\circ C$ ) de la materia orgánica restante en la muestra después de la pirólisis (carbono orgánico residual). El TOC se determina entonces mediante la adición del carbono orgánico residual detectando el carbono orgánico pirolizado, que a su vez se mide a partir de los compuestos de hidrocarburos que salen de la pirólisis.

El tipo y la madurez de la materia orgánica en las rocas generadoras de petróleo se pueden caracterizar a partir de datos de pirólisis Rock Eval utilizando los siguientes parámetros que son mediciones derivadas de RE.

HI = Índice de hidrógeno ( $HI = [100 \times S2]/TOC$ ). El índice de hidrógeno es una medida de la riqueza de hidrógeno de la roca madre, y cuando el tipo de kerógeno es conocido puede ser utilizado para estimar la madurez térmica de la roca. Cuando se trazan contra el índice de oxígeno (OI), el HI se puede utilizar para proporcionar una evaluación del potencial de petróleo crudo en una roca madre, este varía típicamente de aproximadamente 100 a 600 en muestras geológicas.

OI = Índice de oxígeno ( $OI = [100 \times S3]/TOC$ ). OI Este parámetro mide la riqueza de oxígeno de una roca fuente y puede ser utilizado en conjunto con el índice de hidrógeno para estimar la calidad y la madurez térmica de rocas de origen. Este índice es poco fiable en las rocas con alto contenido de carbonatos. Los valores altos de OI ( $> 50$  mg/g) son característicos de hidrocarburos inmaduros. Los valores de OI varían de alrededor de 0 a ~ 150.

PI = Índice de producción ( $PI = S1 / [S1+S2]$ ). PI se usa para caracterizar el nivel de evolución de la materia orgánica. El índice de producción es la relación de hidrocarburo ya generado a potencial de hidrocarburos. Proporciones bajas indican ya sea inmadurez extrema o materia orgánica muy madura. Proporciones altas indican la etapa de madurez o de contaminación por hidrocarburos o aditivos que emigraron de la perforación. El PI aumenta de manera constante con la profundidad y la generación de hidrocarburos asociados.

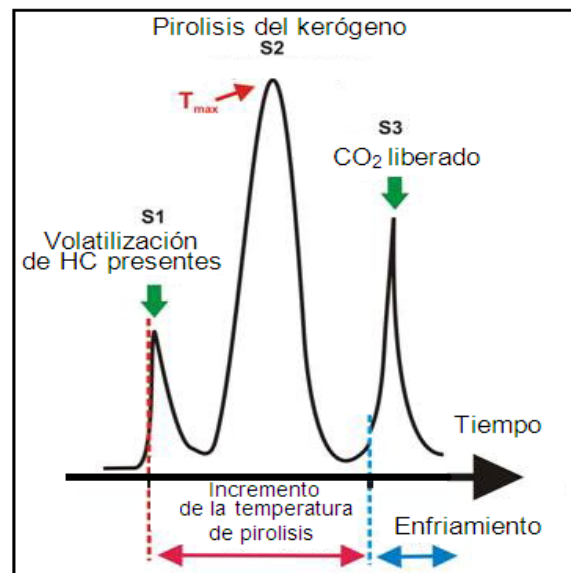
PC = carbono pirolizable ( $PC = 0,083 \times [S1+S2]$ ). PC corresponde al contenido de carbono de los hidrocarburos volatilizados y pirolizado durante el análisis.

La maduración de la materia orgánica puede ser estimada por (1) la ubicación de HI y OI y (2) rango de Tmax. Una Tmax = 400°C - 430°C representa la materia

orgánica inmadura;  $T_{max} = 435^{\circ}\text{C} - 450^{\circ}\text{C}$  representa zona de aceite o madura;  $T_{max} > 450^{\circ}\text{C}$  representa la zona muy madura.

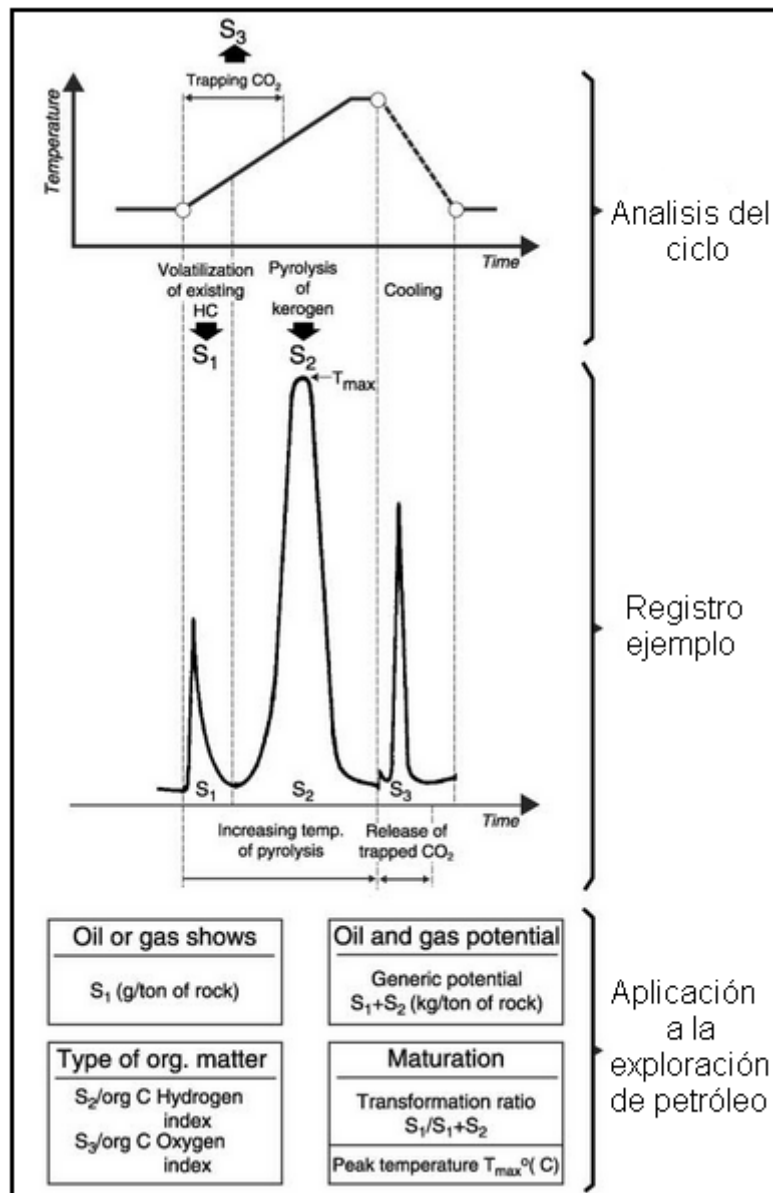
Rock Eval pirólisis no se utiliza normalmente para tomar decisiones en tiempo real de perforación a causa de la extensa preparación, corrida, y el tiempo de interpretación de la prueba.

**Gráfica 31.** Ejemplo de un registro Rock Eval.



**Fuente.** Modificada De: Esemé E. Oil shales: Compaction, Petroleum Generation and Expulsion.

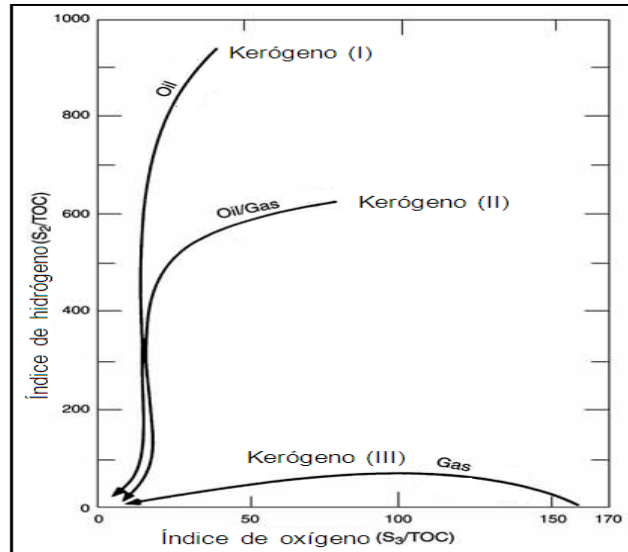
Gráfica 32. Datos a partir de un Registro de pirólisis Rock Eval.



**Fuente.** Modificada De: Vargas Carlos A. Potencial de hidrocarburos en Colombia, Potencial de Petróleo de Shales en Colombia. 2011.

En esta gráfica se pueden observar los picos y todos los datos que brinda un registro de pirólisis Rock-Eval. Rock-Eval es una marca registrada del Instituto Francés del Petróleo.

**Gráfica 33.** Diagrama tipo Van Krevelen de Índice de hidrogeno vs índice de oxígeno tomados a partir de datos de pirólisis Rock Eval.



**Fuente.** Modificada De: Esem Emmanuel. Oil shales: Compaction, Petroleum Generation and Expulsion.

#### 4.2.2 Madurez térmica de la materia orgánica.

La madurez térmica de un Oil shale se refiere al grado de alteración de la materia orgánica debido al calentamiento geotérmico. Si el Oil shale se calienta a temperaturas suficientemente altas, como puede ser el caso de un Oil shale enterrado profundamente, la materia orgánica se puede descomponer para formar petróleo y gas. Bajo estas circunstancias, los Oil shale pueden convertirse en rocas generadoras de petróleo y gas natural. Por otro lado, los depósitos de Oil shale que tienen un potencial económico para extraer shale Oil y gas, son geotérmicamente inmaduros y no han sido sometidos a un calentamiento excesivo. Estos depósitos generalmente están muy cerca de la superficie y pueden ser extraídos con minería a cielo abierto o algún tipo de minería subterránea.

El grado de madurez térmica de un Oil shale se puede determinar en el laboratorio por varios métodos. Una técnica consiste en observar los cambios en el color de la materia orgánica en las muestras obtenidas a varias profundidades en un pozo. Suponiendo que la materia orgánica se somete a un calentamiento geotérmico en función de la profundidad, los colores de ciertos tipos de materia orgánica cambia de colores más brillantes a más oscuros con la profundidad. Estos cambios en el color pueden ser notados por un petrógrafo o se puede medir por técnicas fotométricas.<sup>62</sup>

La madurez geotérmica de la materia orgánica en un Oil shale también se puede determinar midiendo la reflectancia de la vitrinita que puede estar presente. La reflectancia de vitrinita es comúnmente utilizada por ingenieros de yacimientos para determinar el grado de alteración geotérmica de las rocas generadoras de petróleo en una cuenca sedimentaria. Una escala de reflectancias de vitrinita se ha desarrollado, esta indica cuando la materia orgánica en una roca sedimentaria ha llegado a temperaturas suficientemente altas para formar petróleo y gas. Sin embargo, este método plantea varios problemas con respecto al Oil shale, debido a que la reflectancia del material carbonoso puede ser alterada por la materia orgánica rica en lípidos que está presente en el Oil shale.

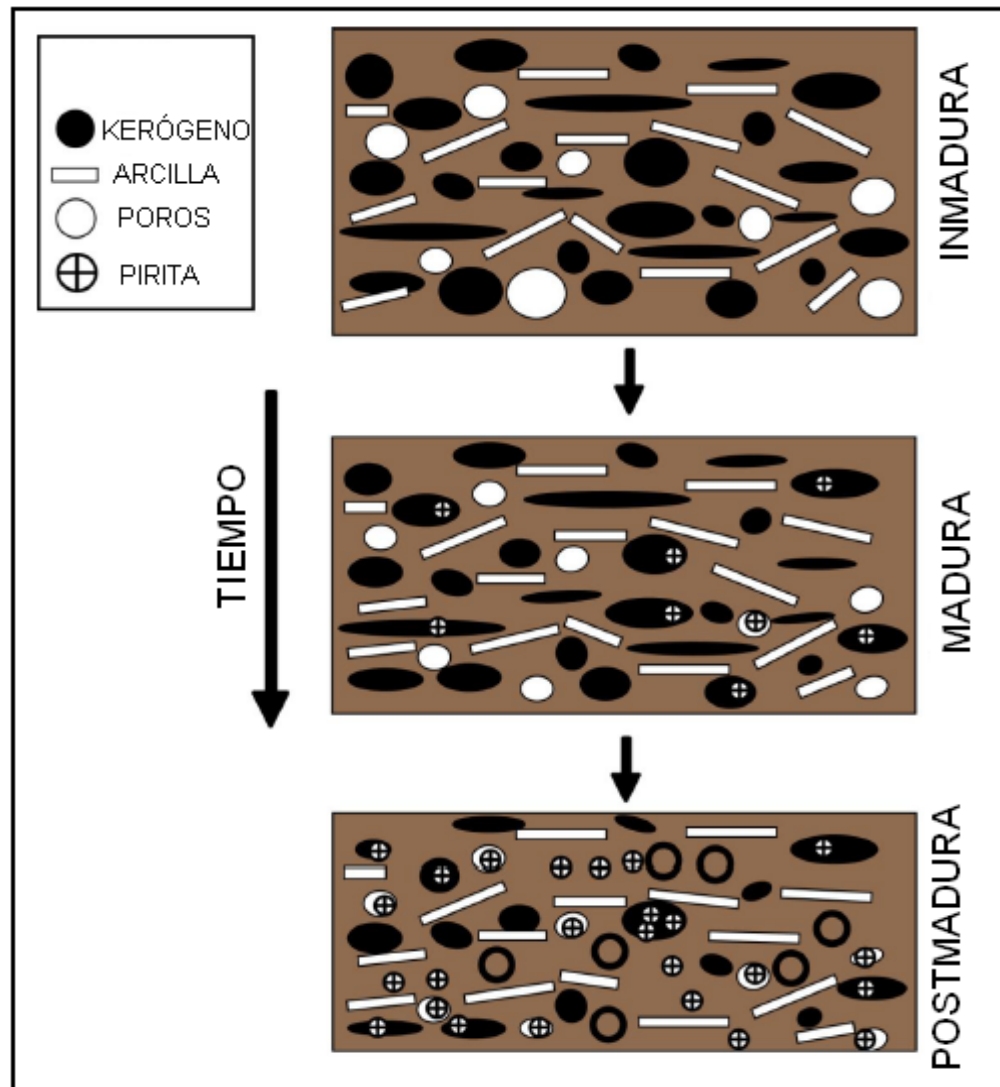
Otro problema podría ser que el material que parece vitrinita en el Oil shale, no lo sea de hecho, puede no ser vitrinita, ya que el material orgánico de origen de algas que es muy similar a la vitrinita, pero no tiene la misma respuesta de reflectancia como una vitrinita verdadera. Por lo tanto, a veces es necesario determinar las reflectancias vitrinita en rocas carbonosas que son lateralmente equivalentes a un Oil shale, pero son libres de los componentes orgánicos ricos en lípidos que pueden alterar los valores de reflectancia vitrinita.

---

<sup>62</sup> J. R. Dyni. Geology and Resources of some World Oil-Shale Deposits. 2003.

En algunas zonas tectónicamente complejas donde las rocas han sido sometidas a plegamiento, fallas o intrusión de rocas ígneas, la madurez geotérmica del Oil shale debe ser evaluada para determinar el potencial económico del yacimiento.

**Gráfica 34.** Distribución Generalizada de los Componentes de los Oil Shales según su madurez térmica.



**Fuente.** Modificada de: Ramil Surhay Oglu Ahmadov. Microtextural, Elastic and Transport Properties of Source Rocks.

#### 4.2.2.1 Reflectancia de la vitrinita.

La vitrinita es uno de los tres de macérales o tipos de partículas orgánicas presentes en las rocas sedimentarias, las otras dos son Liptinita e Inertita. Esta proviene de la diagénesis de la madera. La reflectancia de la vitrinita es una medida de la intensidad de la luz que se refleja sobre una superficie pulida de este maceral. Para hacer los estudios se prepara una muestra de kerógeno, se fija con resina y se pule para ser analizada microscópicamente con luz reflejada. La reflectancia ( $R_o$ ) en 50-100 partículas y los datos se tratan con técnicas estadísticas estándar.<sup>63</sup>

La reflectancia muestra valores muy bajos,  $R_o$  varía entre menos del 1 % por debajo de 100°C y entre 4 y 5% por encima de los 250°C, su empleo como geotermómetro, debido a que la reflectividad o reflectancia aumenta con la temperatura. Este incremento se debe a la recristalización (aumento de tamaño) de los anillos aromáticos condensados que componen la estructura de la vitrinita. Este proceso de crecimiento es irreversible, es decir que una vez que se produce el aumento de reflectancia es prácticamente imposible que decrezca con el descenso de la temperatura.

**Tabla 12.** Colores típicos para porcentajes de la reflectancia a determinada temperatura.

color										
$R_o$ (%)	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.2	1.5
T (°C)	22	53	76	95	111	125	137	148	167	190

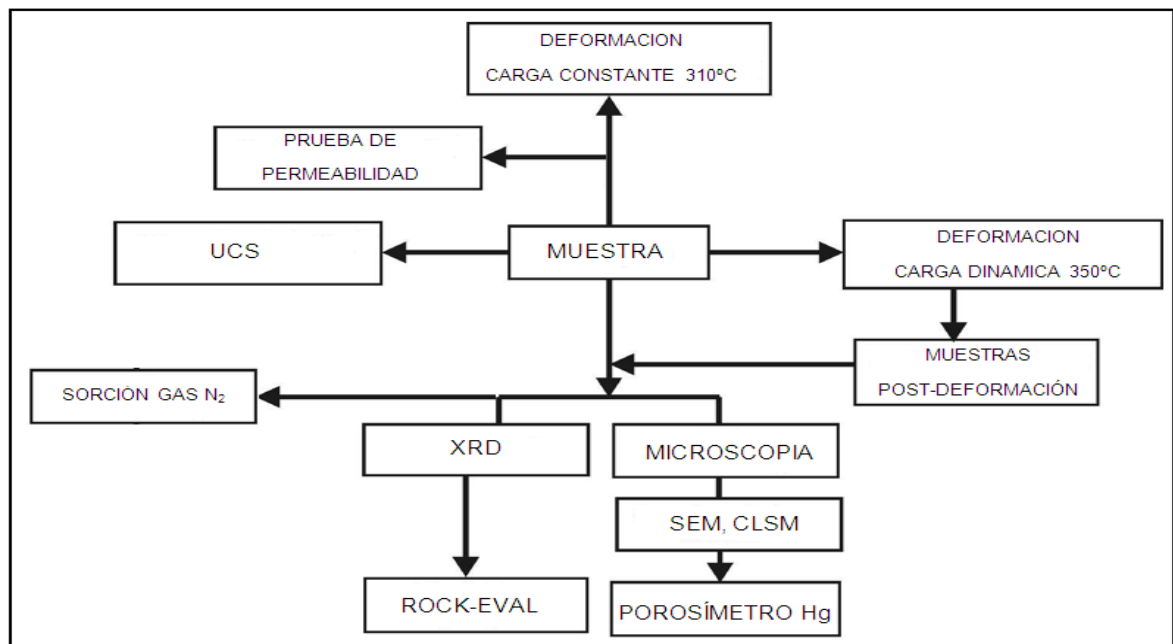
**Fuente.** Modificada de: Spalletti Luis A. Paleogeotermometría. Cátedra de Sedimentología, Facultad de Ciencias Naturales y Museo, Universidad Nacional de La Plata. 2006-2009.

<sup>63</sup>Spalletti Luis A. Paleogeotermometría. Cátedra de Sedimentología, Facultad de Ciencias Naturales y Museo, Universidad Nacional de La Plata. 2006-2009.

### 4.3 EVALUACIÓN DE LAS PROPIEDADES MECÁNICAS Y PETROFÍSICAS DE LOS OIL SHALES.

Debido a la compleja composición mineralógica de los Oil shales y de los efectos de esta en sus propiedades, en esta sección se nombrarán los métodos que permiten evaluar dichas propiedades.

**Gráfica 35.** Representación esquemática de la integración de técnicas geoquímicas, geo-mecánicas, petrofísicas y petrológicas utilizadas en la caracterización de los Oil shales antes y después de su deformación.



**Fuente.** Modificada De: Esemé E. Oil shales: Compaction, Petroleum Generation and Expulsion.

La nanoidentificación de los Oil shales muestra la distribución de la materia orgánica y minerales dentro de este, para así poder evaluar las propiedades de los mismos para tal fin son empleados el *Confocal Laser Scanning Microscopy* (CLSM), *Scanning Electron Microscopy*(SEM), y la difracción de rayos x (XRD). Para evaluar las propiedades mecánicas se usa la *Unconfined Compressive*

*Strength Tests* (UCS), para evaluar la permeabilidad se realiza la *Permeability tests*, para evaluar la porosidad se usa el porosímetro de mercurio, otras pruebas que se realizan son la Adsorción de N<sub>2</sub>, la deformación con carga constante a 310°C y con carga dinámica a 350°C, además del Ensayo de Fischer, la Reflectancia de vitrinita y la pirólisis Rock-Eval.<sup>64</sup>

#### 4.3.1 Unconfined Compressive Strength Tests.

Durante la prueba de resistencia a la compresión (UCS) de muestras no confinadas, los plugs de muestra que miden entre 8-20 mm de longitud y 27-28.5 mm de diámetro se colocan entre dos pistones de acero inoxidable (d = 28,6 mm). Estos se cargan uniaxialmente por el desplazamiento a la compresión de los pistones en 0.1-1 kN/min hasta que falla. El Software Propress™ es uno de los usados para registrarla carga axial y los datos de deformación con una precisión de 0,01 kN y 0,01 mm, respectivamente. Estos datos se utilizan para calcular los valores de la tensión axial ( $F/A$  donde  $F$  = fuerza (kN) y  $A$  = área de sección transversal de la muestra (m<sup>2</sup>)) y la deformación axial ( $\Delta L / L$  donde  $\Delta L$  es el cambio en el espesor (mm) y  $L$  es el espesor original de la muestra (mm)).

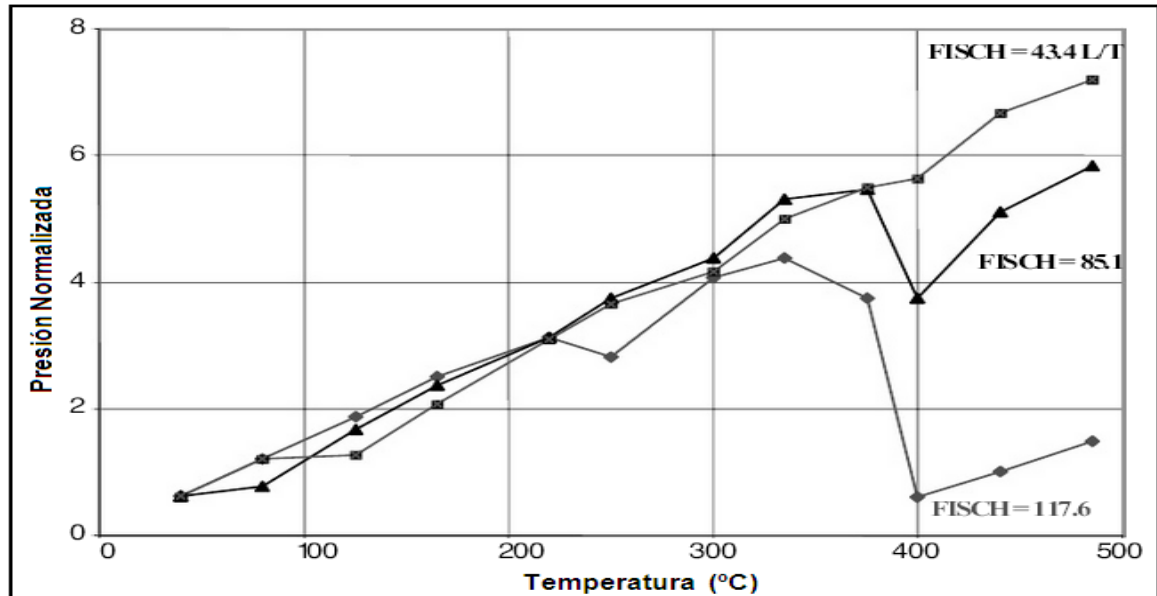
#### 4.3.2 Prueba de Permeabilidad.

Los ensayos de permeabilidad se realizan en un dispositivo equipado con una celda de flujo para la carga triaxial con calentamiento simultáneo de hasta 350 °C. El agua es usada como el fluido que permea mediante un flujo en estado estacionario. La muestra cilíndrica tiene entre 8 y 20 mm de espesor con diámetros de 27 a 28,5 mm, esta se intercala por dos discos de acero inoxidable poroso como desviadores de flujo y se coloca entre pistones de acero. La disposición de la muestra se envuelve en papel de cobre de 0,15 mm de espesor y

<sup>64</sup>Eseme E. Oil shales: Compaction, Petroleum Generation and Expulsion.

se coloca en un tubo de cobre de pared delgada (0,25 mm). La disposición del pistón se sella a continuación en ambos lados del flujo celular utilizando anillos de grafito que soportan temperaturas mayores a 350°C.

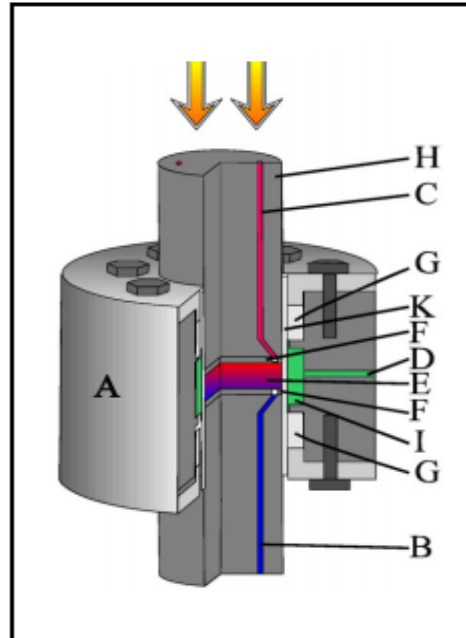
**Gráfica 36.** Variación de la resistencia a la compresión en función del ensayo de Fischer.



**Fuente.** Modificada De: Lee Sunggyu, Speight James, Loyalka Sudarshan. Alternative Fuel Technologies. 2007.

Cada pistón está equipado con dos canales para la introducción de fluido y la recuperación conectado a través de tubos de flujo de acero inoxidable de 1/16". Un canal que emerge del pistón inferior se conecta a una bureta graduada 10 ml (0,01 ml exactitud) que se utiliza para registrar el flujo de volumen a través de las muestras. El segundo canal de este pistón se conecta a una válvula de cierre para controlar el volumen inicial de agua en la bureta. Los dos canales en el otro pistón se conectan a bombas de alta presión (50 MPa) utilizados para aplicar y controlar las presiones de fluido y de confinamiento del sistema. La carga axial y la presión de confinamiento se levantan simultáneamente desde 0 a 32 MPa en el comienzo de cada prueba.

**Gráfica 37.** Celda de flujo Triaxial utilizado para las mediciones de la permeabilidad en Oil shales.



(A) Cuerpo de acero inoxidable; (B, C) conductos de 1/16 ";(D) Conector de presión de confinamiento; (E) muestra de Oil shale cilíndrico (28,5 mm de diámetro);(F) discos de acero inoxidable porosos (deposito de líquidos);(H) pistones de acero;(I) Compartimiento de la presión de confinamiento;(K) funda de doble capa; (L) carga axial.

**Fuente.** Modificada de: Han Fengshuang, Busch Andreas, Van Wageningen Niels, Yang Jianli, Liu Zhenyu, Krooss Bernhard M. Experimental study of gas and water transport processes in the inter-  
cleat (matrix) system of coal: Anthracite from Qinshui Basin, China. 2009.

Antes del inicio de cada prueba, la muestra se satura de agua utilizando la bomba de presión de fluido. El flujo de agua a través de las muestras se monitorea durante 24 horas para asegurar la saturación y el flujo constante. Al comienzo de los ensayos se aplican presiones de confinamiento y axial de 32 MPa, y presiones de fluido entre 10 y 15 MPa para simular tensiones efectivas en la naturaleza. Esta disposición impide igualmente el fracturamiento hidráulico y falla del sello.

Los cambios posteriores en el volumen de agua en la bureta es la base para la determinación de la permeabilidad absoluta usando la ley de Darcy para flujo de una sola fase.

$$k = \frac{\left( \frac{Q}{A * \mu} \right)}{\frac{dP}{dx}}$$

Donde:

$k$  = Permeabilidad ( $m^2$ )

$\frac{Q}{A}$  = Flujo o velocidad de Darcy (m/s)

$\mu$  = Viscosidad dinámica (Pa\*s)

$\frac{dP}{dx}$  = Gradiente de presión (Pa/m)

Registros de volumen se toman con regularidad. Los valores de permeabilidad determinados son en promedio de más de 24 a 72 horas en un intervalo de temperatura de 50 a 250°C en incrementos de 50°C de temperatura. Los gradientes de presión se controlan usando transductores de presión con una diferencia máxima de 0,07 MPa. Para mediciones de permeabilidad por encima de 100 °C una válvula de contrapresión se instala en la salida de la bureta con el fin de mantener la presión del fluido por encima de la presión de vapor del agua. Las pruebas duran entre 5 y 16 días, la adquisición de datos de presión y temperatura se logra utilizando diferentes softwares entre ellos el Test Point software.

#### 4.3.3 Porosimetría de Inyección de Mercurio (MIP SSA).

La inyección de Mercurio se realiza en muestras de Oil shale de pre-y post-deformación (0,5 y 6,5 g) con el fin de determinar la mayor porosidad de las muestras y sus distribuciones de tamaño de poro. La presión del mercurio se

incrementa continuamente desde 0,013 hasta 414 MPa (2 a 61000 psi). Desde los datos del volumen de intrusión registrado y la presión aplicada a las muestras se deriva la distribución del tamaño de los poros, suponiendo poros cilíndricos y usando la ecuación de Washburn (1921) da como:

$$P = \frac{4 * \gamma * \cos \theta}{D}$$

Donde:

$P$ = Presión aplicada (N)

$\gamma$ = tensión interfasial (N/m)

$\theta$ = Ángulo de contacto Mercurio/Aire (°)

$D$ = Diámetro de poro (nm)

Los datos del volumen de intrusión se utilizan para determinar un diámetro medio de poro ( $D_{av}$ ). El área superficial específica (MIP SSA) se calcula asumiendo que todos los poros capilares son cilíndricos usando la ecuación:

$$A = \frac{4V}{D_{av}}$$

Donde:

$A$ = Área superficial específica (m<sup>2</sup>/g)

$D_{av}$ = Diámetro medio de poro (nm)

$V$ = Volumen específico de intrusión (m<sup>3</sup>/g)

Los diámetros medios de poro corresponden con el valor del percentil 50 obtenido a partir del volumen de intrusión acumulado y la superficie específica frente a las curvas de tamaño de poro. El volumen de intrusión de mercurio desde el vástago penetrómetro y el volumen de la muestra se utilizaron para determinar la porosidad de las muestras.

#### 4.3.4 Área Superficial Específica de Adsorción de Gas Nitrógeno (BET SSA).

Las áreas superficiales específicas de pre-y post-deformación de las muestras se determinan usando un analizador de área superficial. Muestras con masas de 0,5 a 1g se secan a 105 °C durante 24 horas seguido por desgasificación a 50 °C durante 5 horas a 3 días para minimizar los cambios estructurales en los minerales. Las muestras son puestas en el porta muestras para así realizar las pruebas de adsorción siendo el N<sub>2</sub> el gas adsorbido. La cantidad de gas adsorbido ( $V_{ads}$ ) está asociado a la relación entre la presión aplicada ( $P$ ) y la presión atmosférica ( $P_o$ ) comúnmente conocida como la presión relativa ( $P/P_o$ ), lo que permite la determinación del área superficial específica usando la ecuación:

$$\frac{1}{V_{ads} * \left(\frac{P_o}{P} - 1\right)} = \frac{1}{V_m * C} + \frac{C - 1}{V_m * C} * \frac{P_o}{P}$$

Donde:

$V_{ads}$ =Volumen de gas adsorbido

$V_m$ =Volumen molar equivalente de adsorción monocapa

$C$ =es una constante relacionada a la energética de adsorción del gas

$P$ =Presion aplicada

$P_o$ =Presión atmosférica

$V_m$  y  $C$  son determinados asiendo uso de otras pruebas.

Esta prueba se realiza como modo alternativo para evaluar la permeabilidad intergranular de los Oil shales, usando la ecuación de Kozeny-Carman, dicha permeabilidad se conoce como permeabilidad de Kozeny-Carman ( $K_{KC}$ ).

$$K_{KC} = \frac{0.2 * \emptyset^3}{S^2 * (1 - \emptyset)^2}$$

$K_{KC}$  = Permeabilidad de Kozeny-Carman ( $m^2$ )

$\emptyset$  = Porosidad

$S$  = Área superficial específica de adsorción

#### 4.3.5 Deformación con Carga Constante 310°C.

El efecto de la temperatura durante la deformación se evalúa a carga constante de 20 kN y 25 en estado no confinado. Las muestras son encerradas por una funda de doble capa de plomo y cobre y el extremo inferior de la celda de flujo sellada por anillos de grafito capaces de resistir temperaturas superiores a 350°C. Los experimentos se llevan a cabo a temperaturas de hasta 310°C, utilizando el siguiente programa de temperatura:

1. 25°C a 150°C a 1°C/min, y se mantiene isotérmicamente durante 1 h.
2. 150°C a 300°C a 1°C/min y se mantiene isotérmicamente durante 72 horas.
3. aumentar a 310°C a 1°C/min y se mantiene isotérmicamente durante 12 horas.

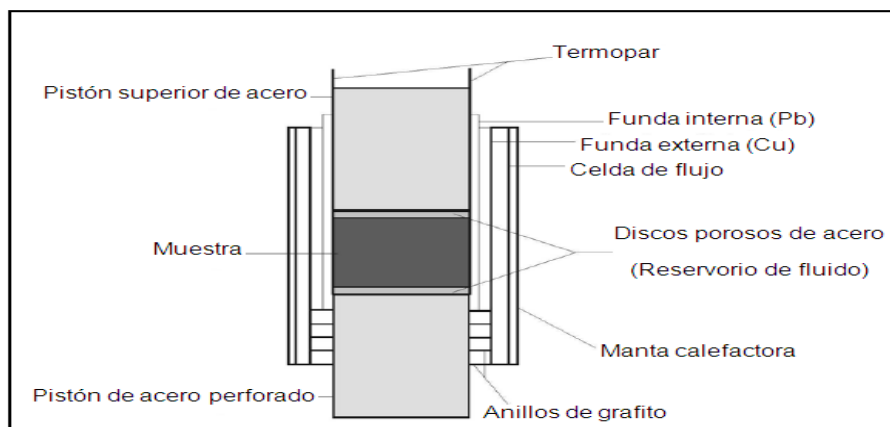
#### 4.3.6 Deformación con Carga Dinámica 350°C.

Esta prueba analiza la deformación de la muestra sometiendo la a efectos combinados de carga y calentamiento controlado. La temperatura dentro de la celda de flujo se controla usando un termopar. El programa de las pruebas de deformación termo-mecánica se realiza bajo la siguiente secuencia:

1. Calentamiento desde 32°C a 320°C a una velocidad de calentamiento de 0,2 °C/min con cambio simultáneo de la carga axial desde 0 hasta 1,6 MPa.

2. Condiciones isotérmicas 24 horas a 320 ° C con aumento de carga axial 1,6 a 3,2 MPa.
3. Calentamiento a 330°C a 0,2°C/min.
4. 24 horas condiciones isotérmicas a 330°C con aumento de la carga axial desde 3,2 hasta 4,8 MPa.
5. Calentamiento a 340°C a 0,2°C/min.
6. 24 horas condiciones isotérmicas a 340°C con aumento de la carga axial de 4,8 a 6.4MPa.
7. Calentamiento a 350°C a 0,2°C/min.
8. 24 horas condiciones isotérmicas a 350°C con aumento de la carga axial de 6.4 a 8 MPa.

**Gráfica 38.** Representación esquemática de la celda de flujo utilizada en experimentos de deformación con sus componentes.



**Fuente.** Modificada De: Esem E. Oil shales: Compaction, Petroleum Generation and Expulsion.

#### 4.4 PROPIEDADES TÉRMICAS DE LOS OIL SHALES.

El término térmico se utiliza aquí para representar los parámetros que están directa o indirectamente relacionados con el transporte, absorción o liberación de calor, es decir, energía térmica. Propiedades tales como la conductividad térmica, difusividad térmica, entalpía, densidad, y la capacidad calorífica están en esta categoría.<sup>65</sup> Debido a que los Oil shales experimentan una descomposición térmica o transformación de fase es necesario caracterizar su comportamiento térmico usando técnicas termo analíticas tales como el análisis termo gravimétrico (TGA) y análisis térmico diferencial (DTA).

##### 4.4.1 Conductividad Térmica.

Las mediciones de la conductividad térmica en los Oil shales muestran que los bloques de Oil shales son anisotrópicos sobre el plano de estratificación. Estas mediciones se realizan por técnicas tales como el método de análisis transitorios, la técnica de comparación térmica, y el método de línea fuente.

Estudios han mostrado que la conductividad térmica es función de la temperatura, el aceite del ensayo de Fischer y la dirección de flujo del calor, paralela al plano de estratificación (paralelo a la superficie de la tierra para un Oil shale de cama plana), fue ligeramente mayor que la conductividad térmica perpendicular al plano de estratificación.

Estos estudios también indican que las conductividades térmicas de los Oil shales destilados y quemados son inferiores a las de los Oil shales brutos, esto es atribuye al hecho de que la materia mineral es mejor conductor de calor que la

<sup>65</sup>Lee Sunggyu, Speight James, Loyalka Sudarshan. Alternative Fuel Technologies. 2007.

materia orgánica; pero por otra parte, la materia orgánica es todavía mucho mejor conductor que los vacíos creados por su eliminación.

Las ecuaciones que han propuesto diversos autores, para la conductividad térmica la relacionan con la temperatura, el contenido orgánico, y el grado de conversión de kerógeno, y se muestran como sigue<sup>66</sup>:

Ecuación propuesta por Tihen:

$$\begin{aligned}
 K = & (1 - x_2) \{1.9376 - 4.739 \times 10^{-2}x_1 \\
 & + 1.776 \times 10^{-3} (x_3 - 273) + 4.371 \times 10^{-4} x_1^2 \\
 & - 4.885 \times 10^{-6} (x_3 - 273)^2 \\
 & - 1.671 \times 10^{-5} x_1 (x_3 - 273)\} + x_2 \{1.680 - 5.204 \times 10^{-2} x_1 \\
 & - 1.003 \times 10^{-4} (x_3 - 273) + 4.951 \times 10^{-4} x_1^2 \\
 & - 1.468 \times 10^{-9} (x_3 - 273)^2 \\
 & + 0.667 \times 10^{-5} x_1 (x_3 - 273)\}, \text{ J/sec-m-}^\circ\text{C}
 \end{aligned}$$

Donde:

$x_1$ =contenido organico. (Fracción)

$x_2$ = conversión de kerógeno. (Fracción)

$x_3$ = Temperatura. (K)

Prats y O'Brien propusieron un polinomio de segundo orden de la forma:

$$K = c_1[1 - D_1(x_3 - 25) + D_2(x_3 - 25)^2] \exp(c_2F)$$

Donde:

$F$ = Ensayo de Fischer. (L/ton)

$K$ = Conductividad Térmica. (W/m-°C)

$x_3$ = Temperatura. (°C)

$c_1, c_2, D_1, D_2$ = son determinados empíricamente.

<sup>66</sup>Lee Sunggyu, Speight James, Loyalka Sudarshan. Alternative Fuel Technologies. 2007.

Otro autor propuso:

$$K = 1.30/F + 0.06 + 0.003 T$$

Donde:

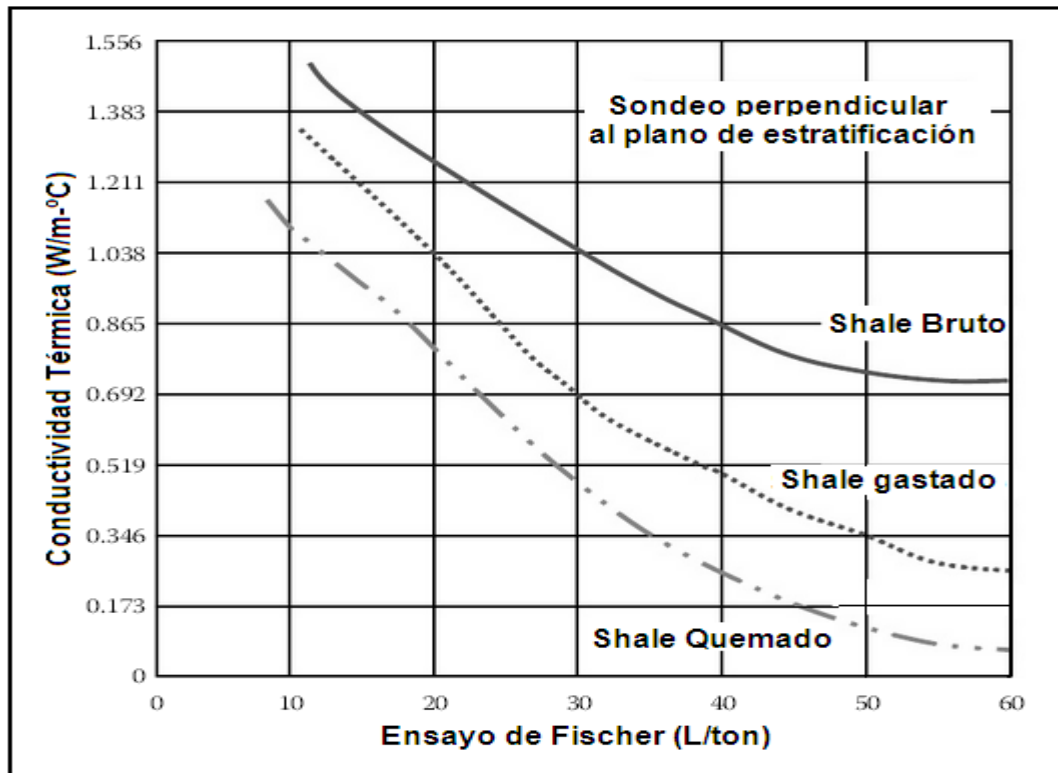
$F$  = Ensayo de Fischer. (L/ton)

$K$  = Conductividad Térmica. (W/m-°C)

$T$  = Temperatura. (°C)

Cuando se utilizan correlaciones simples, deben tenerse en cuenta sus limitaciones, especialmente en el caso de extrapolación o interpolación de los datos experimentales. Expresiones más simples tienen normalmente menos precisión.

**Gráfica 39.** Conductividad térmica de un Oil shale bruto, gastado y quemado.



**Fuente.** Modificada De: Lee Sunggyu, Speight James, Loyalka Sudarshan. Alternative Fuel Technologies. 2007.

#### 4.4.2 Capacidad Calorífica.

Los primeros en estudiar la capacidad calorífica de los Oil shales fueron McKee y Lyder en 1921, pero fue Wang en 1979 el que estudio la dependencia de la capacidad calorífica de las temperaturas y del grado del Oil shale, que se caracteriza por el siguiente tipo de ecuación:

$$c = c_1 + c_2 x_1 + c_3 x_2 + c_4 x_1 x_2$$

De nuevo, es muy difícil generalizar la capacidad calorífica de los Oil shales en cualquier forma funcional simple, debido a la gran heterogeneidad de los Oil shales, incluso dentro de la misma formación, así como entre las diferentes formaciones. Aumentos considerables en los valores de la capacidad calorífica al aumentar el contenido orgánico se han observado, aunque las contribuciones relativas de los diversos componentes del Oil shale en los valores globales hacen parte de lo incierto. Los valores de capacidad calorífica para la mayoría de los Oil shales no están fácilmente disponibles. Aunque la medición actual de la capacidad calorífica de una muestra sólida no es una tarea complicada, el uso de ecuaciones no es una mala idea que cuando se necesita la información.

La correlación de capacidad calorífica dada por Sohn y Shih es:

$$C_{px} = \{(907.09 + 505.85 x_1) (1 - x_2) + 827.06 x_2\} + \{(0.6184 + 5.561 x_1) (1 - x_2) + 0.92 x_2\}(x_3 - 298) \text{ J/kg}^\circ\text{C}$$

Donde:

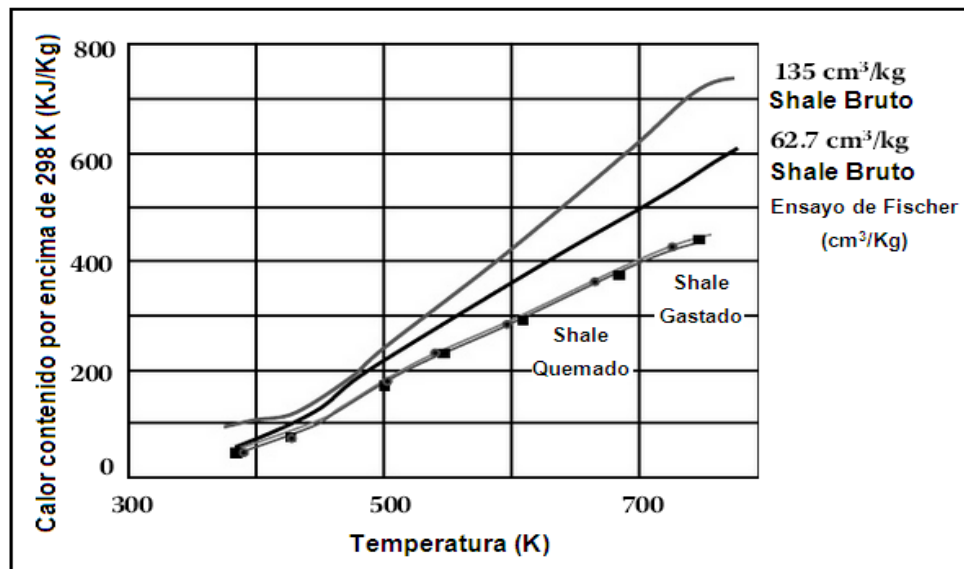
$x_1$ =contenido organico. (Fracción)

$x_2$ = conversión de kerógeno. (Fracción)

$x_3$ = Temperatura. (K)

$C_{px}$ = capacidad calorífica. (J/Kg<sup>o</sup>C)

**Gráfica 40.** Capacidad calorífica de un Oil shale bruto, gastado y quemado.



**Fuente.** Modificada De: Lee Sunggyu, Speight James, Loyalka Sudarshan. Alternative Fuel Technologies. 2007.

#### 4.4.3 Difusividad Térmica.

La difusividad térmica se define como:

$$\alpha = \frac{k}{\rho C_p}$$

Donde:

$\alpha$ = Difusividad térmica.

$k$ = Conductividad térmica.

$\rho$ = Densidad de la roca.

$C_p$ = Capacidad calorífica.

A partir de la difusividad térmica se pueden calcular otras propiedades de los Oil shales, de gran importancia e impacto en el desarrollo de un proyecto de explotación in-situ.

Para que una partícula de Oil shale llegue a una temperatura predeterminada a lo largo de la dimensión de la partícula, el tiempo requerido puede ser estimado por:

$$t = \frac{\rho C_p L_{ch}^2}{k} \times 0.3$$

Donde:

$L_{ch}$  = longitud característica de la partícula de Oil shale.

Para una esfera, la longitud característica puede ser calculada por:

$$L_{ch} = \frac{\text{Volumen}}{\text{Área superficial}} = \frac{\frac{4}{3}\pi R^3}{4\pi R^2} = \frac{R}{3} = \frac{D}{6}$$

El mismo cálculo se puede realizar para un cilindro ordinario, cuyo diámetro es el mismo que su longitud:

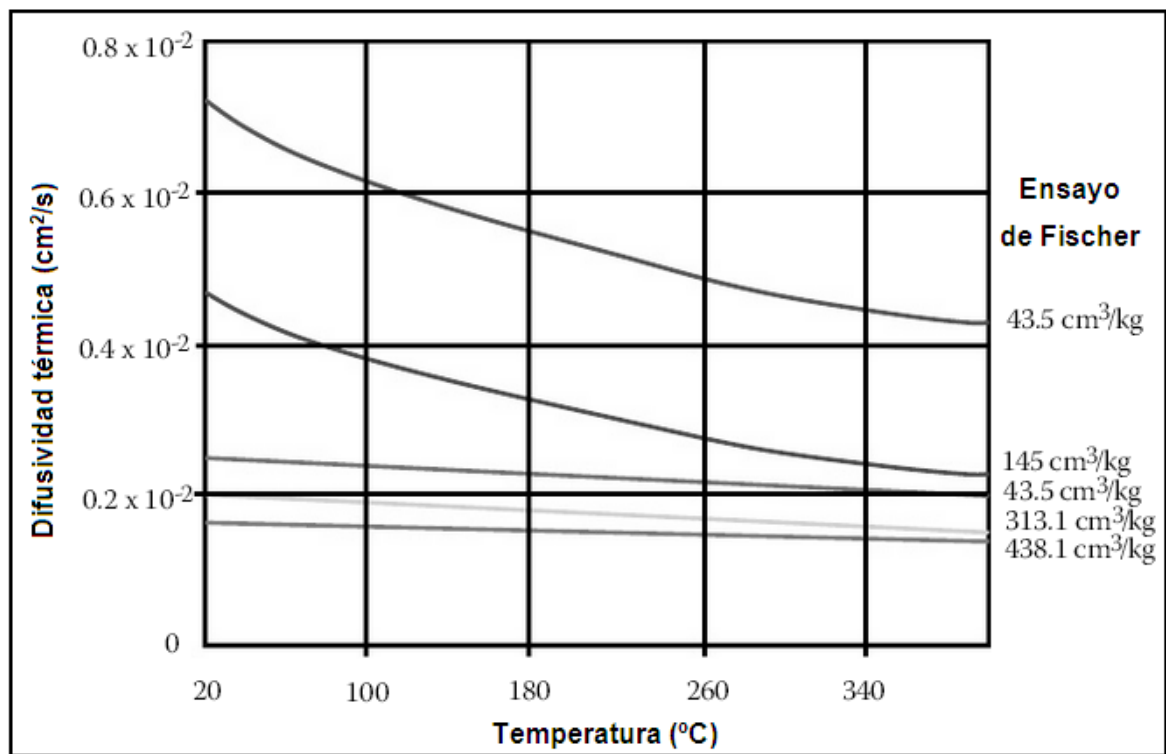
$$L_{ch} = \frac{\text{Volumen}}{\text{Área superficial}} = \frac{2\pi R^3}{[2\pi R(2R) + 2\pi R^2]} = \frac{R}{3} = \frac{D}{6}$$

Un cálculo análogo se puede hacer para la determinación de una longitud característica para otras geometrías.

Como se puede ver fácilmente, el tiempo de calentamiento requerido es proporcional al cuadrado de la longitud característica.

De esto se puede concluir que el éxito de un proceso de extracción de petróleo a partir de Oil shale ya sea in-situ o ex situ depende fuertemente de la eficiencia del proceso de fracturamiento y/o reducción del Oil shale. Si el tamaño de las partículas de Oil shale triturado es grande, el período de calentamiento sería bastante largo, con lo que el proceso se hace ineficiente.

**Gráfica 41.** Difusividad térmica en función del plano de estratificación térmica y del ensayo de Fischer para Oil shales de Green River.



**Fuente.** Modificada De: Lee Sunggyu, Speight James, Loyalka Sudarshan. Alternative Fuel Technologies. 2007.

Los valores de difusividad térmica muestran las mismas tendencias generales de las conductividades térmicas, con variaciones en función de la temperatura y el grado de Oil shale. Como era de esperar, la difusividad térmica disminuye al aumentar la temperatura y el contenido orgánico en el Oil shale. Por lo tanto, los shales gastados y quemados, tendrán una difusividad térmica menor a la del Oil

shale bruto. Los Oil shales que contienen grandes cantidades de pirita presentaran una alta difusividad térmica, ya que la difusividad térmica de la pirita es bastante alta.

#### 4.4.4 Entalpia y Calor de Retorting.

Wise R.L.y otros<sup>67</sup> estudiaron la entalpía de los Oil shales, esta puede ser representada por una función de la temperatura y ensayo de Fischer de los Oil shales.

$$\Delta H = a + bT + cT^2 + dT^3 + eT^4 + fT^2F$$

Donde:

$T$  = es la temperatura.

$F$ = ensayo de Fischer.

Todos los coeficientes de (a) a la (f) se estudiaron en la referencia 67.

El calor específico se puede determinar mediante la diferenciación de la entalpía con respecto a la temperatura:

$$C_{px} = [\partial H_s / \partial T]_p$$

Los valores de entalpia y por tanto de calor específico muestran un aumento con el aumento de la temperatura y el ensayo de Fischer del Oil shale.

Esta también depende de la composición de las muestras de Oil shale. Hay que tener en cuenta que la presencia de minerales, que se descomponen a temperaturas por debajo del rango al que térmicamente la materia orgánica es extraída, aumentara las necesidades de energía para el procesamiento. Así, se ha estimado que los shales que contienen nahcolita y dawsonita requieren un

<sup>67</sup>Wise, R.L., Miller, R.C., and Sohns, H.W., U.S. Bur. Mines Rep. Invest, 1971.

adicional de 117 cal/g (490 J/g) y 215 cal/g (890 J/g), respectivamente. Para los Oil shales que contienen un 17% de analcita el requerimiento de energía se incrementa un 6%.

#### 4.4.5 Densidad o Gravedad Específica.

La densidad de los Oil shales en general varía de 1.6 a 2.7g/cm<sup>3</sup>. Tisot<sup>68</sup> estudio los Oil shales de la formación de Green River y la definió en el intervalo de 1.8 a 2,0 g/cm<sup>3</sup>. Luego, se hicieron algunos estudios para correlacionar el rendimiento del Oil shale (tal como el ensayo de Fischer) con la gravedad específica. Esta idea tuvo importancia práctica, ya que el rendimiento en aceite es generalmente una fracción constante del contenido orgánico y la densidad del Oil shale depende del contenido orgánico.

#### 4.4.6 Temperatura de Auto Ignición (SIT).

La Self-Ignition Temperature (SIT) es la temperatura a la que un Oil shale se enciende espontáneamente en presencia de oxígeno atmosférico, o bajo cualesquier otra condición oxidativa. No existe un procedimiento estandarizado para esta medición. Sin embargo, la medición de esta temperatura puede proporcionar información valiosa con respecto a los combustibles característicos presentes en el shale.

La temperatura de ignición espontánea de un Oil shale se ha medido y caracterizado bajo una variedad de condiciones por Allred.<sup>69</sup> La información con respecto a SIT es muy importante, puesto que regula no sólo la iniciación del proceso de combustión, sino también la dinámica de retorted del Oil shale en la

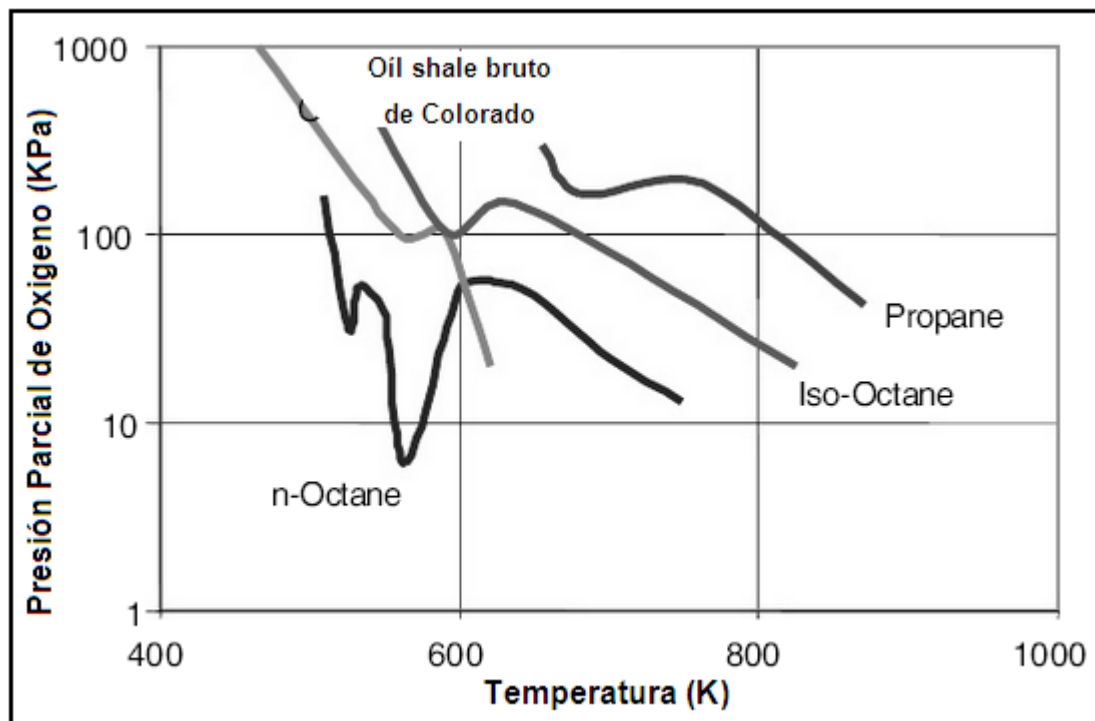
<sup>68</sup> Tisot, P.R, J. Chem. Eng. Data, 1967.

<sup>69</sup> Allred, V. D, Q. Colo. Sch. Mines, 1964.

zona de oxidación de avance. En general, cuanto mayor es el ensayo de Fischer, menor es la SIT.

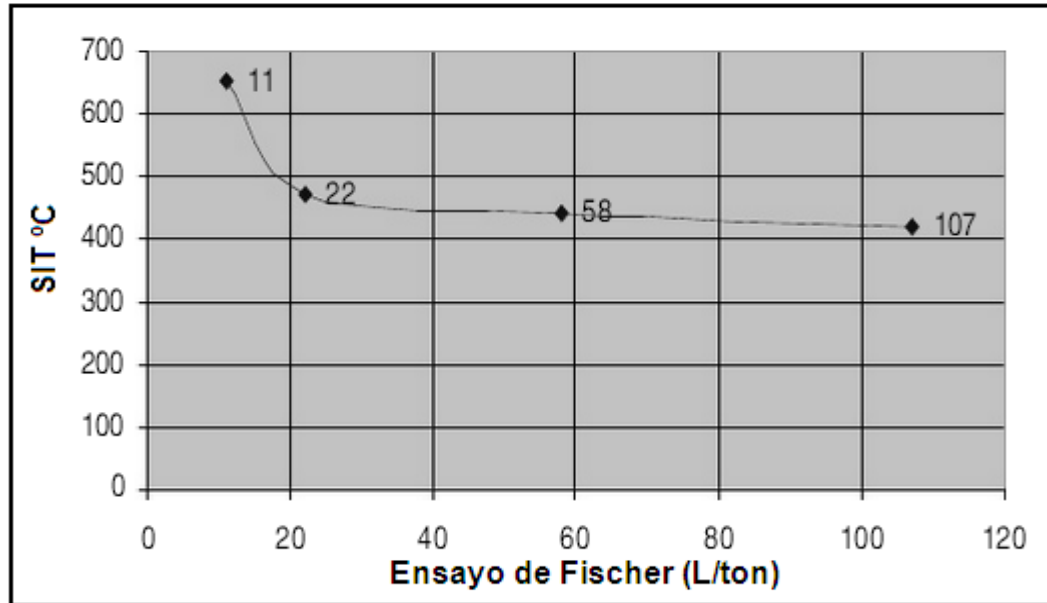
Como consecuencia del calentamiento surge la acumulación de hidrocarburos gaseosos dentro de la matriz de la roca, que en última instancia provoca el agrietamiento de las partículas del shale. La concentración de los hidrocarburos gaseosos cerca de la superficie inmediatamente después de agrietamiento interno es lo suficientemente alta para estimular la ignición. Además, estos datos también son valiosos porque proporcionan un índice de la explosividad del polvo de Oil shale durante las operaciones de minería Oil. Sin embargo, este riesgo es mucho menor en la minería de Oil shale que durante la minería del carbón.

**Gráfica 42.** Temperatura de auto ignición de un Oil shale bruto, i-octano, n-octano y propano.



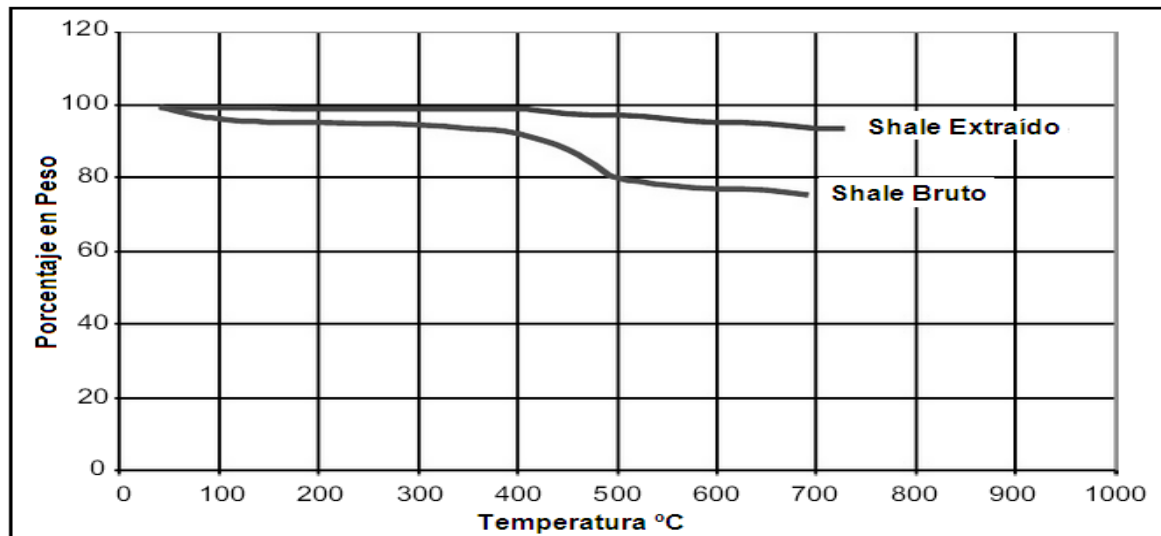
**Fuente.** Modificada De: Lee Sunggyu, Speight James, Loyalka Sudarshan. Alternative Fuel Technologies. 2007.

**Gráfica 43.** Temperatura de auto ignición (SIT) de los Oil shales como función del ensayo de Fischer.



**Fuente.** Modificada De: Lee Sunggyu, Speight James, Loyalka Sudarshan. Alternative Fuel Technologies. 2007.

**Gráfica 44.** Análisis termogravimétrico del shale Stuart antes y después de la extracción del aceite.



**Fuente.** Modificada De: Lee Sunggyu, Speight James, Loyalka Sudarshan. Alternative Fuel Technologies. 2007.

## 4.5 PROPIEDADES ELÉCTRICAS DE LOS OIL SHALES.

Las propiedades eléctricas también varían en función de la temperatura y otras variables. Métodos directos tanto de corriente alterna (AC), como de corriente continua (DC) se pueden emplear en la medición de las propiedades eléctricas de los Oil shales. En general, las técnicas de AC son preferibles en vista de su capacidad para detectar y resolver diversos mecanismos de polarización en el material.

### 4.5.1 Resistividad Eléctrica.

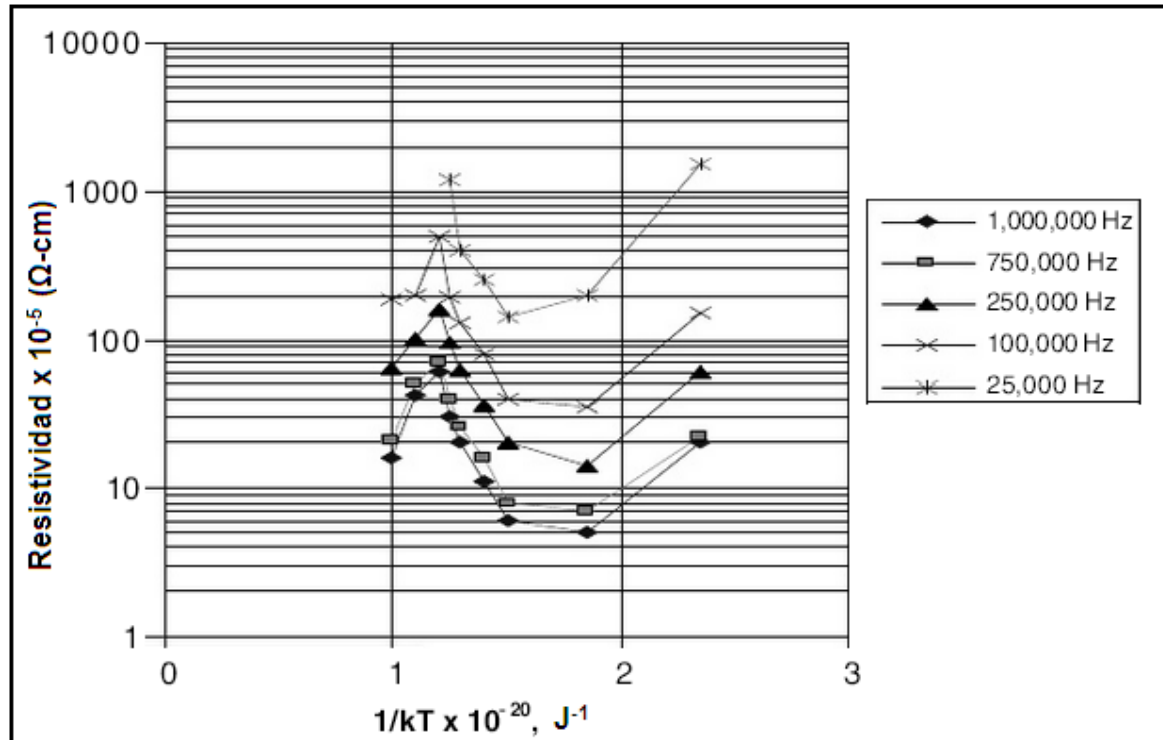
Las mediciones de los distintos tipos de Oil shales en campos eléctricos DC han demostrado una disminución exponencial de los valores de resistividad como función de la temperatura.<sup>70</sup> La tendencia es típicamente característica de los sólidos iónicos, que son conductores de corriente por un mecanismo de transporte activado térmicamente. La presencia de varios minerales en la matriz hace que sea difícil de identificar de manera concluyente los iones portadores de corriente en el material.

Sin embargo, la estrecha correspondencia de las energías de activación a alta temperatura ( $> 380 \text{ }^\circ\text{C}$ ) que se observa típicamente para minerales de carbonato parece indicar que los iones de carbonato podrían ser una de las principales especies conductoras de corriente.

El cambio químico en el Oil shale debido al calentamiento también podría influir en sus propiedades de conducción. Por tanto, los cambios en la resistividad (de  $10^{10} \text{ } \Omega\text{-cm}$  a temperatura ambiente a  $10 \text{ } \Omega\text{-cm}$  a  $900 \text{ }^\circ\text{C}$ ) de shales rusos se atribuyeron a la descomposición térmica de Oil shale.

<sup>70</sup>Rajeshwar, K., Nottenburg, R., and Dubow, J., J. Mater Sci. 1979.

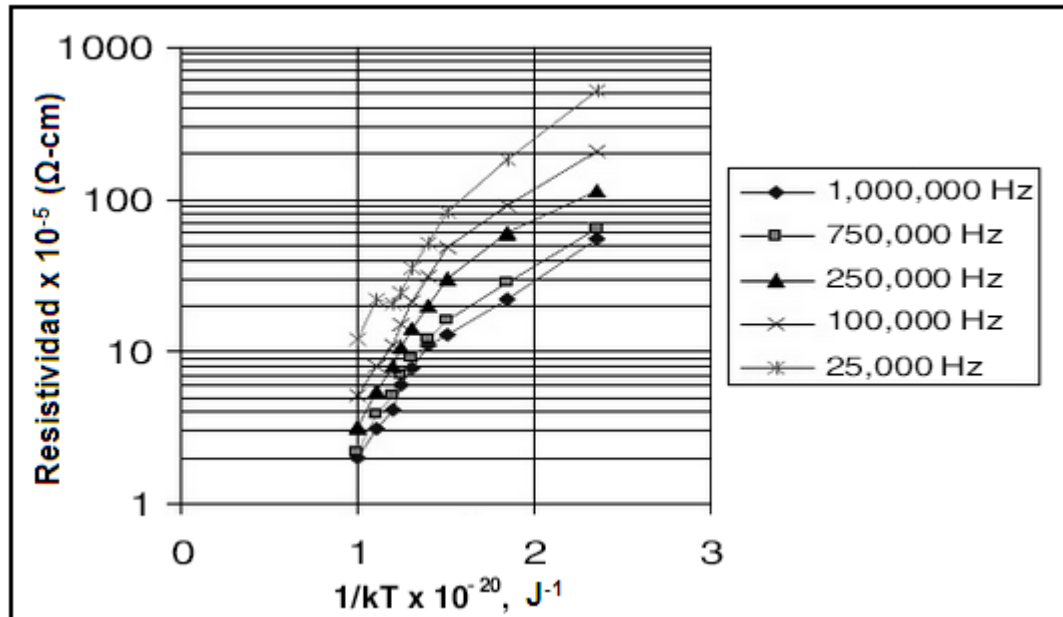
**Gráfica 45.** Comportamiento de la resistividad eléctrica dependiendo de la frecuencia y en función del inverso de la temperatura para una muestra de Oil shale de 117 L/ton.



**Fuente.** Modificada De: Lee Sunggyu, Speight James, Loyalka Sudarshan. Alternative Fuel Technologies. 2007.

La figura 46 muestra el mismo comportamiento para los materiales recalentados, sin embargo, las tendencias para estas curvas son bastante diferentes de a los shales primarios. Para estos experimentos de recalentamiento, los shales se enfriaron de nuevo a temperatura ambiente y se recalientan de nuevo a aproximadamente 500°C. Las curvas de la figura 46 muestran el comportamiento habitual de Arrhenius típico de los sólidos iónicos. Se puede observar que no existe un mínimo o máximo en los datos de resistividad y de que los resultados son atribuibles a la conducción activada térmicamente.

**Gráfica 46.** Comportamiento de la resistividad eléctrica dependiendo de la frecuencia y en función del inverso de la temperatura para una muestra de Oil shale de 117 L/ton, recalentado o en un segundo ciclo.



**Fuente.** Modificada De: Lee Sunggyu, Speight James, Loyalka Sudarshan. Alternative Fuel Technologies. 2007.

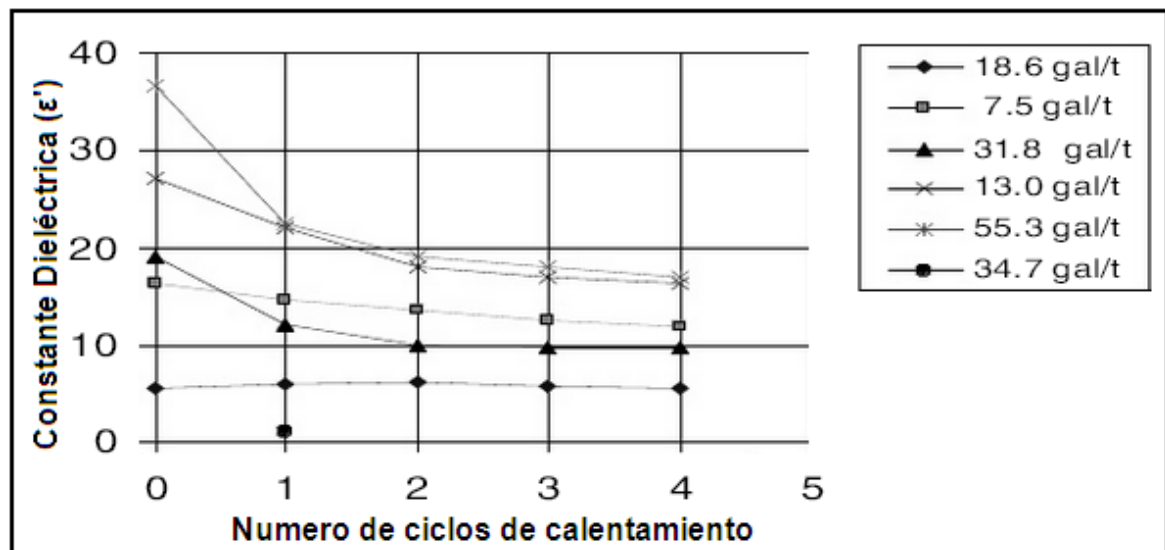
#### 4.5.2 Constante Dieléctrica.

La constante dieléctrica ( $k$ ) es un número que es una propiedad característica que relaciona la capacidad de un material para llevar la corriente alterna a la capacidad de vacío para llevar la corriente alterna. La capacitancia creada por la presencia del material, está directamente relacionado con la constante dieléctrica del material.

La constante dieléctrica de los Oil shales también exhibe una dependencia funcional de la temperatura y la frecuencia. Las constantes dieléctricas se observan anómalamente altas para Oil shales a bajas temperaturas, y estos valores altos se atribuyen a los efectos de polarización de los electrodos.

Una explicación más probable es la ocurrencia de polarización interfacial en estos materiales derivados de la presencia de humedad y, como resultado de la acumulación de carga sedimentaria en el shale.

**Gráfica 47.** Variaciones de la constante dieléctrica ( $\epsilon'$ ) con el número de ciclos de calentamiento de varios oil shales de Green River.

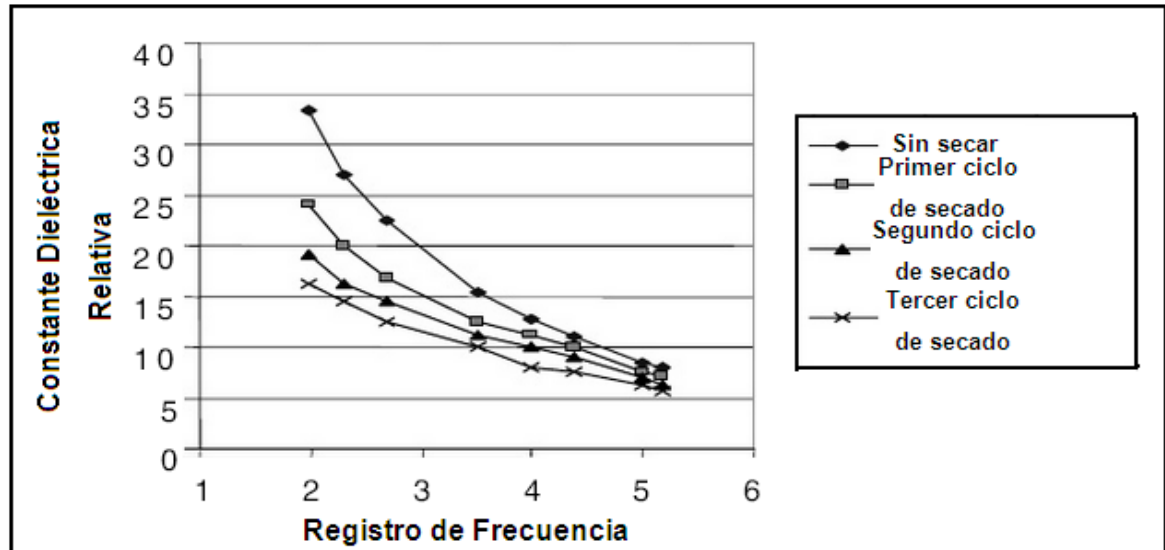


**Fuente.** Modificada De: Lee Sunggyu, Speight James, Loyalka Sudarshan. Alternative Fuel Technologies. 2007.

La gráfica 47 muestra la variación de la constante dieléctrica con el número de ciclos de calentamiento para varios Oil shales de Green River. Cada ciclo de calentamiento consiste en calentar la muestra a 110 °C durante 24 h y volver a enfriar a temperatura ambiente antes de la prueba. La disminución en la constante dieléctrica con cada ciclo de secado es muy evidente.

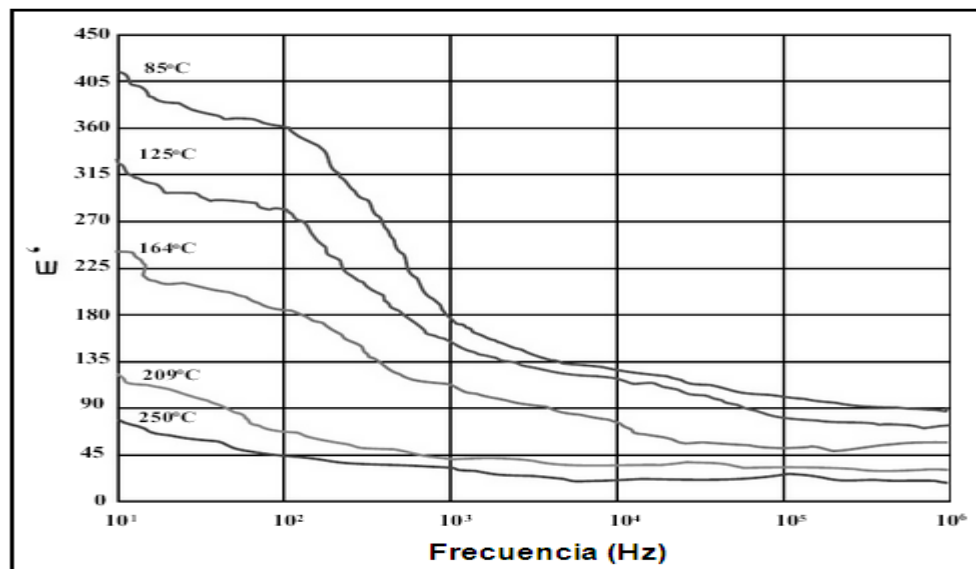
El grado de dispersión de frecuencia en cada ciclo de calentamiento da fe de un efecto apreciable de humedad en los mecanismos de polarización interfacial en el Oil shale.

**Gráfica 48.** Variación de la constante dieléctrica ( $\epsilon'$ ) en función de la frecuencia y el tratamiento térmico aplicado a Oil shales de Green River.



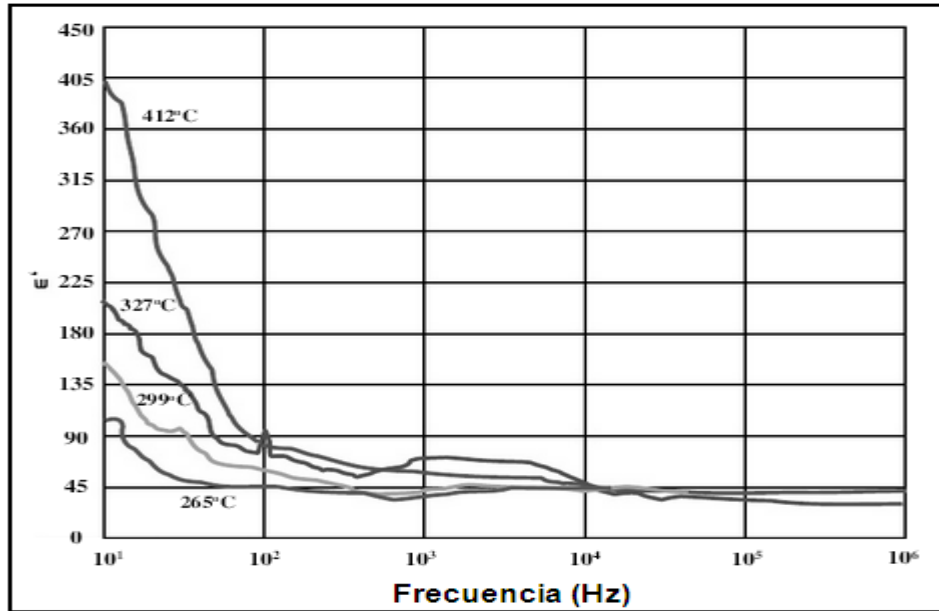
**Fuente.** Modificada De: Lee Sunggyu, Speight James, Loyalka Sudarshan. Alternative Fuel Technologies. 2007.

**Gráfica 49.** Variación de la constante dieléctrica ( $\epsilon'$ ) en función de la frecuencia y la temperatura a bajas temperaturas (<250°C).



**Fuente.** Modificada De: Lee Sunggyu, Speight James, Loyalka Sudarshan. Alternative Fuel Technologies. 2007.

**Gráfica 50.** Variación de la constante dieléctrica ( $\epsilon'$ ) en función de la frecuencia y la temperatura a altas temperaturas ( $>250^{\circ}\text{C}$ ).



**Fuente.** Modificada De: Lee Sunggyu, Speight James, Loyalka Sudarshan. Alternative Fuel Technologies. 2007.

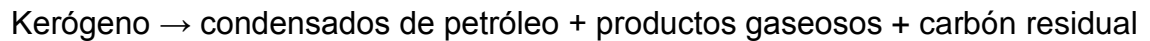
#### 4.6 CARACTERIZACIÓN MOLECULAR DEL KERÓGENO.

En la aplicación de los principios químicos y de ingeniería a la descomposición del Oil shale, se encuentran dificultades debido a la falta de comprensión estructural y molecular de Kerógeno. Un modelo de la estructura química kerógeno fue propuesta por Yen<sup>71</sup> como  $\text{C}_{220}\text{H}_{330}\text{O}_{18}\text{N}_2\text{S}_4$ . Si se usa esta fórmula como una fórmula química representativa para la molécula kerógeno, su peso molecular se convierte en 3414. El Kerógeno tiene una estructura macromolecular que da un gran peso molecular (fórmula).

<sup>71</sup> Yen, Y. F. Structural Investigations on Green River oil shale, In Science and Technology of oil shale. 1976.

#### 4.6.1 Derivación del Coeficiente Estequiométrico.

Como la estructura del kerógeno no puede ser representada como una especie química definida, una ecuación estequiométrica para la descomposición kerógeno es a menudo poco práctica. La reacción de descomposición del kerógeno se expresa con frecuencia por la siguiente ecuación descriptiva:



Esta ecuación no puede ser tomada como una ecuación estequiométrica, porque el equilibrio atómico en los átomos constituyentes no está establecido. Por tanto el siguiente análisis proporciona un puente teórico entre una expresión cualitativa y una ecuación estequiométrica<sup>72</sup>.

La masa inicial de carbono orgánico por metro cúbico de partícula es:

$$\begin{aligned} m_1 &= \rho_s \omega, \text{ kg/m}^3 \\ &= \rho_s \omega \cdot 1000 / M_k, \text{ mol/m}^3 \end{aligned}$$

Donde:

$\rho_s$  = Densidad de la partícula de Oil shale. (Kg/cm<sup>3</sup>)

$\omega$  = Fracción másica de Kerógeno en la partícula.

$M_k$  = Peso molecular del Kerógeno. (g/mol)

<sup>72</sup> Wang, Y., M.S. Thesis, A Single Particle Model for Pyrolysis of Oil Shale, University of Akron, Akron, 1982.

La masa total de aceite recuperable (convencionalmente) a partir de Oil shale por metro cubico de partícula es:

$$m_2 = F \left[ \frac{l}{M/T} \right] \cdot \rho_s \left[ \frac{kg}{m^3} \right] \cdot \rho_o \left[ \frac{g}{cm^3} \right] = F \cdot \rho_s \cdot \rho_o \left[ \frac{g}{m^3} \right]$$

$$= F \cdot \rho_s \cdot \rho_o / M_p \text{ mol/m}^3$$

Donde:

$F$ = Ensayo de Fischer. (L/ton)

$\rho_s$ = Densidad de la partícula de Oil shale. (Kg/cm<sup>3</sup>)

$\rho_o$ = Densidad del shale oil. (g/cm<sup>3</sup>)

$M_p$ = Peso molecular promedio de los productos condensables. (g/mol)

Suponiendo que el kerógeno se descompone en vapor de aceite y productos gaseosos completamente a temperaturas de descomposición moderadas.

Entonces, el coeficiente estequiométrico equivalente se puede expresar por:

$$\alpha = \frac{F \cdot \rho_s \cdot \rho_o / M_p}{\rho_s \cdot \omega \cdot 1000 / M_k}$$

$$= \frac{F \cdot \rho_s \cdot M_k}{\omega \cdot M_p \cdot 1000}$$

$\alpha$ = coeficiente estequiométrico calculado teóricamente.

#### 4.6.2 Relación entre el Ensayo de Fischer y la Fracción Másica de kerógeno.

Una correlación empírica entre el ensayo de Fischer del Oil shale y el porcentaje en peso de kerógeno fue propuesta por Cook<sup>73</sup>:

$$F = 2.216 w_p - 0.7714, \text{ gal/ton}$$

Donde:

$F$  = Ensayo de Fischer. (gal/ton)

$w_p$  = porcentaje en peso de Kerógeno en el Oil shale.

Sin embargo, se debe tener cuidado con el uso de esta ecuación, ya que la fracción de masa de kerógeno en el Oil shale es fuertemente dependiente de la técnica de medición. Para ciertos Oil shales, la cantidad máxima de aceite recuperable mediante extracción supercrítica o retorta es significativamente mayor que el valor del ensayo Fischer<sup>74</sup>. También hay que considerar que dicha correlación es sensible al tipo de Oil shale aceite de esquisto analizado. Sin embargo, no hay duda de que el ensayo de Fischer de cualquier Oil shale se correlaciona fuertemente con el contenido de kerógeno del mismo.

#### 4.6.3 Los Compuestos de Nitrógeno en el Shale Oil.

Los compuestos de nitrógeno en el Shale Oil causan dificultades tecnológicas en el procesamiento aguas abajo del Shale Oil, en particular, envenenan los catalizadores de refinación. No hace falta decir que estos compuestos de nitrógeno se originan a partir del Oil shale y la cantidad y tipo dependen en gran medida de la petroquímica de los depósitos de Oil shale. Aunque el análisis directo y la determinación de las formas moleculares de compuestos que contienen nitrógeno en la roca de Oil shale son muy difíciles, el análisis del Shale Oil

<sup>73</sup> Cook, E.W., Fuel 1976.

<sup>74</sup> Lee, S.Oil Shale Technology. 1991.

extraído por procesos de retorta proporciona información valiosa con respecto a las especies de compuestos orgánicos nitrogenados en el Oil shale.

Poulson<sup>75</sup> informó la descomposición de compuestos orgánicos nitrogenados de un Oil shale base de un estudio preliminar de los destilados ligeros del Shale Oil. Las principales clases de compuestos identificados fueron piridinas, quinoleínas, pirroles, e índoles.

#### **4.6.4 Punto de Ebullición del Kerógeno Contenido en los Oil Shales.**

El shale Oil o crudo de Oil shale se obtienen mediante diversos procesos aplicados al Oil shale. Las características de los Shale Oils son muy importantes en la elaboración de un proceso de *upgrading* de Shale Oil, así como en la identificación del mercado para ellos. En particular, las propiedades de destilación del Shale Oil son de crucial importancia para su refinería y upgrading.

##### **4.6.4.1 Métodos Analíticos.**

Para evaluar el punto de ebullición del kerógeno presente en un oil shale determinado el método más preciso sería realizar una destilación para evaluar dicha temperatura, pero esto resulta ser muy tedioso además de requerir de mucho tiempo y dinero.

En su lugar, la cromatografía de gases (GC) con una columna de separación a una temperatura constante puede ser usada efectivamente para obtener un análisis del punto de ebullición. Sin embargo, esta técnica se limita a un intervalo de ebullición más bien estrecha, como los componentes más ligeros ebulen demasiado pronto y tienden a superponerse, y componentes pesados ebulen muy

---

<sup>75</sup> Poulson, R.E., Jensen, H.B., and Cook, G.L., ACS Div. Pet. Chem. Prepr. 1971.

tarde, o aún permanecen en la columna lo que produce bandas relativamente anchas.

Para evaluar el punto de ebullición también son usados el *Thermal Conductivity Detector* (TCD), el *Flame Ionization Detector* (FID) y el procedimiento ASTM D2887 este último define lo siguiente: El punto de ebullición inicial (IBP) es el punto en el que un conteo del área acumulada es igual a 0,5% del área total bajo el cromatograma. Por otra parte, el punto de ebullición final (FBP) es el punto en el que un conteo del área acumulada es igual a 99,5% del área total bajo el cromatograma. El punto de ebullición normal (NBP) es el punto en el que la presión del vapor alcanza 760 mmHg, o 1 atm.

#### **4.7 EVALUACIÓN DE LOS OIL SHALES USANDO LOS REGISTROS CONVENCIONALES.**

Debido a la complejidad y al tiempo requerido para evaluar las propiedades de los oil shales, las compañías están considerando formas de evaluar la riqueza de los Oil shales y otras propiedades de las formaciones sin tener que extraer muestras de núcleos y efectuar el análisis del ensayo de Fischer. Entre los métodos promisorios se encuentran la integración de diversas mediciones derivadas de los registros convencionales, tales como la densidad de la formación, la resonancia magnética, la resistividad eléctrica y la espectroscopía nuclear.

Una forma de cuantificar el contenido de kerógeno es a través de la combinación de las respuestas de los registros de porosidad de densidad y de resonancia magnética. En una formación con porosidad rellena tanto con kerógeno como con agua, la medición de la porosidad a partir del registro de densidad no diferencia los poros rellenos de kerógeno de los poros rellenos de agua. No obstante, la medición de resonancia magnética ve al kerógeno como a un sólido, similar a los granos de la roca, y, por consiguiente, detecta una porosidad más baja. La

diferencia entre las lecturas de resonancia magnética y de densidad da el volumen de kerógeno.<sup>76</sup> El volumen de kerógeno puede relacionarse empíricamente con los valores del ensayo de Fischer para los Oil shales de la región.

La siguiente gráfica muestra el contenido de kerógeno derivado de las mediciones del registro de porosidad en los Oil shales de Green River. Ni las mediciones de rayos gamma (Carril 1, guiones verdes), ni las mediciones de resistividad (Carril 2) muestran demasiada correlación con el contenido de kerógeno, pero las mediciones de porosidad son más útiles. La diferencia entre las mediciones de porosidad del registro de densidad (Carril 3, rojo) y las mediciones de porosidad por resonancia magnética nuclear (RMN) (verde) representa la porosidad rellena con kerógeno (gris). Los valores del kerógeno también pueden exhibirse como un registro (Carril 4) de la materia orgánica total (TOM, rojo), que no es inferior a los resultados del ensayo de Fischer de laboratorio efectuado en muestras de núcleos (puntos negros). El análisis mineralógico que incorpora las mediciones obtenidas con la herramienta de espectroscopía de captura elemental ECS (Carril 5) indica los altos niveles de calcita y dolomía presentes en estos shales, además de la presencia de minerales raros, tales como la dawsonita (gris claro) y la nahcolita (rosa sólido), en algunos intervalos.

---

<sup>76</sup>Kleinberg R, Leu G, Seleznev N, Machlus M, Grau J, Herron M, Day R, Burnham A y Allix P: "Oil Shale Formation Evaluation by Well Log and Core Measurements." 2010.

#### 4.7.1 Schlumberger-Doll Research.

Schlumberger ofrece herramientas como<sup>77</sup>:

**Platform Express (PEX):** Density porosity, neutron porosity, y resistivity. Combinado con CMR y ECS para medir el contenido de kerógeno y la saturación de agua y la salinidad. **Combinable Magnetic Resonance Tool (CMR):** La saturación de agua y la salinidad, y el registro continuo del ensayo de Fischer. **Elemental Capture Spectroscopy Sonde (ECS):** El análisis cuantitativo elemental y ensayo de interpretación mineralogía, incluidos los minerales propios de la formación de Green River. **Reservoir Saturation Tool (RST):** En combinación con ECS para dar el carbono orgánico total. **Sonic Scanner:** anisotropía de los esfuerzos de la formación y las propiedades acústicas de correlación con las mediciones geofísicas. **Formation MicroImager (FMI):** La imagen de la pared del pozo, codificada por resistividad, con resolución de 1 cm. Determinación del Net-to-gross, estratigrafía de alta resolución, y la detección de fracturas, cavidades y nódulos. **Distributed Temperature Sensing (DTS):** temperatura del pozo Medidas durante la pirólisis. **Cross-Well Electromagnetics and Acoustics:** Delinea las zonas deshidratadas y gastadas durante la pirólisis.

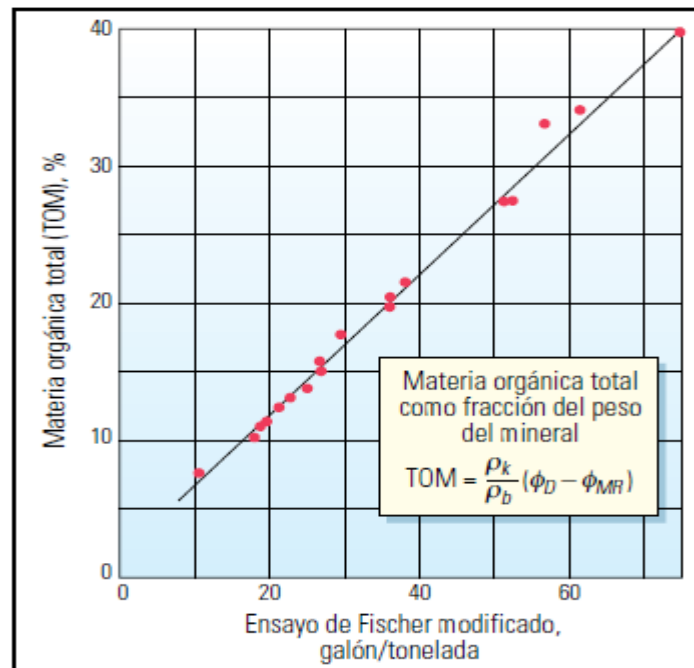
Todas desarrolladas con el fin de facilitar la evaluación de los yacimientos de Oil shale.

<sup>77</sup> INTEK, Inc. Secure Fuels from Domestic Resources. The Continuing Evolution of America's Oil Shale and Tar Sands Industries. Profiles of Companies Engaged in Domestic Oil Shale and Tar Sands Resource and Technology Development. 2010.

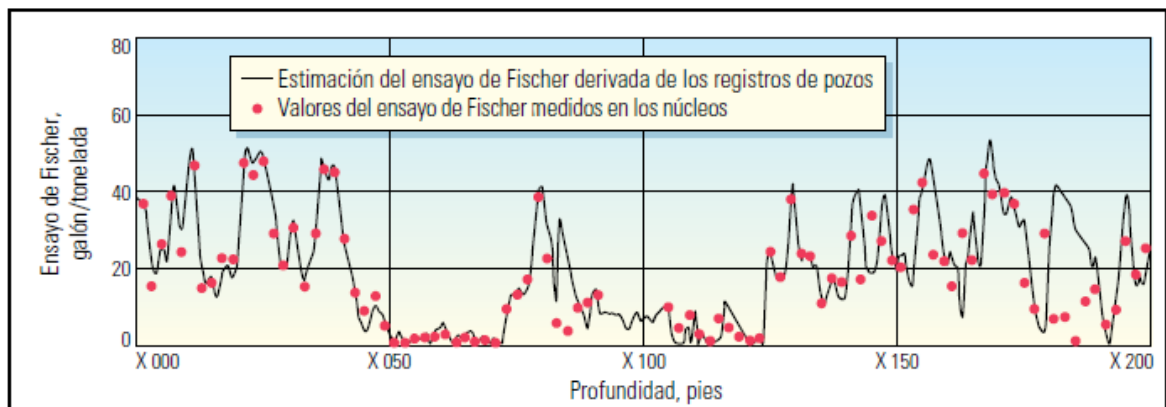


valores de porosidad del registro de densidad  $\Phi_D$  y el valor de la porosidad medida por resonancia magnética nuclear  $\Phi_{MR}$ .

**Gráfica 52.** Concordancia entre los registros convencionales y en ensayo de Fischer.



**52. a.** Materia orgánica total como función del peso del mineral.



**52. b.** Ensayo de Fischer comparado con los resultados de los registros.

**Fuente.** Herron Michael, Kleinberg Robert, Symington Bill, Fowler Tom, Burnham Alan, Allix Pierre. Extracción del petróleo contenido en las lutitas. 2010

Los investigadores computaron un registro del kerógeno a partir de la diferencia entre la densidad y la porosidad RMN, luego utilizaron esta correlación lineal para convertir el registro del kerógeno en un registro del ensayo de Fischer. Las estimaciones del ensayo de Fischer basadas en el registro (negro) exhiben una concordancia excelente con los valores de las mediciones del ensayo de laboratorio de Fischer obtenidas en los núcleos (rojo).

El método fue probado en un pozo de Oil shale de AMSO, ubicado en la cuenca Green River. El contenido de kerógeno se calculó a partir de los registros de porosidad de densidad y de resonancia magnética. Mediante la utilización de una correlación entre el contenido de kerógeno y los resultados del ensayo de Fischer, realizado en los shales de Green River, los investigadores computaron un registro estimado del ensayo de Fischer basado en las mediciones derivadas de los registros obtenidos con herramientas operadas con cable. Los valores estimados del ensayo de Fischer muestran una concordancia excelente con los valores derivados de las mediciones de laboratorio obtenidas en núcleos del mismo intervalo.

Otro enfoque diferencia el mineral del contenido orgánico. El mismo utiliza datos de espectroscopia. La sonda de espectroscopia de captura elemental ECS mide las concentraciones de silicio, aluminio, calcio, hierro, azufre, potasio, sodio, magnesio, titanio y gadolinio.<sup>78</sup> La mineralogía de los granos se computa a partir de las concentraciones de estos elementos.

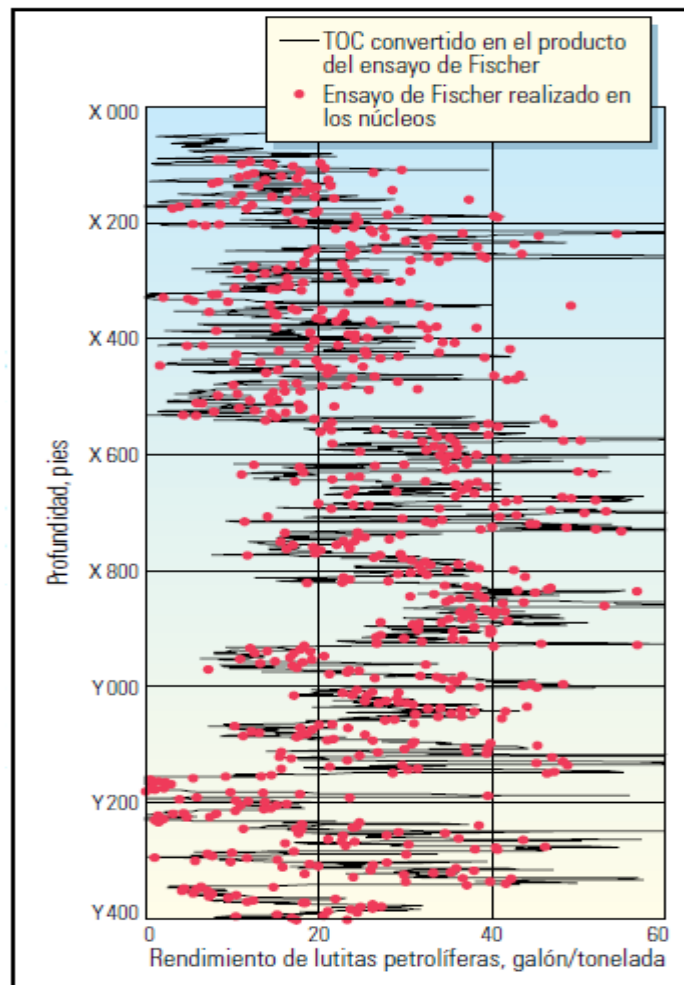
La concentración de carbono total se obtiene con la herramienta de control de saturación del yacimiento RST. De esta concentración, una parte del carbono es inorgánica y otra parte es orgánica. El carbono inorgánico se combina con calcio y

---

<sup>78</sup>Barson D, Christensen R, Decoster E, Grau J, Herron M, Herron S, Guru UK, Jordán M, Maher TM, Rylander Ey White J: "Espectroscopia: La clave para la obtención de respuestas petrofísicas rápidas y confiables." 2005.

otros elementos para formar calcita y dolomía junto con otros minerales menos conocidos, tales como la nahcolita y la dawsonita, que son comunes en los shales de Green River. Las concentraciones de Ca, Mg y Na derivadas por ECS se utilizan para calcular el carbono inorgánico. El resto, denominado carbono orgánico total (TOC), conforma el kerógeno.

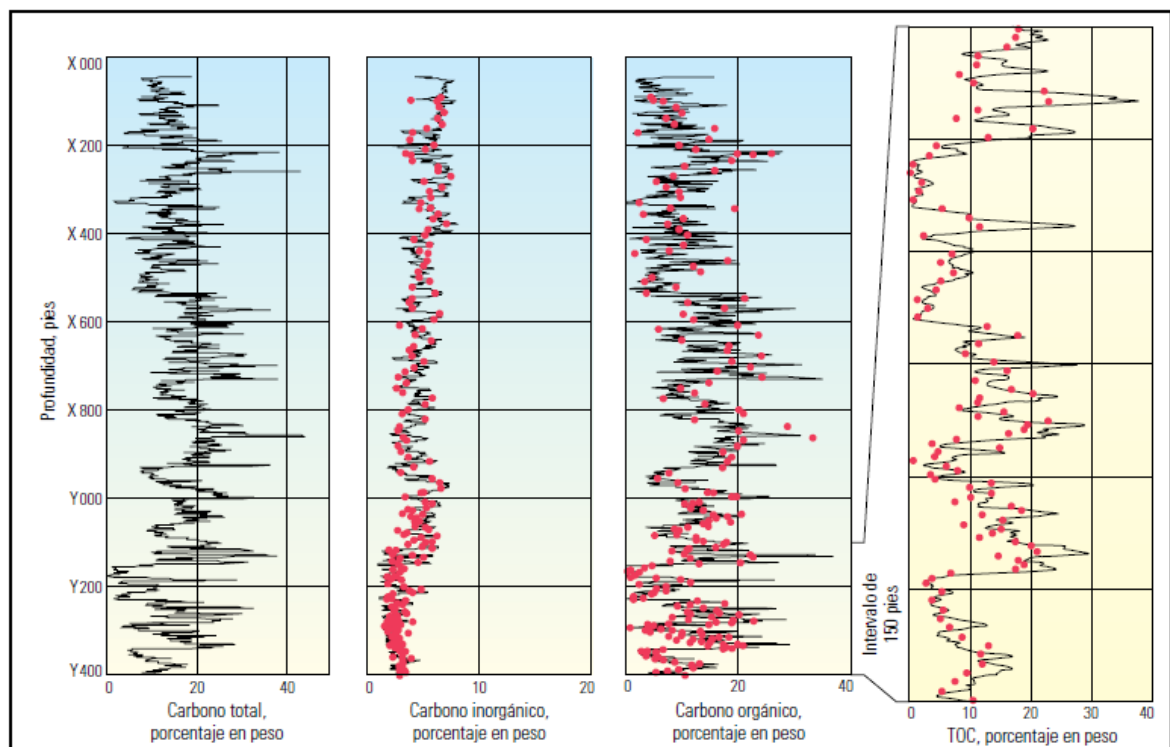
**Gráfica 53.** Producto del ensayo de Fischer derivado del registro TOC.



**Fuente.** Herron Michael, Kleinberg Robert, Symington Bill, Fowler Tom, Burnham Alan, Allix Pierre. Extracción del petróleo contenido en las lutitas. 2010

Mediante este método espectroscópico, los investigadores computaron un registro TOC para un pozo de AMSO, emplazado en la cuenca Green River, que muestra un buen ajuste entre los resultados basados en el registro y las mediciones obtenidas en los núcleos. El registro TOC fue convertido en un registro del producto del ensayo de Fischer, mediante una correlación obtenida en forma independiente por los científicos de AMSO. El registro correspondiente al ensayo de Fischer mostró una concordancia excelente con las pruebas del ensayo de Fischer efectuadas en los núcleos. Esta técnica que emplea registros geoquímicos, junto con el método complementario que utiliza registros de resonancia magnética nuclear, constituye una forma eficiente y confiable de caracterizar el rendimiento petrolífero del shale sin tener que recurrir a las mediciones obtenidas en los núcleos.

**Gráfica 54.** Carbono orgánico e inorgánico derivado de los registros y de los núcleos.



**Fuente.** Herron Michael, Kleinberg Robert, Symington Bill, Fowler Tom, Burnham Alan, Allix Pierre. Extracción del petróleo contenido en las lutitas. 2010

Las estimaciones del ensayo de Fischer (negro), derivadas del registro TOC, muestran una correlación excelente con los resultados del ensayo de Fischer obtenidos en los núcleos (rojo).

El carbono total (izquierda) se compone de carbono inorgánico y orgánico, el último de los cuales reside en el kerógeno. El carbono inorgánico se presenta en forma de mineral, tal es el caso de los carbonatos y de ciertos minerales exóticos que a veces se encuentran en los Oil shales. Las estimaciones del carbono inorgánico (centro a la izquierda) y del carbono orgánico (centro a la derecha) basadas en mediciones nucleares (negro) se correlacionan extremadamente bien con las mediciones de laboratorio obtenidas en los núcleos (rojo). Una sección extendida (derecha) muestra la calidad del ajuste en el intervalo inferior de 150 pies.

#### **4.8 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE PETRÓLEO PRESENTE EN LOS OIL SHALES.**

Existen varios métodos para determinar el potencial de hidrocarburos presente en los Oil shales que se basan en estudios de laboratorio.

##### **4.8.1 Método de Balance de Masa.**

El método más acertado y aceptado para evaluar el potencial de hidrocarburos presentes en los Oil shales es el balance de masa, este relaciona la cantidad de carbono orgánico total (TOC), con el índice de hidrogeno (HI), presente en los Oil shales.<sup>79</sup>

<sup>79</sup>Carlos A. Vargas. Potencial de hidrocarburos en Colombia. Departamento de Geociencias. Universidad Nacional de Colombia – Sede Bogotá. 2011.

Las ecuaciones para realizar dicho cálculo son las siguientes:

$$TOC + HI = \text{HIDROCARBURO TOTAL GENERADO}$$

$$HC \text{ GENERADO} = \frac{TOC}{100} * \rho_F * \text{ÁREA} * \text{ESPESOR} * R * 10^{-6}$$

TOC/100 (wt%)	×	Densidad Formacion (p.g /cm <sup>3</sup> )	×	Unidad de Volumen (V,cm <sup>3</sup> )	=	Masa de carbono Organico (M, g TOC)
Indice de Hidrogeno antes de la generacion de H.C (Hlo. mg HC/g TOC)	-	Indice de hidrogeno presente (Hlp. mg HC/g TOC)	=	Hidrocarburos Generados por gramo de carbono organico (R, mg HC/g TOC)		
R (mg HC/g TOC)	×	M (g TOC)	×	10 <sup>-6</sup> (kg/mg)	=	Hidrocarburos generados (HCG, kg HC)

Como lo muestran las ecuaciones el método de balance de materia expresa los hidrocarburos generados en kilogramos, generalmente también se expresan en toneladas.

#### 4.8.2 Índice de Potencial Generador.

A partir de los datos de pirólisis Rock-Eval, se puede evaluar el Índice de Potencial Generador o *Source Potential Index (SPI)*, que es la máxima cantidad de hidrocarburos que puede ser generada por una columna de roca madre por cada m<sup>2</sup> de área (en toneladas de hidrocarburos /m<sup>2</sup>).<sup>80</sup>

$$SPI = \frac{h * (S1 + S2) * \rho}{1000}$$

Donde:

*h*: Espesor de la Roca Madre (m)

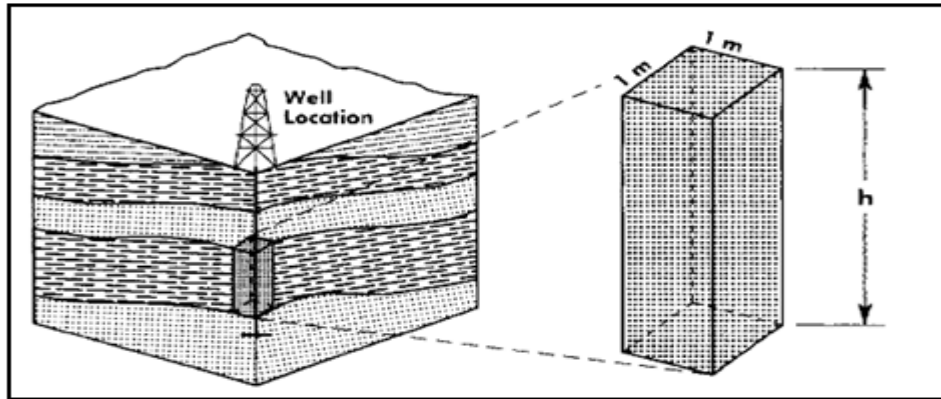
*S1 + S2*: Potencial de generación promedio (kg de hidrocarburos/ tonelada)

<sup>80</sup>LabayénInés. De qué hablamos cuando hablamos de "Shale". La roca generadora como roca reservorio. Inlab S.A. 2011.

$\rho$ : Densidad de la roca madre (toneladas/ m<sup>3</sup>)

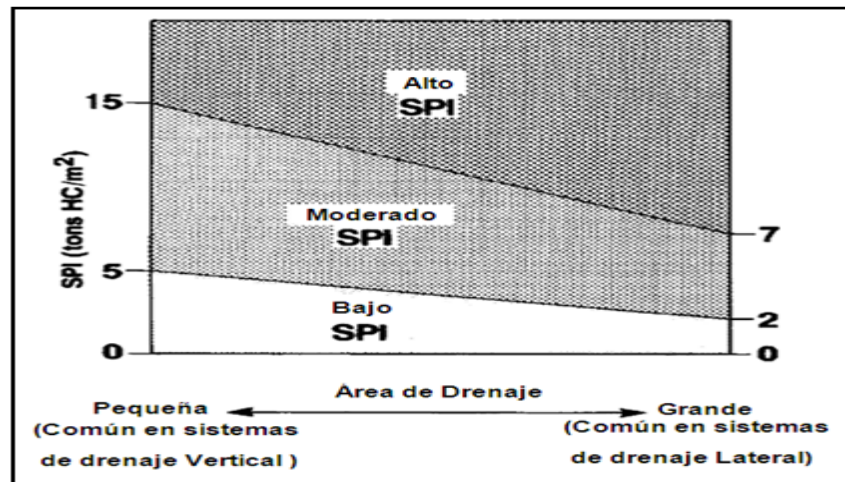
Al conocer el área en m<sup>2</sup>, los hidrocarburos generados se obtienen en toneladas. Según la fuente estos estudios fueron realizados por Demaison y Hizinga en 1994.

**Gráfica 55.** Columna de roca madre por cada m<sup>2</sup> de área.



**Fuente.** Modificada de: LabayénInés. De qué hablamos cuando hablamos de “Shale”. La roca generadora como roca reservorio. Inlab S.A.2011.

**Gráfica 56.** Índice de Potencial Generador según el área de drenaje.



**Fuente.** Modificada de: LabayénInés. De qué hablamos cuando hablamos de “Shale”. La roca generadora como roca reservorio. Inlab S.A.2011.

#### 4.8.3 Método Volumétrico.

El uso del método volumétrico para el cálculo de reservas de oil shale está limitado por la complejidad asociada al cálculo de la saturación de aceite inicial ( $S_o$ ), el cual involucra estudios en laboratorio para determinar el Índice de generación de petróleo (PGI) y la eficiencia de expulsión del petróleo (PEE), esto debido a que en el proceso de calentamiento de la materia orgánica parte del petróleo migra de la roca.

$$PGI = \frac{\text{petróleo generado} + \text{petróleo inicial}}{\text{potencial total de petróleo}} = \frac{[C_k(L + R) - C_k(L + R)_e] + C_o}{C_k(L + R) + C_o}$$

$$PEE = \frac{\text{petróleo expulsado}}{\text{petróleo generado} + \text{petróleo inicial}} = \frac{[C_k(L + R) + C_o] - C_k(L + R)_e + C_{oe}}{[C_k(L + R) - C_k(L + R)_e] + C_o}$$

Donde:

$C_o$ =petróleo inicial

$C_{oe}$ =petróleo residual

$C_k(L + R)$ = kerógeno reactivo, porciones inestables (L) y refractarias (R)

$C_k(L + R)_e$ =kerógeno reactivo residual, porciones inestables (L) y refractarias (R)

La expulsión del petróleo generado depende su generación a partir del kerógeno y de su movimiento dentro de la roca madre.<sup>81</sup> La generación a partir de kerógeno se cree que es sorción dependiente y como sugirió Sandvik requiere de una saturación de bitumen mínima, que puede ser determinada a partir de pirólisis Rock-Eval ( $S1*100/TOC$ ).

<sup>81</sup> Sandvik et al., 1992; Mann et al., 1997; Inan et al., 1998

Los volúmenes de aceite generados durante los procesos para hallar PGI y PEE, son usados para calcular la máxima saturación de aceite del sistema poroso de los Oil shales, definida por la siguiente ecuación<sup>82</sup>:

$$S_o = \frac{V_o * 100}{V_p}$$

Donde:

$S_o$ =saturación de aceite

$V_o$ =volumen específico del aceite generado

$V_p$ =volumen específico de poro

Ahora teniendo la saturación de aceite podemos calcular las reservas con el método volumétrico como sigue:

$$OOIP = \frac{7758 * A * h * \phi * S_o}{B_{oi}}$$

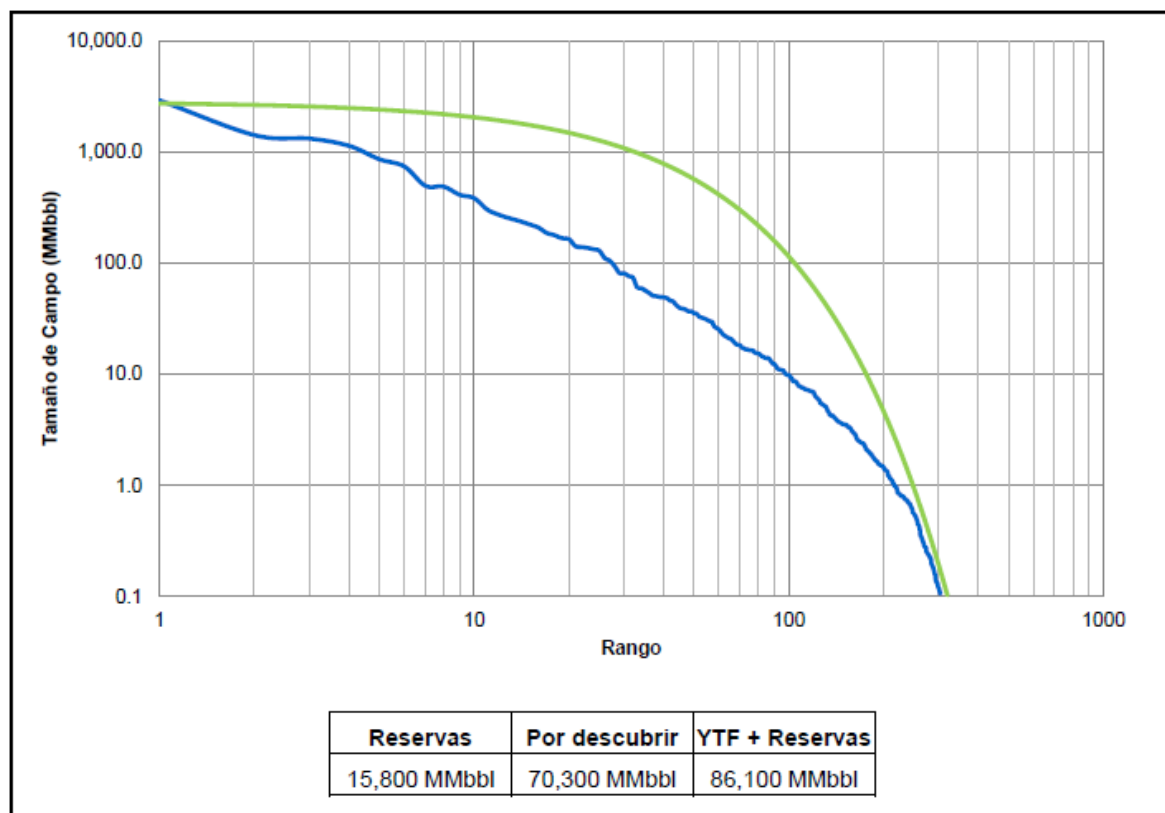
#### 4.8.4 Tendencia Fractal.

El total de recursos contenidos en una cuenca siguen una tendencia fractal, la cual puede ser parabólica o lineal. El comportamiento de dicha curva representa las reservas encontradas y la tendencia teórica representaría el total del recurso por descubrir bajo condiciones tecnológicas similares de exploración y producción.<sup>83</sup> Al tener certeza de las reservas convencionales el excedente pertenecerá a los denominados no convencionales incluyendo los Oil shales.

<sup>82</sup>Eseme E. Oil shales: Compaction, Petroleum Generation and Expulsion.

<sup>83</sup> Carlos A. Vargas. Potencial de hidrocarburos en Colombia. Departamento de Geociencias. Universidad Nacional de Colombia – Sede Bogotá. 2011.

**Gráfica 57.** Tendencia fractal de aceite para Colombia.



**Fuente.** Modificada de: Carlos A. Vargas. Potencial de hidrocarburos en Colombia. Departamento de Geociencias. Universidad Nacional de Colombia – Sede Bogotá. 2011.

#### 4.8.5 Modelo Propuesto por El- Banbi.

El-Banbi<sup>84</sup> en 1998 propuso un método para evaluar el OOIP y el área de drenaje en la matriz con doble porosidad para yacimientos de Tight Gas que posteriormente fue aplicado a los Oil shales de Bakken en estados unidos por Tran Tan y otros<sup>85</sup> de estos estudio se presentan las ecuaciones de cálculo que

<sup>84</sup> El-Banbi, A.H. Analysis of Tight Gas Wells. Ph.D. dissertation, College Station; Texas A&M University. 1998.

<sup>85</sup> Tran Tan, Sinurat Pahala, and Wattenbarger R.A, Production Characteristics of the Bakken Shale Oil. SPE, Texas A&M University. 2011.

permiten evaluar el OOIP y el área de drenaje además de la longitud de la fractura requerida.

Las siguientes ecuaciones permiten evaluar el OOIP y el área de drenaje además de la longitud de la fractura requerida.

$$OOIP = \frac{19.91 \sqrt{t_{ehs}} (1 - S_w)}{c_t m_4}$$

$$\sqrt{k_m} A_{cm} = \frac{125.1 B \mu}{\sqrt{(\phi \mu c_t)}} \frac{1}{m_4}$$

$$y_e = 0.1591 \sqrt{\frac{k_m t_{ehs}}{(\phi \mu c_t)}}$$

Donde:

$k_m$  = permeabilidad de la matriz, md

$A_{cm}$  = Área de drenaje de la matriz en el sistema de fracturas, ft<sup>2</sup>

OOIP = Petróleo Original en sitio, bbls

$B_{oi}$  = factor volumetrico inicial de aceite, rbl/stb

$\mu_{oi}$  = viscosidad inicial del aceite, cp

$t_{ehs}$  = Tiempo final de la línea recta en el gráfico especializado de la raíz cuadrada del tiempo, días.

$x_e$  = longitud lateral del pozo, ft

$m_4$  = Pendiente de la recta que pasa por el origen del grafico de la raíz cuadrada del tiempo.

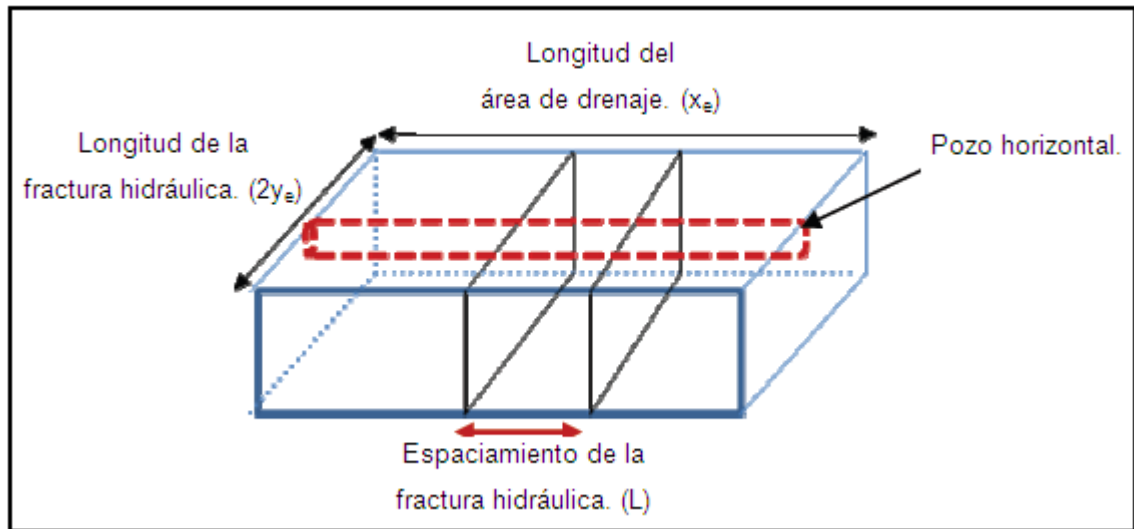
$L$  = espaciamiento de la fractura hidráulica, ft.

$y_e$  = longitud media de la fractura hidráulica, ft.

$S_w$  = saturación de agua, fracción.

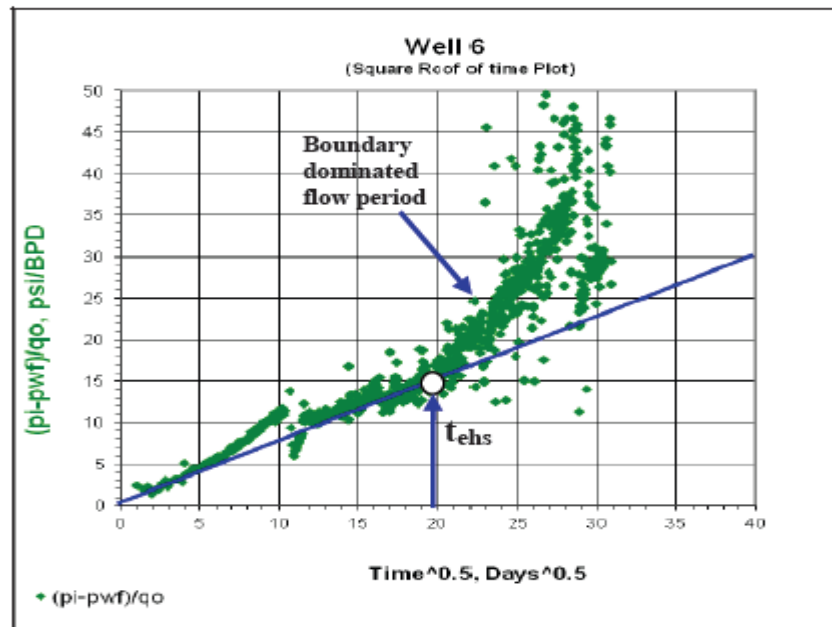
$\Phi$  = Porosidad, fracción.

**Gráfica 58.** Esquema de la doble porosidad en la matriz.



**Fuente.** Modificada de: Tran Tan, Sinurat Pahala, and Wattenbarger R.A, Production Characteristics of the Bakken Shale Oil. SPE, Texas A&M University. 2011.

**Gráfica 59.** Ejemplo del gráfico especializado de la raíz cuadrada del tiempo.



**Fuente.** Modificada de: Tran Tan, Sinurat Pahala, and Wattenbarger R.A, Production Characteristics of the Bakken Shale Oil. SPE, Texas A&M University. 2011.

## 5. PROCESOS DE EXTRACCIÓN Y MEJORAMIENTO DEL SHALE OIL.

La materia orgánica en el Oil shale contiene típicamente bitumen y kerógeno que luego de ser tratados y procesados dan origen al shale Oil. La fracción de bitumen es soluble en la mayoría de disolventes orgánicos, y no es difícil de extraer directamente del Oil shale. El contenido de bitumen fácilmente soluble en el Oil shale ocupa sólo una pequeña fracción, donde el kerógeno insoluble es la mayor parte de la materia orgánica en el Oil shale. Además, el kerógeno es casi inerte a la mayoría de productos químicos debido a su compleja estructura macromolecular, por tanto, la mayoría de los procesos reactivos son poco eficaces, haciendo la extracción más difícil.

Los diferentes enfoques que se han estudiado para la extracción de aceite (materia orgánica) de la matriz mineral (matriz inorgánica de la roca) son: (1) Para romper drásticamente los enlaces químicos de los compuestos orgánicos, (2) Para degradar o ligeramente despolimerizar los compuestos orgánicos, y (3) el uso de disolventes que tienen un poder de solvatación extraordinariamente fuerte<sup>86</sup>. El primer enfoque se utiliza ampliamente en aplicaciones industriales, como Pirólisis de alta temperatura donde se escinde decisivamente los enlaces de los compuestos orgánicos. Los procesos de *Retorting* pertenecen a esta categoría y tienen una larga historia. El segundo enfoque se puede lograr mediante un procesador bioquímico un proceso de oxidación controlada. El tercer enfoque se puede lograr por métodos de extracción potentes, tales como los procesos de extracción con fluidos supercríticos que se basa en el poder de solvatación fuerte de un fluido en su zona supercrítica.

Durante el proceso de extracción de shale Oil del Oil shale, las propiedades físicas y químicas del Oil shale juegan papeles importantes. La baja porosidad,

<sup>86</sup>Lee Sunggyu, Speight James, Loyalka Sudarshan. Alternative Fuel Technologies. 2007.

baja permeabilidad, y la fuerte resistencia mecánica de la roca matriz del Oil shale hacen que el proceso de extracción sea menos eficiente dado que el transporte másico de los reactivos y productos es mucho más difícil. Las condiciones de transferencia de calor y de masa en un proceso son cruciales, porque afectan tanto la economía, como la eficiencia del proceso. Los procesos de retorting del Oil shale se pueden clasificar como procesos ex-situ e in-situ. Los procedimientos ex-situ que se llevan a cabo sobre el suelo después de extraer y triturar el Oil shale, y los procesos in-situ se llevan a cabo bajo el suelo, lo que no requiere la extracción del Oil shale completamente.

En esta sección, se describen algunos de los procesos desarrollados para la extracción y mejoramiento del Shale Oil, la descripción se realiza respecto a la tecnología usada.

## 5.1 CLASIFICACIÓN GENERAL DE LOS PROCESOS DE EXTRACCIÓN Y MEJORAMIENTO DEL SHALE OIL.

### 5.1.1 Procesos de Extracción del Shale Oil.

Los métodos de extracción de Shale Oil o tecnologías de conversión del Oil shale en Shale Oil son cuatro a saber: A) Minería de superficie con retorting en superficie, B) Minería subterránea con retorting en superficie, C) Procesos In-Situ Modificados (MIS), y D) Verdaderos Procesos In-Situ (TIS)<sup>87</sup>. Las cuales se describen brevemente a continuación:

- **Minería de superficie con retorting en superficie.** La minería de superficie o minería a cielo abierto es aplicable a aquellos yacimientos o depósitos de Oil shale que están cerca a la superficie o que tienen una

<sup>87</sup> Bligarbigi Khosrow, Dammer Anton, Mohan Hitesh, Carolus Marshall. Economics of Oil shale Development in the United States. SPE. 2008.

relación con los estratos de sobrecarga de máximo 1:1. Una vez el Oil shale es extraído, este es calentado a temperaturas entre 400°C y 500°C para convertir o *retort* el kerógeno en shale Oil y gases combustibles.

- **Minería subterránea con retorting en superficie.** La minería subterránea o de galería o minería room and pillar es aplicable a recursos que afloran a lo largo de zonas escarpadas o de gran pendiente. Este método es usado para la extracción de Oil shale a lo largo del sur de la cuenca Piceance Creek en los Estados Unidos. El proceso para convertir el Oil shale en shale Oil es el mismo que el de minería a cielo abierto.
- **Procesos In-situ Modificados (MIS).** Los procesos in-situ modificados involucran minería por debajo del Oil shale objetivo antes de calentarlo. Una vez el Oil shale es minado, el Oil shale virgen es bombardeado con explosivos para fragmentarlo y así crear un espacio vacío que oscila entre 20 y 25%. La combustión se inicia en la parte superior del Oil shale fragmentado y se mueve hacia abajo en la columna del Oil shale. Al avanzar el frente de combustión, el Oil shale logra su temperatura de retorting convirtiendo el kerógeno en shale Oil y gases. Los productos son capturados y enviados a superficie. Los procesos MIS pueden mejorar el rendimiento gracias al mayor calentamiento del Oil shale, mejorando el flujo de gases y líquidos a través de la roca, y aumentando el volumen y la calidad del petróleo producido.
- **Verdaderos procesos in-situ (TIS).** Los procesos TIS no requieren minería y se pueden aplicar a la mayoría de yacimientos de Oil shale. Estos procesos usan pozos verticales y/o horizontales para el calentamiento del Oil shale además del microfracturamiento de la formación con el fin de facilitar el flujo de los fluidos a los pozos productores. Los fluidos generados

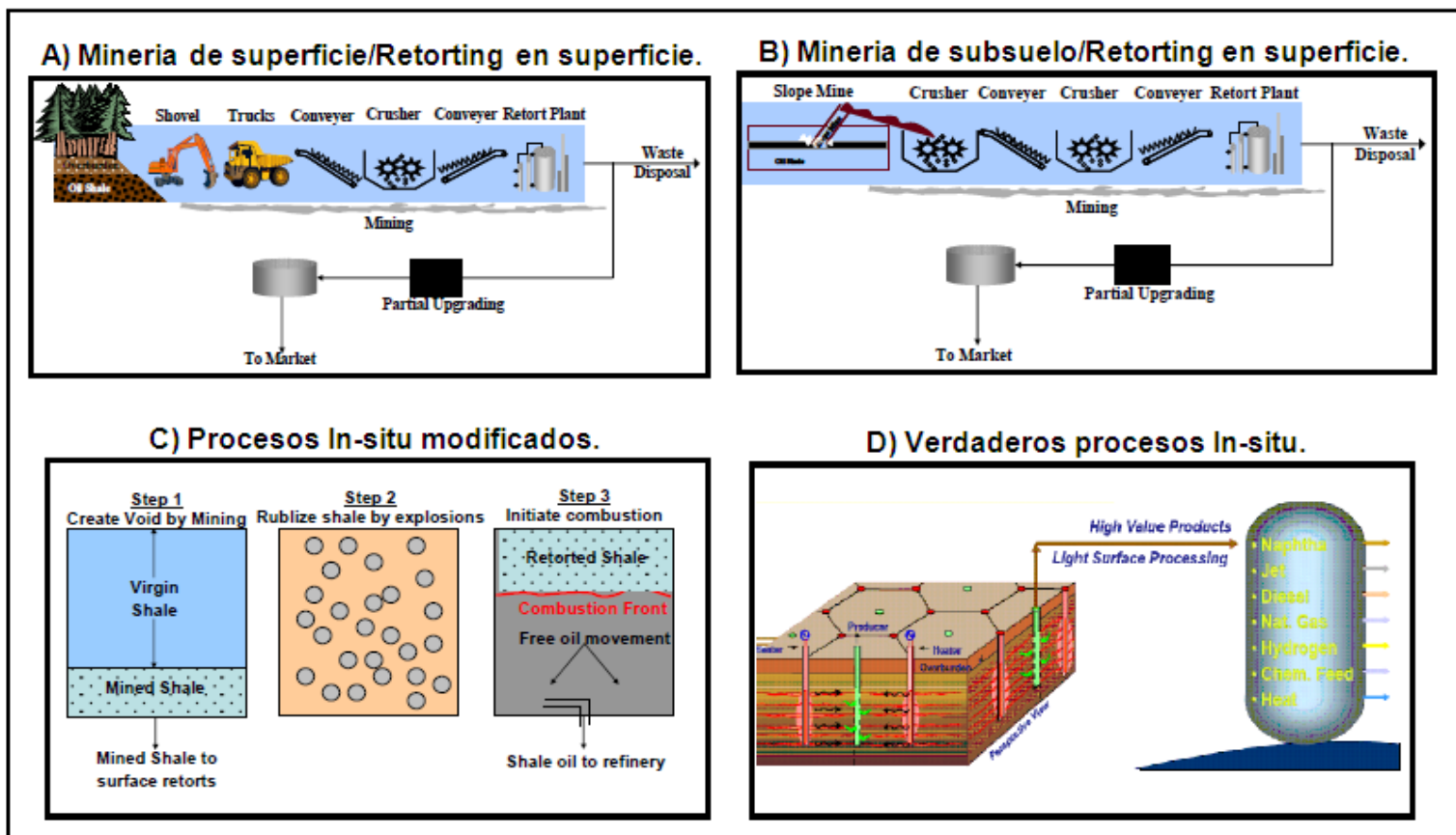
(aceite y gases) son recuperados y llevados a superficie usando la tecnología convencional.

### **5.1.2 Procesos de Mejoramiento del Shale Oil.**

Una vez el Shale Oil es extraído del Oil shale ya sea por métodos ex sito o in-situ es necesario el mejoramiento para su uso comercial por tal motivo es llevado ya como un crudo convencional a la refinería para mejorar su calidad y extraer productos finales los procesos que se le realizan al Shale Oil para mejorar la calidad de sus productos combustibles son: tratamiento térmico y químico, hidrogenación de diversas maneras que serán explicadas al final de este capítulo.

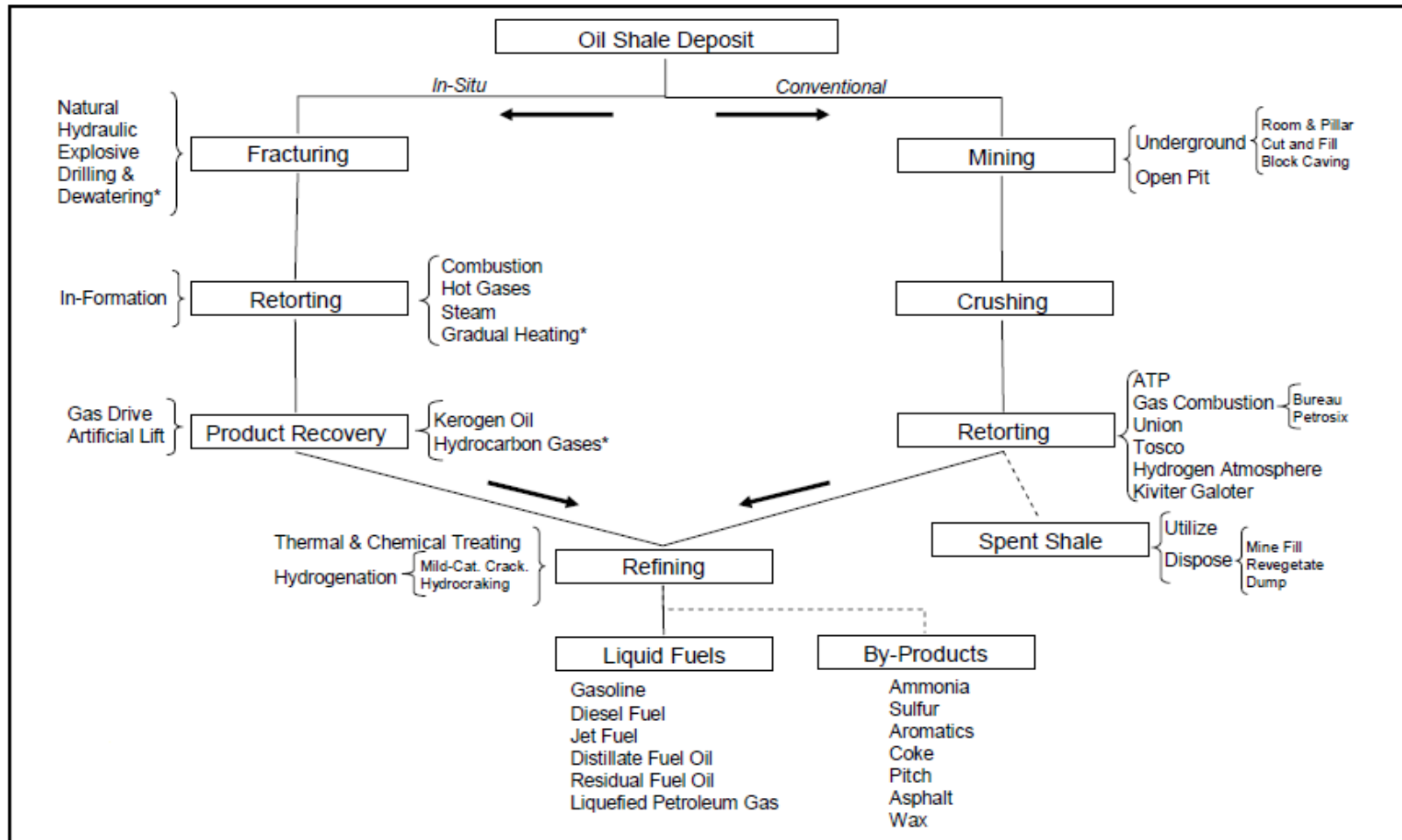
Las graficas 60 y 61 muestran los esquemas generales de los Procesos de extracción del Shale Oil y El proceso generalizado para la conversión del Oil shale en combustibles y sub productos, respectivamente.

Gráfica 60. Clasificación general de los procesos de extracción del Shale Oil.



**Fuente.** Modificada de: Bligarbigi Khosrow, Dammer Anton, Mohan Hitesh, Carolus Marshall. Economics of Oil shale Development in the United States. SPE. 2008.

Gráfica 61. Proceso generalizado para la conversión del Oil shale en combustibles y subproductos.

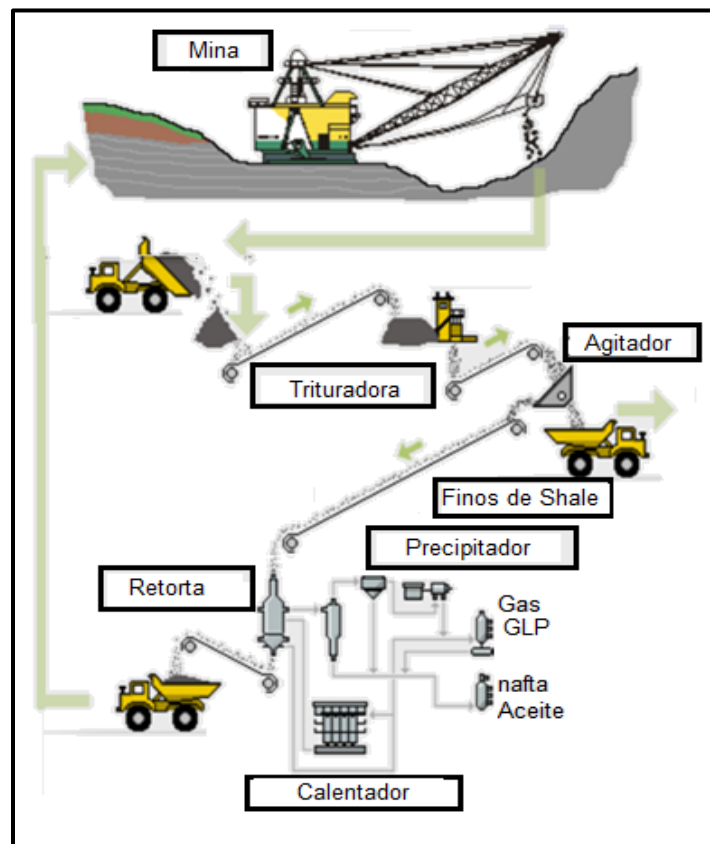


Fuente. Modificada de: Johnson Harry, Crawford Peter, Bunger James. Strategic Significance of America's Oil Shale Resource. Oil Shale Resources, Technology and Economics. 2004.

## 5.2 PROCESOS EX SITU.

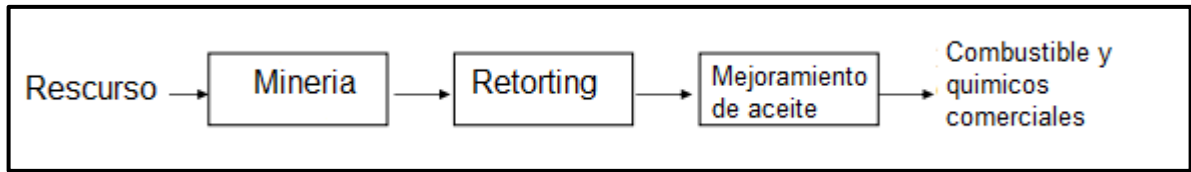
En la década de 1980, la minería era el método óptimo para la extracción de Oil shale. El mineral es enviado a las retortas las cuales utilizan altas temperaturas para extraer el producto a una tasa económicamente viable y con los requerimientos favorables para el medio ambiente. El Oil shale se extrae de la mina y posteriormente es transportado con destino a las plantas de procesamiento. Lógicamente, el costo del transporte de la materia prima constituye una gran parte del costo total de estos tipos de procesos.

**Gráfica 62.** Proceso Ex-situ.



**Fuente.** Modificada de: USTAR and Salt Lake Petroleum Section of SPE. Oil shale: An introduction. 2008.

**Gráfica 63.** Conversión del Oil shale a producto (Procesos Ex situ).



**Fuente:** Modificada de: Dammer T. Strategic Significance of America's Oil shale Resource.2005.

Para la extracción “ex situ” se utilizan algunas tecnologías llamadas de combustión interna, sólidos reciclados calientes (hot recycled solids), conducción en pared (Wall conduction), gas caliente generado externamente, tecnologías de fluidos reactivos y Gasificación con plasma (Plasma Gasification).

### 5.2.1 Conducción en Pared (Wall Conduction).

#### 5.2.1.1 Fischer Assay.

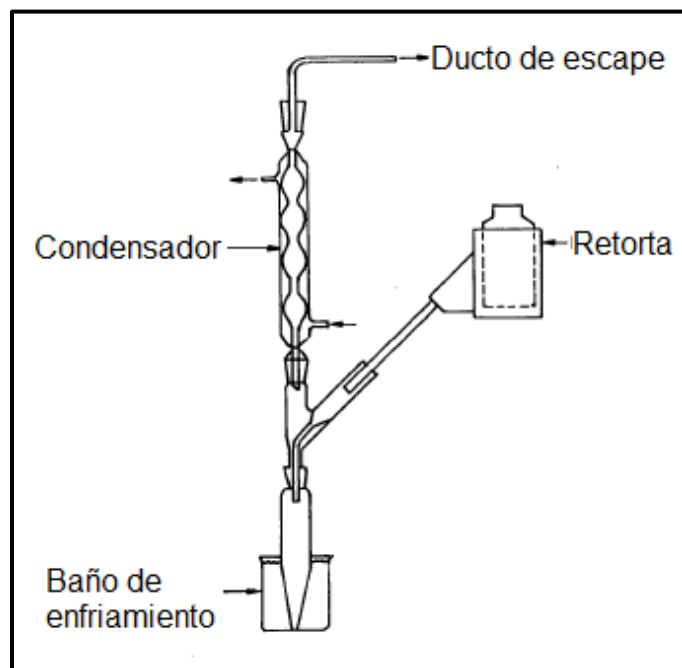
Este proceso es un ensayo estándar de laboratorio con el fin de determinar el rendimiento del aceite que se espera de una extracción convencional de Shale Oil e indicar las reservas de Shale Oil en las formaciones geológicas.

Cientos de ensayos fueron desarrollados con el fin de tener unas condiciones estándar para el desarrollo de Oil shale. La eficiencia de la retorta se puede calcular con los datos obtenidos del aceite remanente del Shale en proceso.

El ensayo original fue desarrollado por Franz Joseph Emil Fischer y Hans Schrader, en la investigación de la retorta de carbón a bajas temperaturas. Fue adaptada para evaluar los rendimientos de Oil shale en 1949 por K. E. Stanfield y I. C. Frost.

En el laboratorio, se tiene una retorta pequeña de Oil shale, donde una muestra de 100 gramos de Oil shale se calienta a 500 °C a una velocidad de 12 °C/min, la cual se mantienen durante 40 minutos. Los vapores destilados de aceite, gas y agua pasan a través de un condensador y se enfrían con agua fría en un tubo centrífugo graduado<sup>88</sup>.

**Gráfica 64.** Fischer Assay.



**Fuente.** Modificada de: Development Engineering, Inc. The Fischer Assay, A Standard Method.

Los rendimientos de aceite que se obtienen en otras tecnologías, a menudo se expresan como un porcentaje del rendimiento de aceite del ensayo Fischer.

<sup>88</sup>Heinstand R. N. "The Fischer Assay, A Standard Method". Development Engineering, Inc.

### ***Variación de datos del Fischer Assay.***

El tamaño de la malla: El rendimiento del aceite tiende a aumentar con el crecimiento del tamaño de la partícula. Por lo tanto, ni grumos, ni finos pueden descartarse.

La temperatura, es el factor de control de Fischer Assay, para la condensación de los vapores gaseosos a líquidos. La temperatura del receptor debe ser controlada por un baño frío y la temperatura de la retorta debe ser controlada cuidadosamente con los termopares.

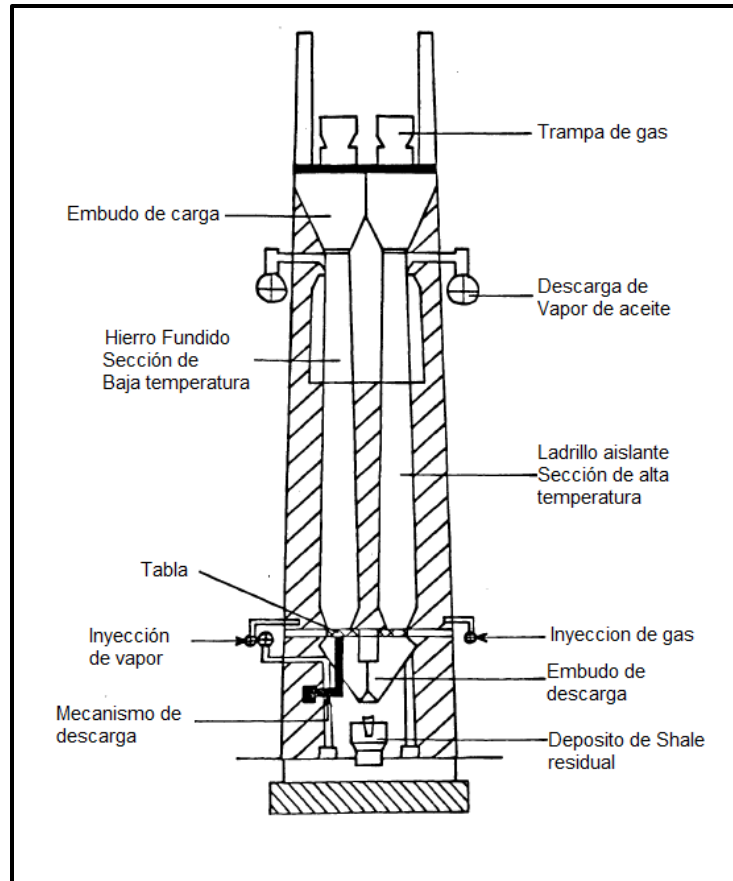
#### **5.2.1.2 Pumpherton Retort.**

Este proceso es conocido también como Bryson Retort, era una especie de retorta de Oil shale utilizado en Escocia a finales del siglo 19 y principios del siglo 20. Esto separó la industria del Oil shale de la industria del carbón, debido a que fue designado específicamente al retorting de Oil shale. El nombre se debe a la ciudad Pumpherton en Escocia, la cual fue una de las principales zonas de Oil shale en Escocia. La retorta fue comercializada por la compañía petrolera Pumpherton.

La retorta Pumpherton consiste de un recipiente cilíndrico de 35 pies de alto, el cual contiene dos secciones principales. La parte superior hecha de hierro y la parte inferior hecha de ladrillos refractarios. El Oil shale bruto se introduce en la parte superior de la retorta. El Shale Oil y El gas de Oil shale se separan por destilación en la sección superior a temperatura de 399 a 482 °C. En la sección inferior, el calor se eleva a 704 °C y el vapor se inyecta para producir amoníaco. El proceso requiere unos 1000 barriles de vapor de agua equivalentes por tonelada de Oil shale.

La retorta tiene una capacidad de 15 toneladas y el tiempo del proceso es de 24 horas. Este proceso empezó por la combustión de carbón, pero después inicio para producir gas de Oil shale.

**Gráfica 65.** Retorta Pumpherston.



**Fuente.** Modificada de: IOM, Louw S., Addison J. Studies of Scottish Oil shale industry.

## 5.2.2 Sólidos Reciclados Calientes (Hot Recycled Solids).

### 5.2.2.1 Kentort II.

Este proceso de extracción fue desarrollado desde 1982 por el Centro de Investigación en Energía Aplicada (the Center for Applied Energy Research) de la universidad de Kentucky (UK, EE. UU.)<sup>89</sup>.

Esta diseñado para maximizar la producción de Aceite y gas y para aprovechar al máximo el contenido de carbón en el Oil shale, sin tener que recurrir a presiones atmosféricas altas y realizar el proceso teniendo en cuenta las regulaciones ambientales.

Consiste de cuatro recipientes de lechos fluidos, las cuatro zonas están configuradas en cascada, donde el shale se somete a pirólisis, gasificación/desulfuración, combustión y enfriamiento. Las secciones de pirólisis, gasificación y enfriamiento están alineadas verticalmente y comparten un gas fluidizante común (pulveriza un sólido finamente). La combustión se produce en el cuarto lecho que se coloca adyacente a las otras tres, y el gas fluidizante se suministra por separado.

El cuerpo principal de la unidad Kentort II, está construido de acero inoxidable. Debido a la combinación de alta temperatura y un ambiente corrosivo en la sección de gasificación y combustión, estas secciones han sido aluminizadas (aleación rica en aluminio) para prevenir las incrustaciones y fragmentación del material del reactor. La altura total de la unidad es aproximadamente 6 metros.

---

<sup>89</sup>Taulbee D.N. March 1993. "Measurement of the Adsorption and Cracking of Model Compounds over Processed Oil Shale Particles". Center for applied energy Research, University of Kentucky.

Utiliza un alimentador de tornillo para medir el shale en la sección de pirólisis a una tasa de 23 kg/hr. El alimentador de tornillo se suministra por un recipiente sellado de capacidad 140 kg.<sup>90</sup>

El shale es procesado a 400°C y sale de la unidad a través de un orificio de rebose en la zona de enfriamiento. El shale residual se recoge en un recipiente sellado, que puede desocuparse durante una ejecución para permitir largos periodos de operación. Los finos recuperados por la pirólisis son suministrados a la cámara de combustión por una elevación. Los sólidos son transportados en una fase pobre a través de tubos de elevación, utilizando nitrógeno como un gas de arrastre en los tubos de pirólisis y aire como gas de arrastre en el tubo de la cámara de combustión. El nitrógeno es utilizado para medir el flujo de sólidos a través de las válvulas y en los tubos de elevación. Las tasas de recirculación de hasta 90 kg/hr en la sección de pirólisis y 225 kg/hr en la sección de combustión se pueden alcanzar simultáneamente.<sup>91</sup>

Un quemador de propano se utiliza para calentar el aire fluidizante para la cámara de combustión durante el arranque. Al hacer circular los sólidos entre las zonas, la mayor parte del calor requerido para el precalentamiento es proporcionado por el quemador. Un calentador aguas arriba de la zona de enfriamiento proporciona el resto de la energía necesaria para precalentar el sistema.

Aire, en lugar de vapor, es usado durante la mayor parte del periodo de precalentamiento de manera que la cantidad de vapor condensado se mantenga tan pequeña como sea posible. Una vez que las condiciones de estado

<sup>90</sup>Vego A., Carter S. D., Stehn J. L., August 1993. "Investigation of product coking induced by hot recycle solids in the KENTORT II fluidized bed retort". Center for Applied Energy Research, University of Kentucky.

<sup>91</sup>Vego A., Carter S. D., Stehn J. L., August 1993. "Investigation of product coking induced by hot recycle solids in the KENTORT II fluidized bed retort". Center for Applied Energy Research, University of Kentucky.

estacionario se aproximen, la energía proporcionada por el quemador y el calentador se reduce o elimina completamente.

En la etapa de pirólisis, una mezcla de vapor y producto de gas de la etapa de gasificación puede servir como medio fluidizante. El calor es proporcionado a la sección de pirólisis por una combinación de gas fluidizante y recirculando sólidos de la sección de gasificación mas caliente.

La zona de pirólisis tiene un plato vertical que divide la sección en dos lechos de igual tamaño. El propósito del plato es para reducir la distribución de la permanencia de las partículas creando 2 lechos en serie. Las condiciones de operación para la pirólisis son: Temperatura, 500-550 °C, tiempo medio de permanencia de shale, 3 minutos, profundidad del lecho, 30.5 cm.<sup>92</sup>

El shale de la sección de pirólisis se transfiere a la zona de gasificación/desulfuración por gravedad por un tubo de bajada. La profundidad del lecho está diseñada para ser ajustable entre 38 a 76 cm de manera que el tiempo de permanencia del sólido pueda ser ajustado de 30-60 minutos.

La sección de gasificación se calienta por sólidos calientes de la sección de combustión que entra en la parte inferior del lecho, y la temperatura de operación es 750-850°C. El vapor de la siguiente zona de enfriamiento es usado como el medio fluidizante.

Un tubo de bajada transfiere el shale del gasificador a la sección de enfriamiento que también sirve para precalentar el vapor que fluidiza el lecho gasificador. La zona de enfriamiento es el punto de salida principal de los sólidos del reactor, un desagüe en la pared del recipiente a 38 cm de la base del lecho.

---

<sup>92</sup>Vego A., Carter S.D., Stehn J., August 1993. "Utilization of Spent Oil Shale in a Fluidized Bed Process". Center for applied energy Research, University of Kentucky.

La cámara de combustión proporciona el calor necesario para las secciones de pirólisis y gasificación de la retorta Kentort II. Las zonas de gasificación y combustión son cuidadosamente alineadas para facilitar la transferencia de los sólidos, para minimizar la mezcla de las corrientes de gas, sin embargo, la presión entre los dos recipientes es balanceada. La altura del lecho es 30.5 cm. Los finos recuperados en el ciclón de pirólisis también se introducen en la cámara de combustión para suministrar combustible adicional, se usa aire para fluidizar en la cámara de combustión.

Los gases y los vapores de la pirólisis entran en el ciclón para remover los finos. Una combinación de convección/liquido de inyeccion en el intercambiador de calor enfría la corriente de vapor a 150°C que hace que un aerosol de aceite se desarrolle. Este aerosol es atrapado por un precipitador electrostático (ESP) que contiene aproximadamente 10 m<sup>2</sup> de área de superficie de recopilación y dos etapas de celdas de recogida en serie para garantizar una alta eficiencia de recolección. Aguas abajo del precipitador electrostático, se utiliza un condensador de carcasa y tubo para condensar el vapor y el aceite liviano remanente. El aceite liviano y el agua del condensador se separan, el agua esta suficientemente tratada para ser alimentada de nuevo en el generador de vapor.

Los finos son removidos de la corriente de gas de combustión por un ciclón antes de que el gas se enfríe a 250°C aproximadamente y se libera al sistema de ventilación.



### 5.2.2.2 LLNL (Lawrence Livermore National Laboratory).

Este proceso fue desarrollado por el Lawrence Livermore National Laboratory. En 1984-1987, LLNL operó un proceso basado en una planta piloto en Parachute, Colorado, con una capacidad de una tonelada de Oil shale por día. En 1989, la planta piloto se actualizó para procesar cuatro toneladas de Oil shale por día, la cual fue operada hasta 1993.<sup>93</sup>

El Proceso LLNL utiliza Oil shale residual como portador de calor. El Oil shale bruto y el residual son combinados en el mezclador de lecho fluidizado, donde a su vez aumenta la cantidad de rendimiento del aceite y del Oil shale. Desde el mezclador de lecho fluidizado, el Oil shale se mueve hacia el lecho compacto de pirólisis, donde es pirolizado durante 3 minutos.<sup>94</sup> El calor se transfiere desde el Oil shale residual a el Oil shale bruto causando la pirólisis, teniendo como resultado, la descomposición del Oil shale en los vapores de Shale Oil, Gas de Oil shale y Oil shale residual.

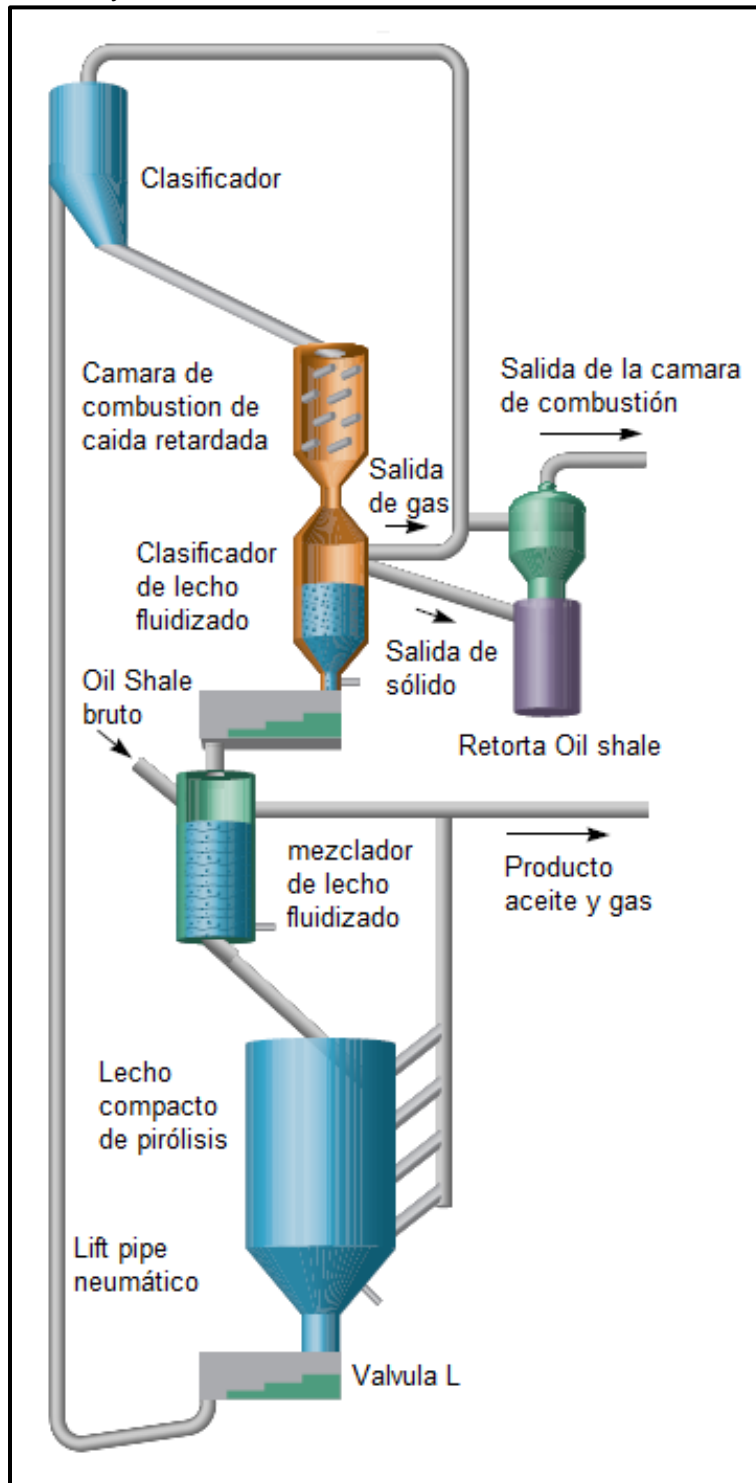
El Oil shale residual, incluyendo el carbón residual, viaja por el tubo de elevación de aire neumático hacia la cámara de combustión donde se quema para calentar el proceso.

Desde la cámara de combustión los residuos sólidos caen en un clasificador de lecho fluidizado, donde las partes mas finas de los sólidos se eliminan y el shale residual caliente se renvia al mezclador de lecho fluidizado. En una planta de producción actual, el aceite es refinado en gasolina de alto octanaje, combustible de aviación u otros productos derivados del petróleo.

<sup>93</sup>Burnham A., McConaghy J., December 11, 2006. "Comparison of the Acceptability of Various Oil Shale Processes". Lawrence Livermore National Laboratory.

<sup>94</sup>Cena R., May 1994. "Modified Retorting for Waste".

Gráfica 67. Proceso Hot Recycled Solid – LLNL.



Fuente: Modificada de: Cena R. Modified Retorting for Waste. 1994.

### 5.2.2.3 ATP (Alberta Taciuk Process).

Creado por el ingeniero William Taciuk de procesos industriales UMATAC, una división de UMA Engineering, Ltda., en Canadá. El proceso Taciuk fue desarrollado originalmente para la pirólisis de brea (tarsand), pero era adecuado también para el tratamiento de Oil shale.

En 1999, la compañía Australiana SPP utilizó la tecnología Taciuk y Construyó una planta en Stuart, Australia, con una capacidad diaria del retorting de 6000 toneladas de Oil shale, el gasto de inversión 170 millones de dólares. Fue diseñado para producir 640 toneladas de Shale Oil por día, con un costo de producción de 70 dólares/ tonelada de Shale Oil.<sup>95</sup>

El ATP aumenta la eficiencia del shale y gas combustible, mejora la eficiencia térmica, reduce el requerimiento de agua en el proceso y minimiza el coque que queda en el shale residual, generando que la eliminación sea segura para el medio ambiente.

El ATP es horizontal, cilíndrico, giratorio, con un diámetro de 8 m y 60 m de longitud. El Oil shale se introduce en la zona de secado, donde es precalentado y secado indirectamente por cenizas de shales calientes y gases de chimenea caliente. Después se traslada a la zona de pirólisis, en donde se mezcla con la ceniza de shale caliente y con temperatura de 550 °C aproximadamente, el cual se convierte en coque con el vapor generado de Shale Oil.

La mezcla de coque con ceniza llega a la zona de combustión, donde se añade aire y el coque es quemado para formar ceniza de shale con una temperatura alrededor de 800 °C, parte de las cenizas, actuando como sólido portador caliente,

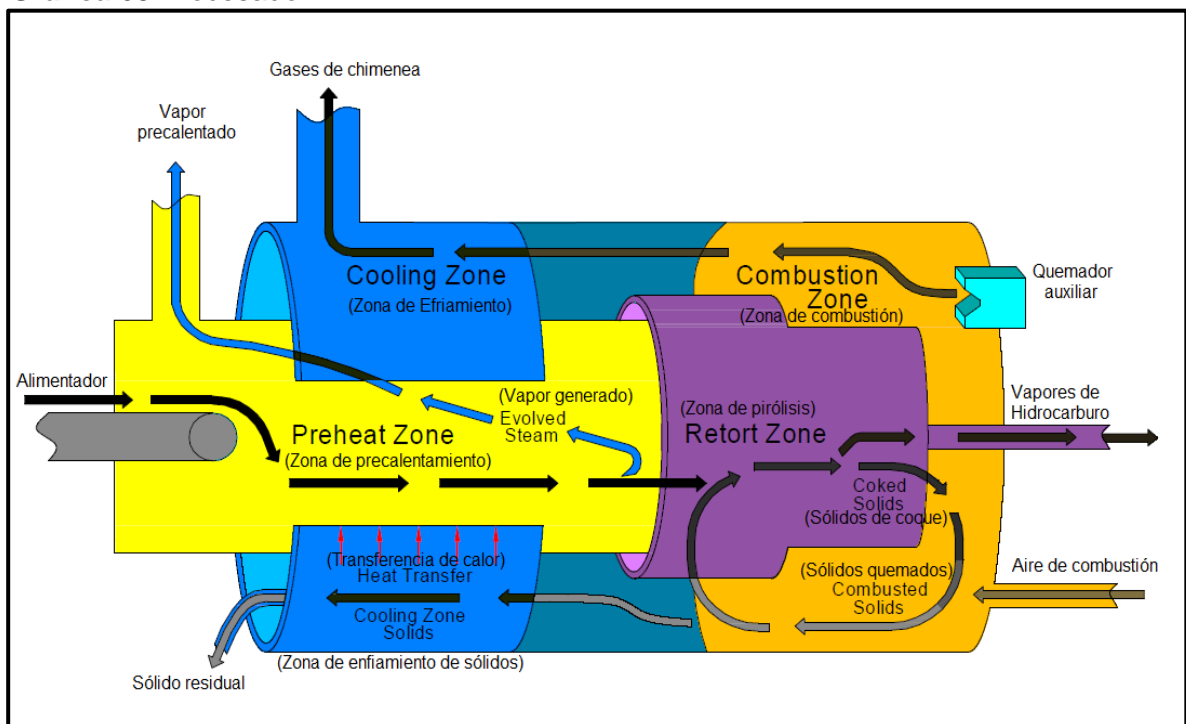
---

<sup>95</sup>Qian J.; Wang J., November 2006. "World oil shale retorting technologies". China Petroleum University. International Conference on Oil Shale: "Recent Trends In Oil Shale".

es reciclada a la zona de pirólisis para que el Oil shale seco sea pirólizado, otra parte de las cenizas llega a través de la zona de enfriamiento a la salida.

El vapor de Shale Oil producido de la zona de pirólisis es enfriado externamente, el aceite producto del condensado es recuperado y fraccionado, para producir nafta ligera y aceite de combustible ligero. La nafta ligera es tratada con hidrogeno para producir en la gasolina una fracción de azufre muy baja.

**Gráfica 68.** Procesador ATP.



**Fuente.** Modificada de: UMATAC Industrial Processes, A company of Polysius. Calgary, Alberta, Canadá. The Alberta Taciuk Process.

#### 5.2.2.4 Tosco II.

El proceso de retorta TOSCO II fue desarrollado por The Oil Shale Corp. Este es uno de los pocos procesos completos para la producción de Shale Oil.

Este proceso emplea un horno de tipo rotatorio horizontal utilizando bolas de cerámica para la transferencia de calor entre la retorta y el calentador. El Oil shale es triturado a un tamaño menor de media pulgada y entra en el sistema a través de tuberías de elevación neumática donde el Oil shale es elevado por corrientes de gas caliente y se precalienta alrededor de 250°C.

Después de entrar en la retorta, el Oil shale se mezcla con las bolas de cerámica caliente con temperatura de 650°C a 870°C. Esto aumenta la temperatura del Oil shale entre 480°C a 590°C y se produce el proceso de pirólisis, donde el kerógeno se descompone en gas de Oil shale y vapor de aceite<sup>96</sup>. Los vapores son transportados a un fraccionador para separarlos en varios compuestos. El shale residual y las bolas de cerámica son separadas en un tambor perforado giratorio (trommel), donde el shale residual triturado cae y las bolas de cerámica son llevadas al calentador de bola, donde el gas combustible del shale es quemado para precalentar las bolas de cerámica.

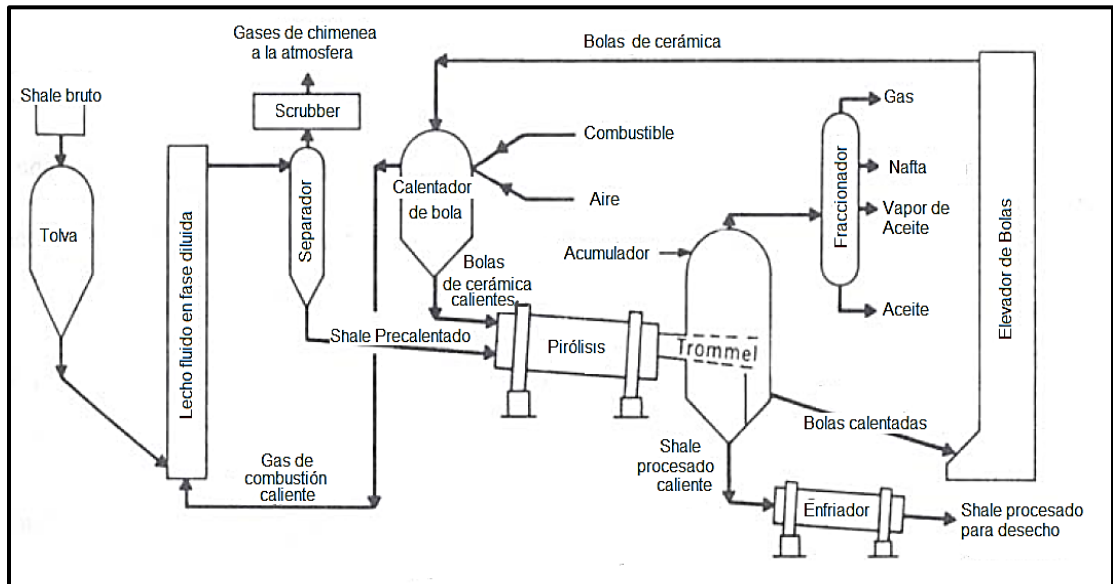
La eficiencia térmica total del proceso es baja debido a que la energía de shale residual no se recupera y gran parte del gas combustible de shale se consume en el propio proceso. La eficiencia podría incrementarse al quemar los residuos de carbón del shale residual en lugar de gas como combustible para el calentador de bola. Además la complejidad mecánica y el número de partes móviles hacen que este proceso sea desfavorable y el tiempo de vida de las bolas de cerámica es limitada.

---

<sup>96</sup> Johnson, H., Crawford, P., Bungler, J., March 2004. "Oil shale Resources, Technology and Economics". Oil Shale Resources, Technology and Economics. Volume II.

La eliminación del shale residual tiene problemas ambientales, ya que está muy bien triturado y contiene residuos de carbón.

**Gráfica 69.** Proceso TOSCO II.



**Fuente.** Modificada de: Strategic significance of America's Oil shale Resource. Volume II. Oil Shale Resources, Technology and Economics. 2004.

### 5.2.3 Combustión Interna.

#### 5.2.3.1 The Paraho Gas Combustion Process.

La retorta Paraho es un horno de eje vertical inmóvil, cilíndrico y con revestimiento de acero resistente, desarrollado por Paraho Development Corp. El desarrollo de Paraho Retort, inicio en 1973, continuó hasta 1978 con el patrocinio de 17 empresas de energía. En 1978. Paraho produce 100 mil barriles de Shale Oil a la marina de los Estados Unidos, con propósitos de prueba de defensa.<sup>97</sup>

<sup>97</sup> Gibbons J. H.. June, 1980. "An Assessment of Oil Shale Technologies".

El Shale bruto se introduce en la parte superior a lo largo de un distribuidor giratorio y se mueve hacia abajo a través del recipiente y se calienta gradualmente a la temperatura deseada de la retorta en una corriente ascendente de gases calientes.

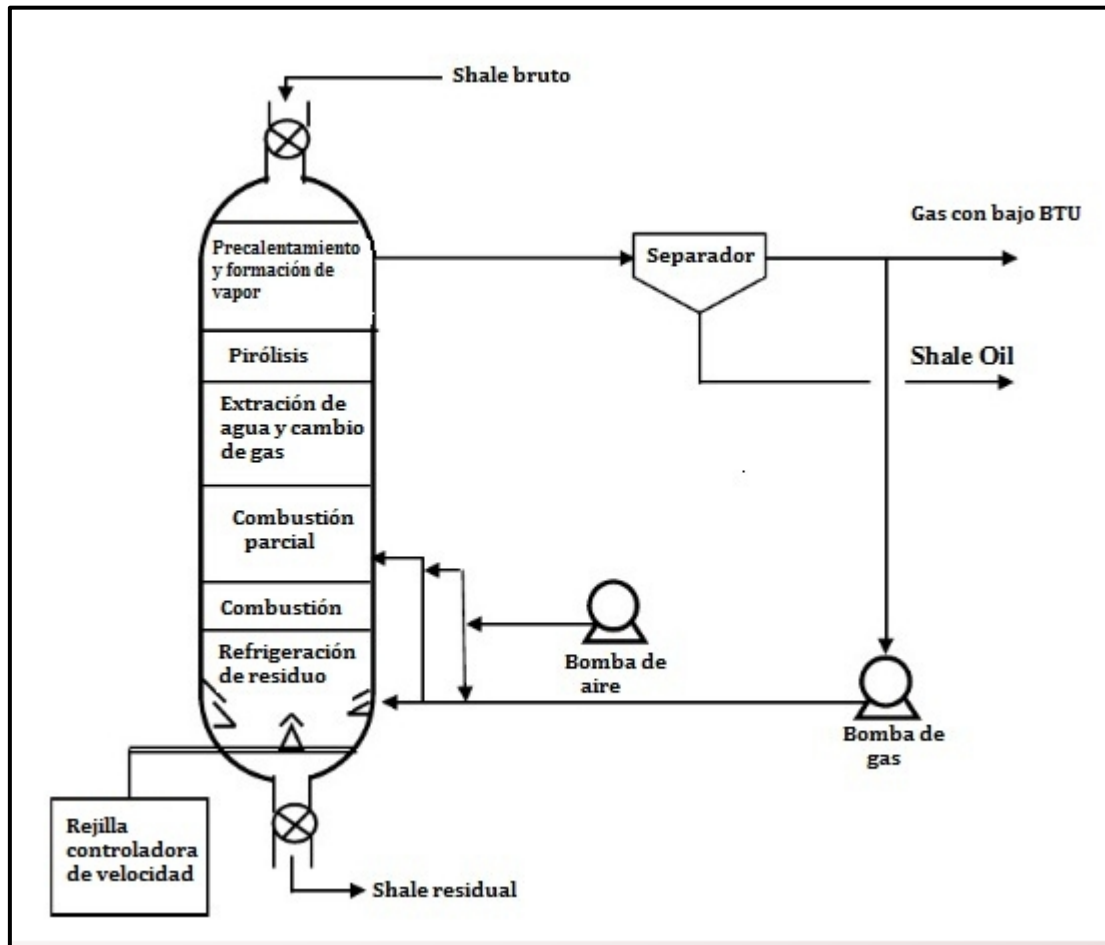
El sistema de calentamiento directo, el gas portador de calor es generado por la quema de gas reciclado de la pirólisis y el shale de la parte inferior del recipiente. La temperatura de la retorta es controlada por un ajuste de la composición de la mezcla de gas-aire a las zonas de precalentamiento y zona de combustión.

Los vapores de Shale Oil fluyen hacia arriba y pasan a una temperatura moderada para una unidad de recuperación de aceite. Los productos finales son Shale Oil y gas de bajo BTU.

La fracción de nafta pesada del aceite tratado, a 88-178 °C, tiene un octanaje alto y de bajo contenido de azufre comparado con una fracción de aceite Árabe. La fracción diesel, a 178-341°C, es idéntico a las fracciones comparables de otras fuentes, por lo que la fracción pesada se puede utilizar como materia prima para las unidades de craqueo.

El Proceso Paraho puede manejar partículas de Shale de tamaño de al menos 3 cm, manteniendo los costos de trituración al mínimo, sin embargo, logra una alta conversión de más del 90 % de la prueba Fisher. Al quemar el carbón residual y recuperando también el calor sensible del shale residual, una eficiencia térmica alta se puede lograr. El proceso es mecánicamente simple, el cual requiere de poco equipo auxiliar. Además, no se necesita agua para el enfriamiento del producto.

Gráfica 70. Proceso Paraho.



Fuente. Modificada de: Taylor & Francis Group, LLC. Shale Oil from Oil shale. 2007.

En 1970, una planta piloto produjo 25 toneladas por día y una planta en semi-obra produjo 250 toneladas por día, la planta se construyó en Colorado y se probó con el Oil shale de Green River. La planta semi-obra fue demolida en 1980, pero la planta piloto se ha utilizado para hacer aditivos para asfaltos y para procesar el Oil shale de diferentes países, como Marruecos, Australia y Estados Unidos.

### 5.2.3.2 Kiviter Retorting

Estonia explota Oil shale de Kukersite, para generar electricidad y producir combustibles líquidos. Alrededor de 1.5 millones de toneladas anuales de Oil shale son calentados para producir 8000 Bbl/d de Shale Oil<sup>98</sup>.

**Gráfica 71.** Planta de Oil shale en Narva, Estonia.



**Fuente.** Modificada de: Jordan Journal of Mechanical and Industrial Engineering, Volume 2. Future Policies and Strategies for Oil shale Development in Jordan.

La retorta Kiviter es un recipiente cilíndrico vertical que calienta el Oil shale con gases reciclados, vapor y aire. El Oil shale entra por la parte superior y se calienta con los gases reciclados que fluyen a través del lecho.

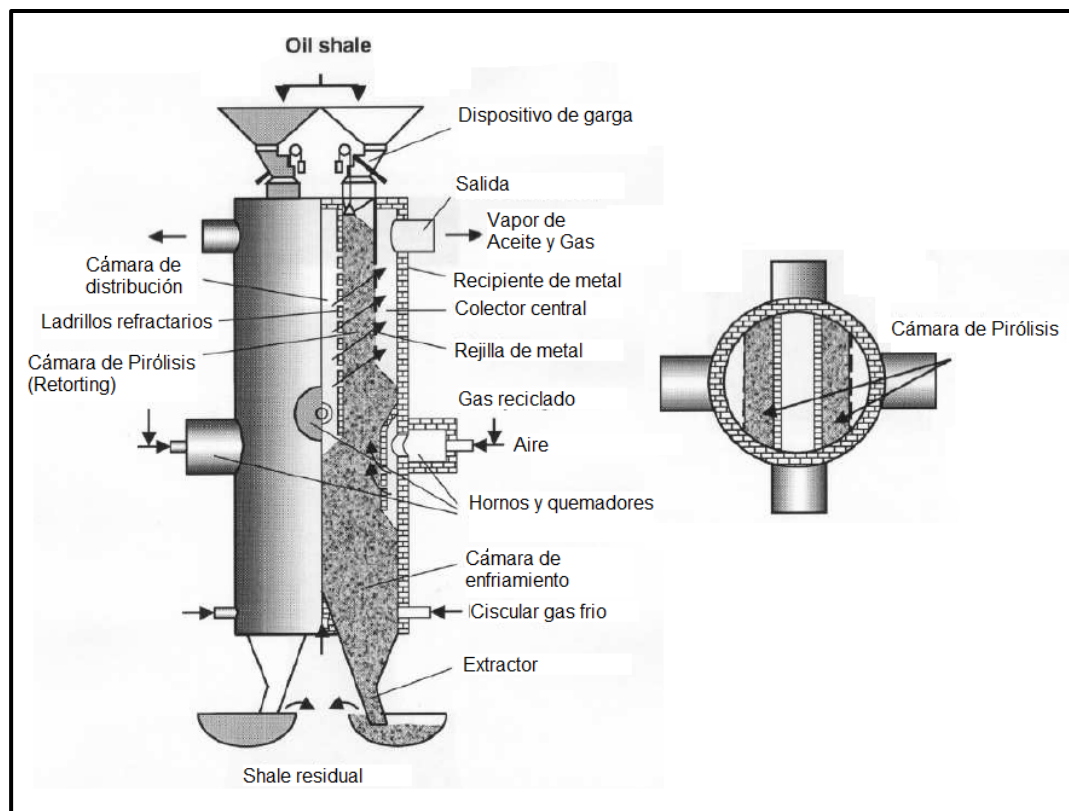
La pirólisis se completa en la sección mas baja de la retorta, donde el Oil shale entra en contacto con el gas mas caliente, vapor y aire, se calienta aproximadamente a 900 °C, para gasificar y quemar el carbón residual. Los

<sup>98</sup> Jaber J. O., Sladeck T., Mernitz S., Tarawneh T., March 2008. "Future Policies and Strategies for Oil Shale Development in Jordan". Jordan Journal of Mechanical and Industrial Engineering. Volume 2.

vapores de Oil shale y el gas generado entran a un sistema de condensación, donde se recoge el condensado de Shale Oil, mientras que los gases no condensados son reinyectados en la retorta.

El shale procesado es descargado por la parte inferior. La recuperación de aceite es relativamente baja, pero el equipo es resistente y su disponibilidad es alta. Los finos de Oil shale y algunos productos sólidos de la pirólisis son eliminados.

**Gráfica 72.** Retorta Kiviter



**Fuente.** Modificada de: European Academies, Science Advisory Council. A Study on the EU Oil shale industry - viewed in the light of the Estonian experience.

## 5.2.4 Gas Caliente Generado Externamente.

### 5.2.4.1 Petrosix Retorting Process.

Este proceso fue desarrollado en Brasil por Petrobras, en 1956, para explotar los depósitos de Oil shale Irati, que se extiende hasta 1200 km. La primera retorta construida en 1981, puede procesar 1600 toneladas por día. La otra fue terminada en 1991, la cual podría procesar 6200 toneladas por día. La capacidad de producción de la planta es de alrededor de 3870 barriles por día de Shale Oil, dividido en 480 toneladas de aceite combustible, 90 toneladas de nafta industrial, 120 toneladas de gas combustible, 45 toneladas de gas licuado (GLP) y 75 toneladas de azufre.<sup>99</sup>

**Gráfica 73.** Petrosix en Brazil.

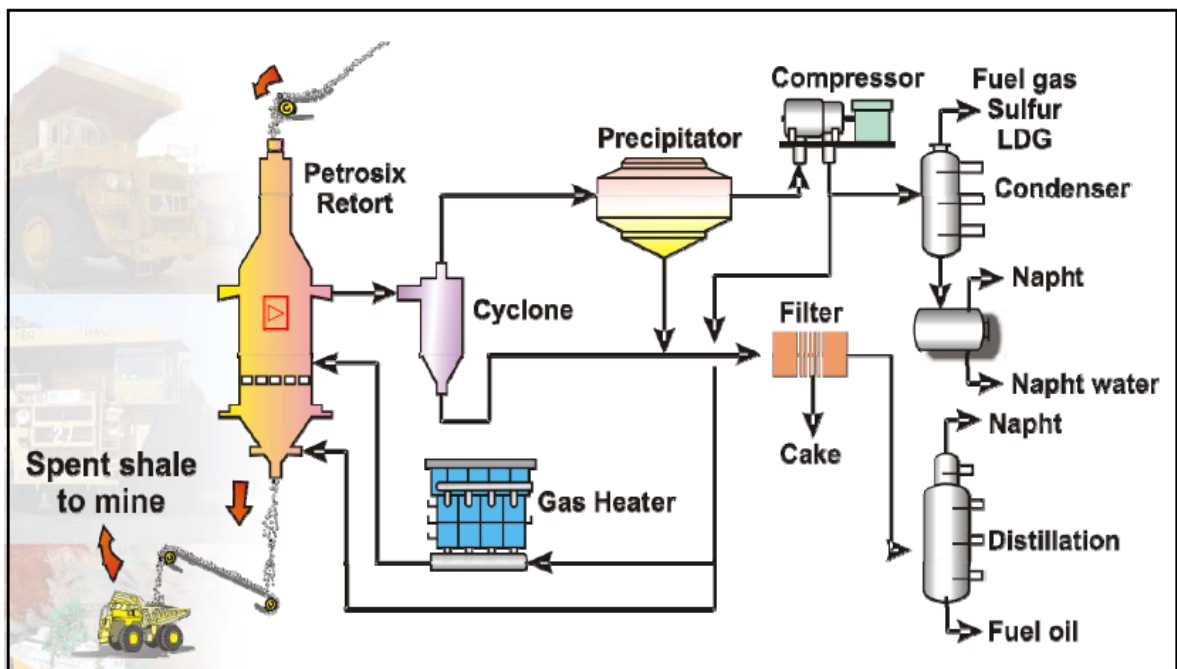


**Fuente.** Modificada de: Silva Casimiro, Kaizer Marcelino, Sosinski luis, Junior Julio. Environmental and Operational Aspects of an Oil Shale Industrial Plant in Brazil. Petrobras.

<sup>99</sup>Jaber J. O., Sladeck T., Mernitz S., Tarawneh T., March 2008. "Future Policies and Strategies for Oil Shale Development in Jordan". Jordan Journal of Mechanical and Industrial Engineering. Volume 2.

La tecnología Petrosix es avanzada y eficiente. El Oil shale Irati tiene alto contenido de azufre, lo cual hace que otros países como Jordania, Adquieran experiencia de este proceso. Petrosix tiene un calentador externo que eleva la temperatura del gas de reciclo aproximadamente a 700 °C. EL calentador puede utilizar como combustible gas, liquido o solido. El Shale se tritura en dos etapas que incorpora un sistema de desecho de finos. Esta retorta tiene también tres zonas, es decir, alta, media y baja.

**Gráfica 74.** Proceso Petrosix Retorting.



**Fuente.** Modificada de: Silva Casimiro, Kaizer Marcelino, Sosinski luis, Junior Julio. Environmental and Operational Aspects of an Oil Shale Industrial Plant in Brazil. Petrobras.

El Shale triturado se introduce por un alimentador de desegregación en la parte superior de la retorta y luego es forzado hacia abajo por la gravedad, en contracorriente con el flujo de gas caliente. En la zona media, el gas reciclado caliente se inyecta a 700 °C. El vapor de Shale Oil, se descarga de la zona superior y se pasa a una batería de ciclones y a un precipitador eléctrico. El Shale

es después recuperado y algo de gas es reciclado a la zona inferior para ajustar la temperatura de la retorta. El gas restante es tratado en una sección de desulfuración y se descarga como gas licuado de petróleo (GLP).

## **5.2.5 Fluidos Reactivos.**

### **5.2.5.1 Chattanooga FluidizedBed Reactor.**

Esta tecnología fue desarrollada por la compañía Chattanooga Corp, la cual esta enfocada en los procesos para el desarrollo de los recursos no convencionales, tales como el Oil shale, Oil Sands, Bitumen y Petróleo pesado en crudo sintético.

El Equipo del proceso consta de un reactor de lecho fluido y un calentador encendido con hidrógeno. Una reacción de conversión se produce a una temperatura relativamente baja, alrededor de 537 °C, sin combustión al medio ambiente. Teniendo en cuentas las modificaciones en el sistema de alimentación, el reactor puede convertir continuamente el Oil shale, a través de craqueo térmico e hidrogenación en vapores de hidrocarburo mientras se eliminan los sólidos residuales. El hidrogeno es calentado en un calentador adyacente alimentado por un proceso de gases de salida, o bien por la adición de gas o aceite de producido, dependiendo de las condiciones económicas. Esta flexibilidad reduce o elimina la necesidad de gas natural. El calor del Shale residual descargado del reactor se recupera y se utiliza para reducir los requisitos globales de energía del proceso.

Los gases del reactor se limpian de partículas sólidas en un filtro de gas caliente, se enfría y el hidrocarburo se condensa y se separa de la corriente de gas. El líquido producido en esta etapa puede ser ligeramente hidrotratado para producir un muy bajo contenido de azufre en un alto grado de aceite sintético.

El exceso de hidrogeno, los gases ligeros de hidrocarburo y los gases ácidos se hacen pasar a través de un sistema de aminas, para eliminar el sulfuro de hidrogeno, que se convierte en azufre. El exceso de hidrogeno y los gases ligeros de hidrocarburo, se separan de los gases ácidos, ingresando a un compresor centrifugo accionado por turbina. El vapor de la turbina se genera mediante la recuperación de calor residual desde el calentador. Los requerimientos del compresor de potencia son minimizados para mantener una baja caída de presión en todo el circuito del proceso.

Una corriente secundaria de gases reciclados se toma de la descarga del compresor y pasa a través de un sistema de purificación para eliminar gases ligeros de hidrocarburo producidos en el reactor. La corriente de gas de hidrogeno purificado se devuelve a la entrada del compresor. Los gases ligeros de hidrocarburo se pueden utilizar como materia prima para la planta de hidrogeno para minimizar la necesidad de comprar gas natural. El uso de hidrogeno en la fase inicial del proceso mejora en gran medida la calidad del producto y reduce la necesidad de hidrot ratamiento extremo aguas abajo.

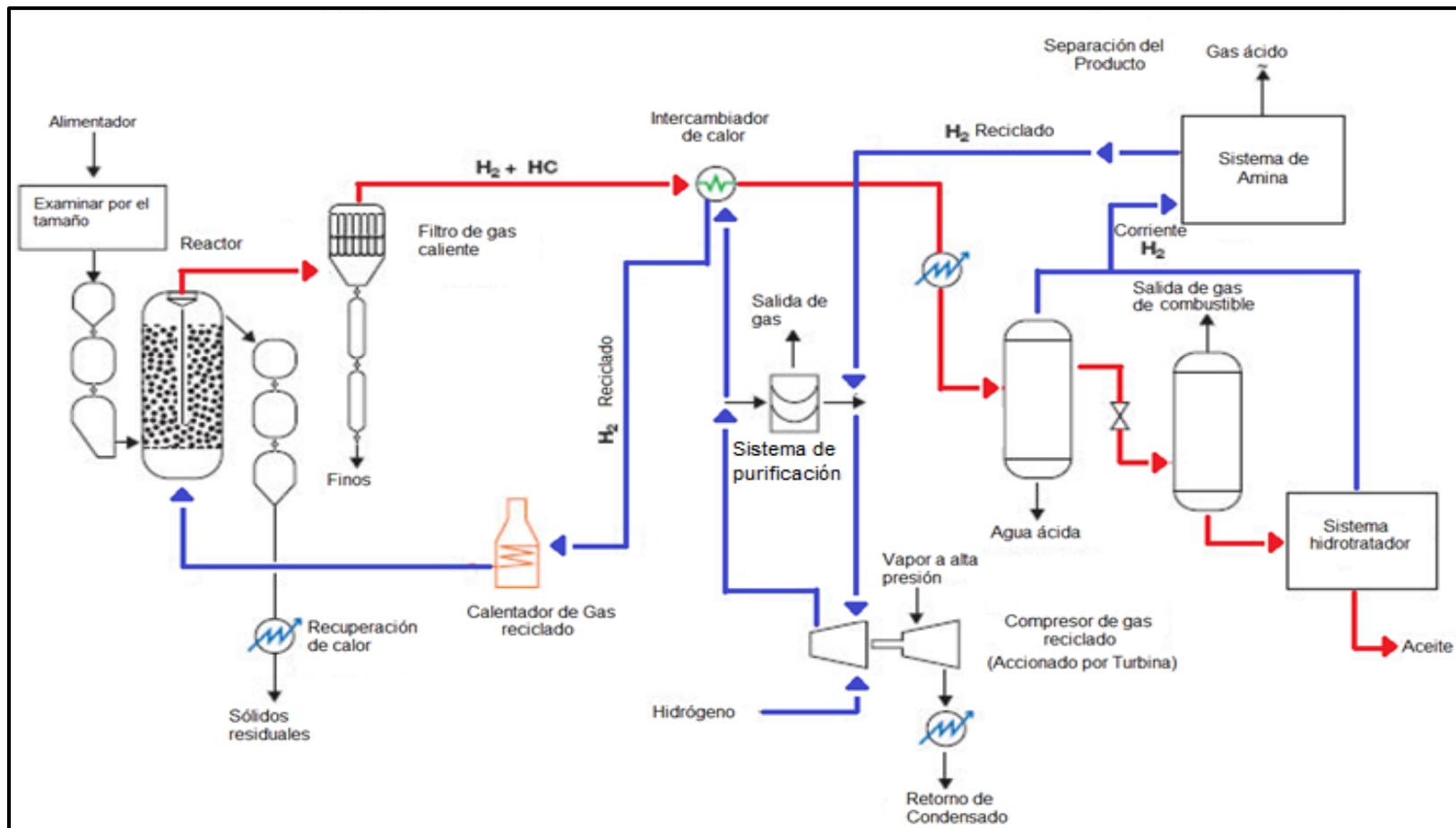
Factores Ambientales del proceso:

- El proceso en seco elimina la contaminación del agua y reduce considerablemente el consume del agua.
- Las emisiones de los gases de efecto invernadero se reducen sustancialmente, la mayoría del CO<sub>2</sub> producto del reformador de hidrógeno puede ser atrapado.
- El shale residual esta disponible para la recuperación de tierras.
- El proceso tiene la capacidad de eliminar el 99,8% de todo el azufre<sup>100</sup>.

---

<sup>100</sup>INTEK, Inc. September 2010. "Secure Fuels from Domestic Resources: The Continuing Evolution of America's Oil Shale and Tar Sands Industries". United States Department of Energy. 4th Edition.

Gráfica 75. Proceso Chattanooga.



Fuente. Modificada de: Marty Karpenski. A process using heated pressurized hydrogen fluidized bed producing high grade SCO from oil sand, heavy oil, bitumen, Oil shale. 2008. Calgary.

### 5.2.6 Plasma gasification.

El uso de la tecnología de plasma se ha desarrollado para la gasificación de Oil shale, la cual el Oil shale es bombardeado por iones. Estos iones rompen las moléculas del kerógeno formando gas sintético y aceite. En este proceso se utiliza como gas de plasma el aire, el hidrógeno o nitrógeno.

La ventaja de este método es que la gasificación de Oil shale se puede realizar sin agua y opera de forma segura a baja potencia (300 W). Los requerimientos básicos para este proceso incluye la generación del plasma a presión atmosférica, a temperaturas relativamente bajas, entre 200 - 550 °C, utilizando un alto voltaje a una frecuencia de 40 kHz<sup>101</sup>.

El Oil shale se mueve por la acción de un motor giratorio, incrementando la superficie en la que ocurre la reacción del plasma. Mediante los experimentos realizados, se han examinado la influencia de los parámetros claves, como la tasa de flujo másico de plasma de nitrógeno (7-10 L/min), el diámetro de las partículas de Oil shale (0,2-10 mm) y la altura del inyector del plasma sobre el Oil shale (5-15 mm). Se ha encontrado que el porcentaje de gasificación máxima obtenida es de 23% del peso original de Oil shale cuando 10 L/min de caudal de nitrógeno se emplea.

<sup>101</sup> Al-Mayareh M., Al-Salaymeh A., Jovicic V., Delgado A.; October 2011. "Gasification of Jordanian oil shale using nitrogen non-thermal plasma". The University of Jordan, Amman, Jordan.

## **5.2.7 Ventajas y Desventajas de los Procesos Ex-situ.**

### **5.2.7.1 Ventajas de los procesos ex-situ.**

Dentro de las ventajas se tiene: 1) La eficiencia de recuperación de materia orgánica ha demostrado ser alta, aproximadamente 70 a 90% del contenido orgánico total del shale. 2) El Control de las variables de operación del proceso es relativamente sencillo. 3) Una vez se ha formado el aceite, la recuperación del producto se vuelve relativamente simple. 4) Las unidades procesadoras se pueden usar repetidamente para un gran número de operaciones de retorta.

### **5.2.7.2 Desventajas de los procesos ex-situ.**

Dentro de las desventajas se tienen: 1) El costo operativo es generalmente alto, ya que el Oil shale tiene que ser extraído, triturado, transportado, y después calentado. Los costos de la minería y el transporte pueden llegar a ser bastante significativos. 2) la disposición del Oil shale residuo, contaminación del agua subterránea, y los problemas de revegetación aún no se han resuelto de manera convincente y eficaz. 3) El proceso se limita a los Oil shales ricos cercanos a la superficie donde se pueda aplicar la minería. En este sentido, la economía del proceso juega un papel importante. 4) La inversión de capital a gran escala, las unidades son muy costosas además una vez que la mina se agota, una parte de la inversión se puede perder para siempre.

### 5.3 PROCESOS IN-SITU.

Como ya se mencionó los procesos in-situ se clasifican en procesos TIS y procesos MIS, en cualquier caso el desarrollo de los procesos in-situ implica operaciones de perforación de pozos que pueden ser verticales y/o horizontales además del microfracturamiento de la formación, por tal motivo en este trabajo se describen dichas operaciones<sup>102</sup>.

- **Perforación de Pozos en Yacimientos de Oil Shale.**

La alta complejidad composicional, grano fino, poros pequeños, baja permeabilidad, alto contenido de minerales de arcilla y agua salada como fluido de poro, hacen que las formaciones de oil shale sean muy susceptibles a las interacciones fisicoquímicas dependientes del tiempo<sup>103</sup>. Es por esto que la perforación convencional no es confiable ya que se podrían generar múltiples problemas, entonces surge como solución la perforación underbalanced (UBD) o perforación bajo balance.

La perforación bajo balance puede ser usada en toda la trayectoria del pozo o únicamente en el oil shale, lo que quiere decir que la perforación convencional podría ser usada en la fase inicial de la perforación. Para lograr tasas de shale oil que hagan viable el desarrollo de un proyecto de Oil shale no basta con el uso de la perforación bajo balance, que lo que hace es mejorar la eficiencia de la perforación; para lograr tales tasas es necesario la implementación de la perforación horizontal, los pozos horizontales en yacimientos de oil shale cumplen dos funciones: 1) sirven para conducir el calor que favorece el proceso de retorting, y 2) aumentan

<sup>102</sup> Páez Vanessa, Pérez Flavia. Estudio de la Viabilidad de Técnicas de Perforación y Completamiento de Pozos No Convencionales en Colombia, Teniendo en cuenta Analogías a Nivel Mundial, Asociadas a Shales y Tight Sandstones. UIS. 2012.

<sup>103</sup> Sánchez Erna, González Héctor, Graterol Leonardo, Suárez Jaime; Metodología de Selección de Parámetros Óptimos de Perforación de Formaciones Lutíticas para Estabilidad de Hoyo. Parte III. PDVSA. 2004.

el area de drenaje favoreciendo la recuperación de los productos del retorting.

- **Cementación y Completamiento de Pozos en Yacimientos de Oil Shale.**

La cementación de pozos en yacimientos de oil shale se realiza de acuerdo a la función del pozo, si el pozo es de producción la cementacion se realiza practicamente de manera convencional, evaluando los problemas asociados a la cementacion de pozos horizontales, si el pozo es de estimulación térmica se cementa de tal manera que cumpla su finalidad. para lograr una cementación eficiente se deben considerar dos aspectos: la apropiada centralización del revestimiento dentro del hueco para asegurar una eficiente remoción de lodo y el buen diseño de la lechada de cemento que como se menciona depende de la función del pozo.

Para completar los pozos en yacimientos de oil shale se debe considerar el tipo de perforacion aplicada, siendo para perforación bajo balance: Liner, Liner ranurado y para perforación horizontal: Hueco abierto, Liner ranurado, Con aislamiento parcial en el Liner (ECPs), Liner cementado y perforado.

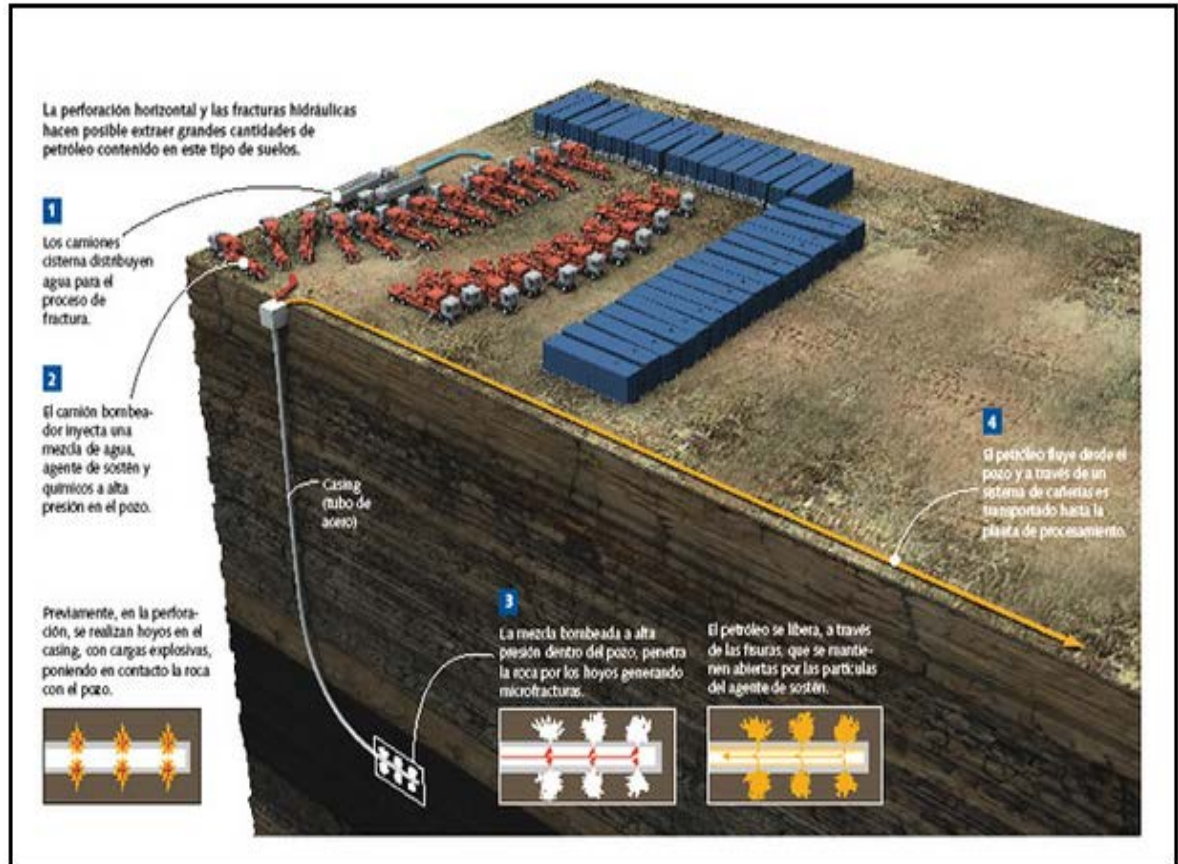
- **Fracturamiento de los Yacimientos de Oil Shale.**

El fracturamiento de los yacimientos de oil shale aumenta el rendimiento del proceso de retorting del mismo modo que facilita el flujo de petróleo y gas productos de este hacia los pozos de producción. El fracturamiento de las formaciones de oil shale puede lograrse aplicando: Fracturamiento hidráulico, Fracturamiento con explosivos y Perforación y posterior deshidratación de los pozos (Shell ICP)<sup>104</sup>.

---

<sup>104</sup>Johnson Harry, Crawford Peter, Bunger James. Strategic Significance of America's Oil Shale Resource. Oil Shale Resources, Technology and Economics. 2004.

**Gráfica 76.** Perforación horizontal y fracturamiento hidráulico de un yacimiento de oil shale.



**Fuente.** Modificada de: Johnson Harry, Crawford Peter, Bunger James. Strategic Significance of America's Oil Shale Resource. Oil Shale Resources, Technology and Economics. 2004.

- **Descripción de las Tecnologías de Procesamiento In-situ del Oil Shale.**

En esta sección se describen las tecnologías de aplicación actual para el desarrollo in-situ del Oil shale, según el informe de INTEK Inc.<sup>105</sup>

<sup>105</sup> INTEK, Inc. Secure Fuels from Domestic Resources. The Continuing Evolution of America's Oil Shale and Tar Sands Industries. Profiles of Companies Engaged in Domestic Oil Shale and Tar Sands Resource and Technology Development. 2011.

### 5.3.1 Clasificación de los procesos in-situ.

Una revisión de la literatura del Oil shale indica que los procesos in-situ pueden clasificarse en las siguientes categorías<sup>106</sup>:

1. Subsurface chimney: A) Hot gases B) Hot fluids C) Chemical extraction
2. Natural fractures: A) Unmodified B) Enlargements by leaching
3. Physical induction A) No subsurface voids

Otra clasificación de los procesos de retorting in-situ de Oil shale es:

1. Según el tipo de cavidad en que crea la cámara de combustión : A) Horizontal sill pillar B) Columnar voids C) Slot-shaped columnar voids D) Multiple zone design E) Multiple horizontal units F) Multiple adjacent production zones G) Multiple gallery-type retort zones H) Spaced-apart upright retort chambers I) Permeability control of rubble pile J) Formation of rich and lean zones K) Successive rubblization and combustion L) Thermo mechanical fracturing M) Water leaching and explosive fracturing N) Inlet gas means O) Fluid communication P) Near-surface cavity preparation Q) Cementation to minimize plastic flow R) Dielectric heating.
2. Técnicas de retorting: A) Ignition techniques B) Multistage operation C) Steam leaching and combustion D) Pressure swing recovery E) Multistratum reservoir F) Production well throttling G) Combined combustion techniques H) Laser retorting I) Low-heat fans for frontal advance units J) Gas introduction and

<sup>106</sup>Lee Sunggyu, Speight James, Loyalka Sudarshan. Alternative Fuel Technologies. 2007.

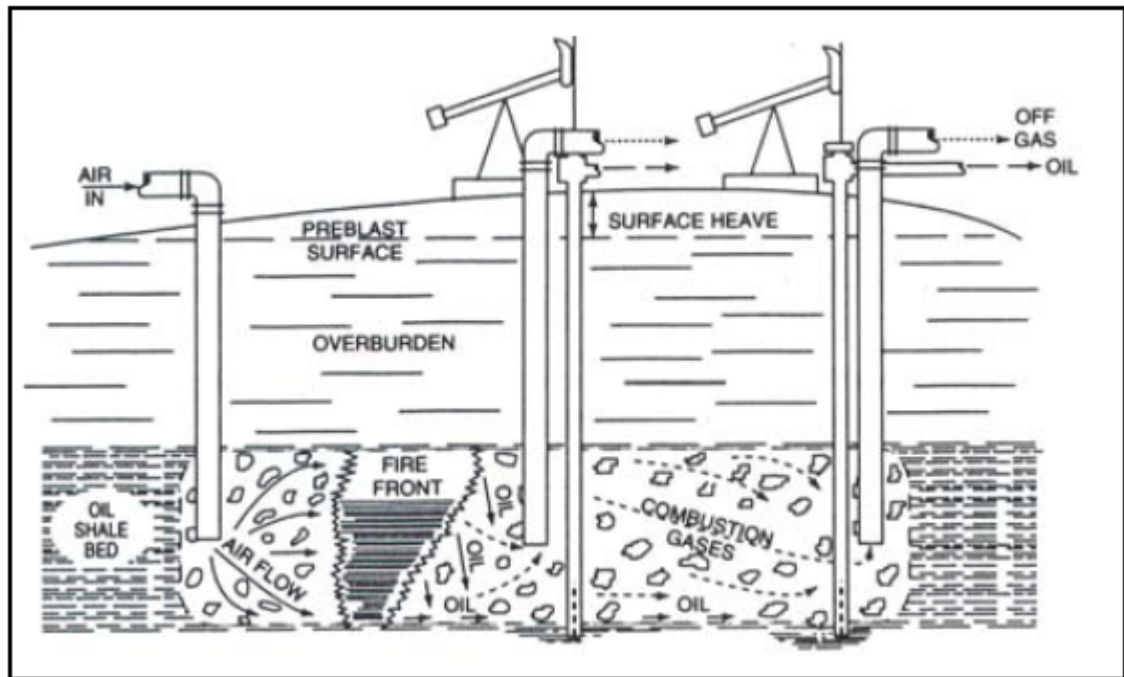
blockage K) Water injection L) Oil collection system M) Handling system for feed and products N) Uniform gas flow O) Postretorting flow P) Sound monitoring Q) Underground weir separator R) Emulsion breaking technique S) Offgas recycling T) Prevention of offgas leakag.

3. Otros: A) Molecular sulfur and benzene recovery B) Hydrogen sulfide and carbon dioxide treatment C) Hot-fluid injection into solvent-leached shale D) Steam treatment and extended soak period E) Steam-driven excavating unit F) Anaerobic microorganisms G) Hot aqueous alkaline liquids and fluid circulation H) Plasma arc.

### **5.3.2 Los Primeros Métodos In Situ.**

Una variedad de verdaderos procesos in situ fueron usados antes de la crisis del Oil shale en la década de 1980. La más notable es Equity Oil process, que inyecta vapor sobrecalentado en la zona permeable lixiviada de la cuenca Piceance en Colorado y el Geokinetics Process, que es una retorta de combustión horizontal en el que la permeabilidad se forma con el uso de explosivos. Se dispone de poca información del Equity process, pero el Geokinetics process generalmente recupera el 40-50% del aceite de acuerdo al ensayo de Fischer.

**Gráfica 77.** Proceso Geokinetics.



**Fuente.** Modificada de: Lee Sunggyu, Speight James, Loyalka Sudarshan. Alternative Fuel Technologies. 2007.

Las variaciones de los procesos modificados in-situ (MIS) se han investigado por el US Bureau of Mines, Lawrence Livermore National Laboratory, Occidental Petroleum, Rio Blanco Corporation, y Multi-Mineral Corporation. Un concepto a principios de la década de 1960 fue la creación de una chimenea de escombros usando un explosivo nuclear este enfoque fue abandonado por una variedad de razones técnicas, posteriormente, una variedad de enfoques convencionales de minería y fragmentación fueron explorados. El primer experimento MIS de oil shale fue realizado por Occidental Petroleum en 1972 en Logan Washington, el rendimiento de aceite se vio afectado por un barrido ineficaz de la zona triturada, y debido a la permeabilidad no uniforme. Una posterior serie de experimentos de campo trató de mejorar la uniformidad de la permeabilidad haciendo uso de la minería y serie de explosiones.

Occidental logra un 50-60% de rendimiento de aceite en sus retortas. Rio Blanco Corporation utilizó un enfoque minero y explosivo diferente creando un lecho con una porosidad cercana al 40%, esto les permitió una retorta de chimenea a un ritmo considerablemente más rápido y ha logrado rendimientos más altos del petróleo aproximadamente el 70% del ensayo de Fischer. Multi-Mineral Corporation propuso un proceso MIS más complicado para el Oil shale de zona salina que incluía la recuperación de los minerales nahcolita y dawsonita.

Los primeros métodos in-situ se basan en la inyección de aire o vapor sobre calentado estos procesos han sido reemplazados por nuevas tecnologías que hacen más eficiente el proceso de retorting por tal motivo en este capítulo se estudiarán únicamente las tecnologías de uso actual, que se describen a continuación.

### **5.3.3 Proceso de Conversión In Situ de Shell (Shell ICP).**

El Shell In situ Conversión Process (Shell ICP), es una tecnología de extracción in situ de Oil shale para convertir el kerógeno de este en Shale Oil. Fue desarrollado por la compañía Shell.

El proceso ha estado en desarrollo desde principios de 1980. En 1997, se llevo a cabo la primera prueba a pequeña escala alrededor de los 30 a 40 pies, el sitio de la prueba fue Caoba, situado a 320 kilómetros al oeste de Denver sobre la vertiente occidental de Colorado en la cuenca Piceance Creek. Desde el año 2000, las actividades adicionales de investigación y desarrollo se llevan a cabo como parte del Proyecto de Investigación de Caoba. El calentamiento del Oil shale en Caoba comenzó a principios de 2004. De este lugar de prueba, Shell ha recuperado 1.700 barriles de Shale Oil.

El proceso calienta secciones del campo de Oil shale, liberando el Shale Oil y el Oil shale gas de la roca de modo que pueda ser bombeado a la superficie y ser convertido en combustible. En este proceso, una pared de congelación “freeze wall” es lo primero en ser construido para así aislar el área de procesamiento del agua subterránea circundante. Para maximizar la funcionalidad de las paredes de congelación, el trabajo en las zonas adyacentes se desarrolla de manera sucesiva.

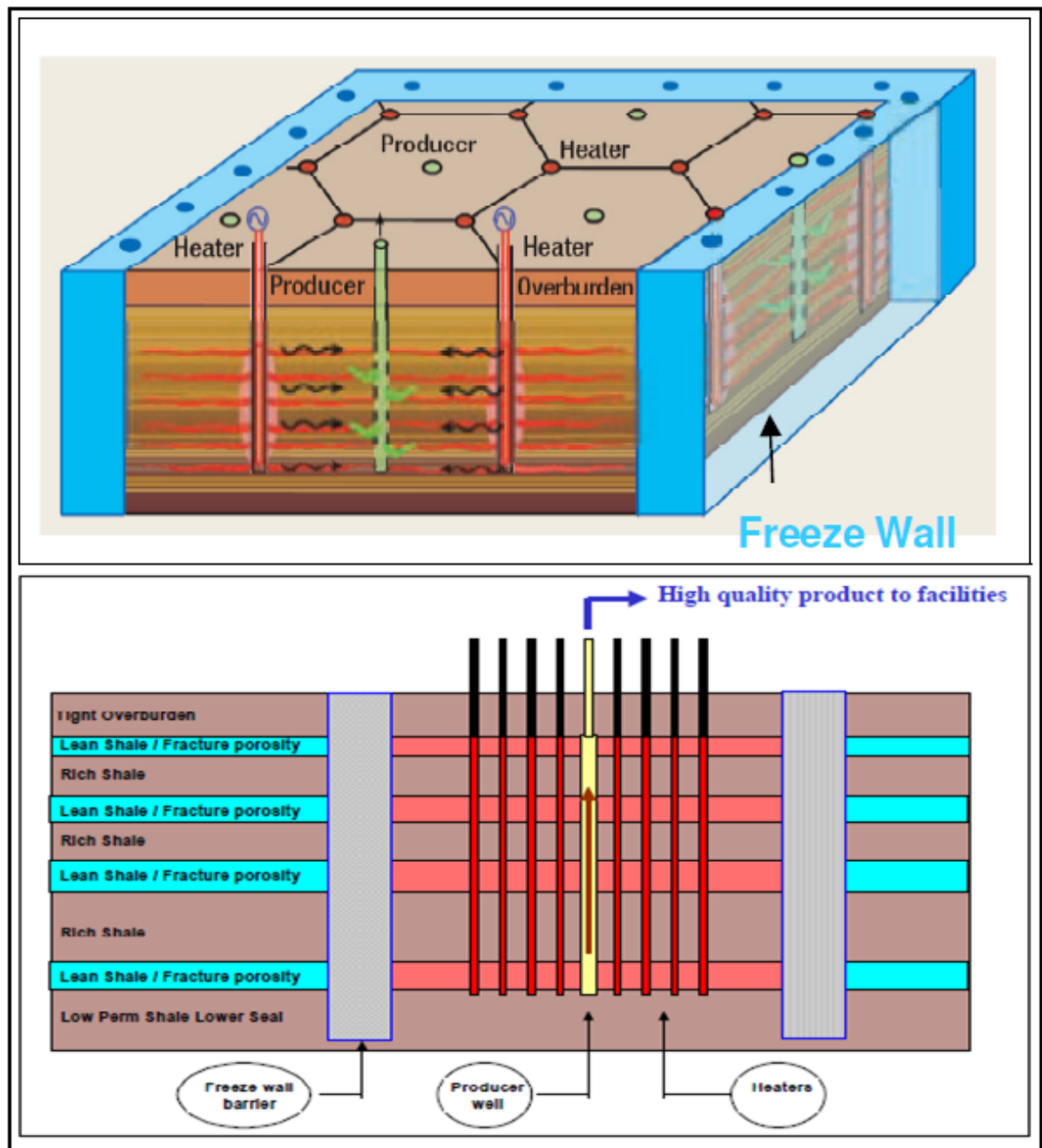
El proceso consiste en la perforación de pozos de 2000 pies con un espaciamiento de 8 pies en los que posteriormente se hace circular un líquido súper frío que permite enfriar el subsuelo a  $-60^{\circ}\text{F}$  ( $-50^{\circ}\text{C}$ ), para de esta manera poder eliminar el agua de la zona de trabajo. Los pozos de calentamiento y producción se perforan en la zona de trabajo en intervalos de 40 pies. Los elementos de calentamiento eléctrico se bajan a los pozos de calentamiento y se usan para calentar el Oil shale entre  $650^{\circ}\text{F}$  y  $700^{\circ}\text{F}$  durante un período de aproximadamente cuatro años. El Kerógeno del Oil shale se convierte lentamente en Shale Oil y gases, que son llevados a la superficie a través de los pozos de producción.

Un estudio de RAND en 2005 estimó que la producción de 100.000 barriles por día de petróleo, teóricamente requeriría una capacidad de generación de energía específica de 1,2 gigavatios, asumiendo la riqueza del depósito de 25 galones por tonelada, con un 100% de eficiencia de pirólisis, y el 100% de extracción de los productos de pirólisis. Si esta cantidad de electricidad fuese a ser generada por una planta térmica de carbón, requeriría consumir cinco millones de toneladas de carbón al año. En 2006, Shell estimó que durante el ciclo de vida del proyecto, por cada unidad de energía consumida, de tres a cuatro unidades se producirían. Para el ensayo de 1996, Shell aplicó 440.000 kWh (aproximadamente 96 toe), para generar 250 barriles de aceite de salida (37 toe).

El proceso ICP de Shell requiere un desarrollo significativo en la superficie. La separación entre los pozos perforados es menos de cinco metros y los pozos deben estar conectados por cables eléctricos y tuberías de las instalaciones de almacenamiento y procesamiento. Shell estima que la huella de las operaciones de extracción es similar a la extracción de aceite y gas convencional. Sin embargo, las dimensiones de la prueba de Shell en 2005 indicaron que se requiere un tamaño mucho más grande. Una producción de 50.000 barriles/día requeriría un desarrollo en superficie a un ritmo del orden de 1 kilómetro cuadrado por año. El excesivo uso del agua y el riesgo de contaminación de las aguas subterráneas son los mayores desafíos de esta tecnología.

En la actualidad Shell está implementando el proceso ICP con el objetivo de producir un mínimo de 1500 barriles por día, junto con nahcolita, durante un periodo de siete años. En Israel, la IEI, una filial de IDT Corp. está planeando un piloto de Oil shale basado en la tecnología ICP. El proyecto produciría un total de 1.500 barriles diarios. En Jordania, Josco filial de Shell planea utilizar la tecnología ICP para la producción comercial a fines de 2020. En octubre de 2011, se informó que Josco había perforado más de 100 pozos de prueba en los dos años anteriores, al parecer, por el buen rendimiento de las muestras del Oil shale.

Gráfica 78. Proceso Shell ICP.



Fuente. Modificada de: Shell Exploration and Production Company. SPE. A Reservoir Simulation Model for Ground Freezing Process. 2010.

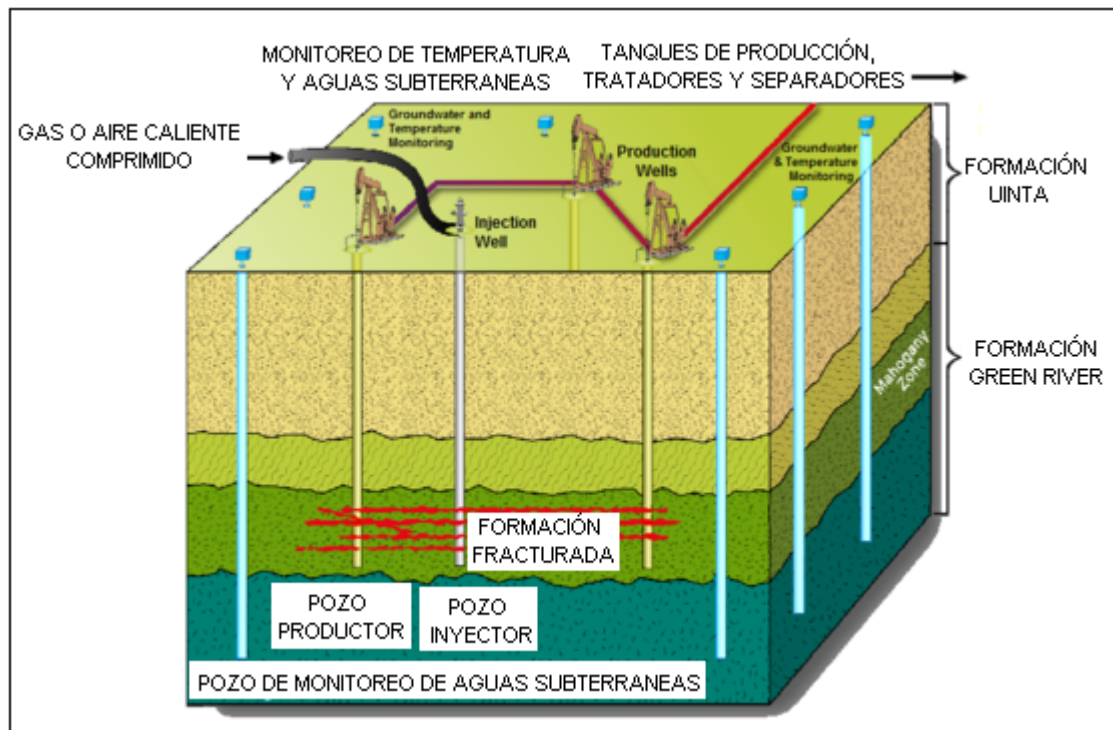
### 5.3.4 Chevron CRUSH Process.

El proceso consiste en la perforación de pozos verticales y posterior inyección de CO<sub>2</sub> a través de las fracturas naturales o inducidas en la formación, para mejorar dichas fracturas se pueden usar explosivos o propulsores de fragmentación, así el CO<sub>2</sub> circulara alrededor de la zona de interés. Este método se basa en la investigación y ensayos llevados a cabo en 1950 por Sinclair Oil y Gas company, desarrollaron un método que utiliza las fracturas naturales e inducidas entre los pozos verticales para producir el kerógeno in situ. Continental Oil y la Universidad de Akron también manifestaron y publicaron patentes que demostraron que el CO<sub>2</sub> es un buen gas portador para ayudar a recuperar el Shale Oil.

Tras la aplicación de las de tecnologías para fracturar y fragmentar la formación se mejora el área de la superficie expuesta de Kerógeno. El Kerógeno expuesto en el área fracturada entonces se convierte en petróleo y gas a través de la química. Los fluidos de hidrocarburos producidos se recuperan y se transportan a una refinería, que los convierte en los fluidos de transporte y otros productos derivados del petróleo.

El CO<sub>2</sub> usado entonces es enviado al generador de gas para ser recalentado y reciclado. La materia orgánica restante y gastada en zonas calentadas previamente se quema in-situ para generar los gases calientes requeridos para procesar intervalos sucesivos. Estos gases entonces serán desplazados de la zona de agotamiento a la zona recién fracturada de la formación y el proceso toma un nuevo ciclo. Los fluidos de hidrocarburos son recuperados en pozos verticales convencionales

**Gráfica 79.** Proceso Chevron CRUSH.

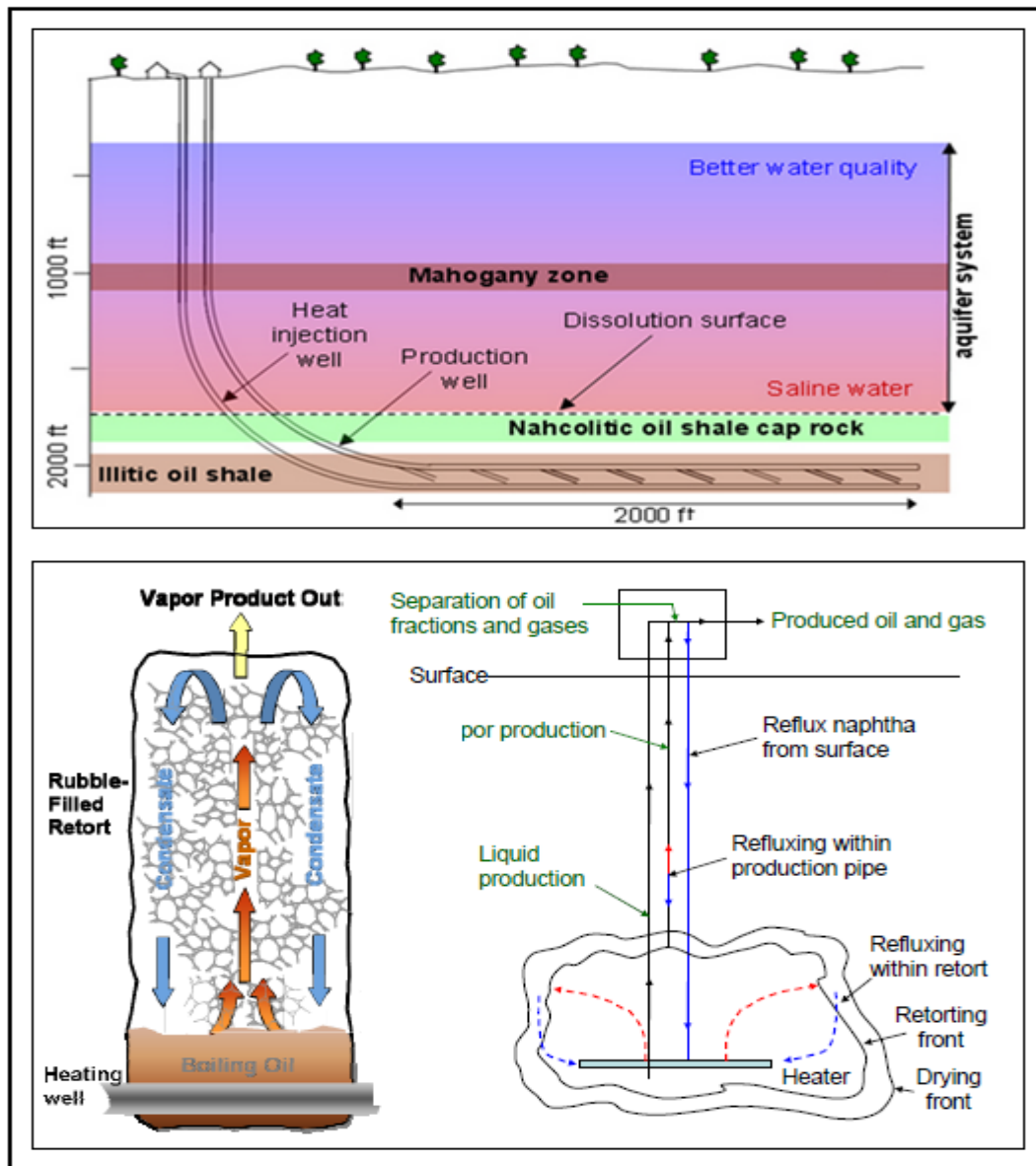


**Fuente.** INTEK, Inc. Secure Fuels from Domestic Resources. The Continuing Evolution of America's Oil Shale and Tar Sands Industries. Profiles of Companies Engaged in Domestic Oil Shale and Tar Sands Resource and Technology Development. 2011.

### 5.3.5 AMSO Resources Process.

American Shale Oil, LLC (AMSO), desarrollo un nuevo proceso de retorting in-situ del Oil shale, que implica el uso de perforación de pozos horizontales y prácticas de completamiento única de la tecnología de retorting in-situ AMSO; este enfoque incorpora el calentamiento en un circuito cerrado y lateral de retorting in-situ para maximizar la eficiencia de energía mientras se minimiza el impacto ambiental; el calor se introduce en la cámara mediante una serie de tubos colocados cerca de la base de la cama del Oil shale procesado.

Gráfica 80. Proceso American Shale Oil.



**Fuente.** INTEK, Inc. Secure Fuels from Domestic Resources. The Continuing Evolution of America's Oil Shale and Tar Sands Industries. Profiles of Companies Engaged in Domestic Oil Shale and Tar Sands Resource and Technology Development. 2011.

Una vez generada la cámara, la combustión se mantiene con gas combustible que es co-producido con el Shale Oil y se espera proporcione suficiente calor para liberar el shale Oil y el gas del depósito. De esta manera, el Shale Oil es

producido con un consumo mínimo de energía externa, tal como electricidad o gas natural. Este proceso utiliza los mecanismos térmicos radiación, convección y reflujo para mejorar la distribución del calor a través de la retorta. El enfoque de retorta lateral distribuye eficientemente el calor y minimiza la perturbación de la superficie mediante la reducción del número de pozos. El proceso AMSO se desarrollo inicialmente dirigido a los Oil shales ricos en ilita a profundidades cercanas a los 2000 pies.

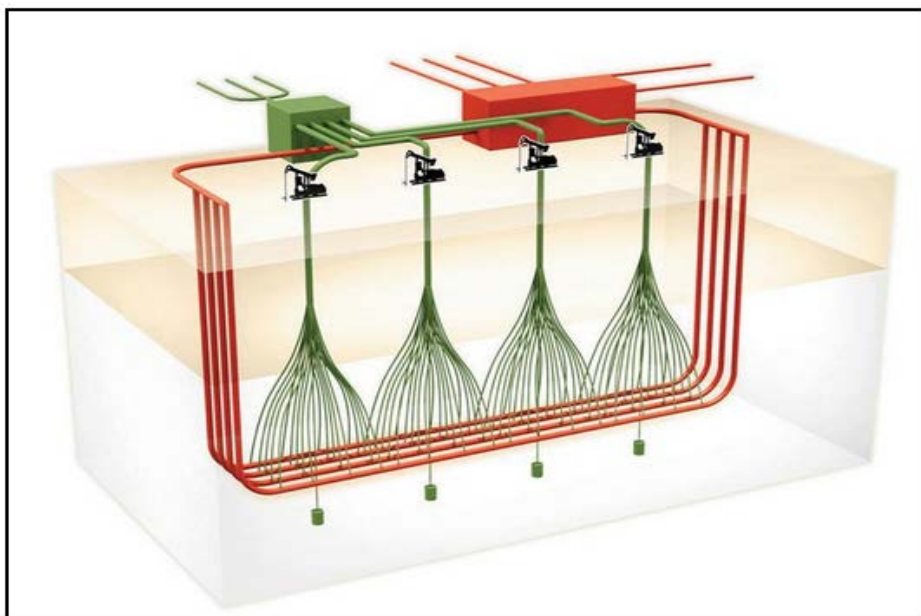
### **5.3.6 Resources EGL Process.**

Este proceso también fue desarrollado por AMSO y proponen un método que combina los pozos horizontales, a través del cual se hace pasar vapor y pozos verticales, que ofrecen tanto la transferencia de calor vertical debido al reflujo del aceite generado además de ser un medio para recoger y producir el aceite. El vapor o aire caliente circula a través de un circuito cerrado, y los fluidos no son inyectados en la formación.

### **5.3.7 Petro Probe.**

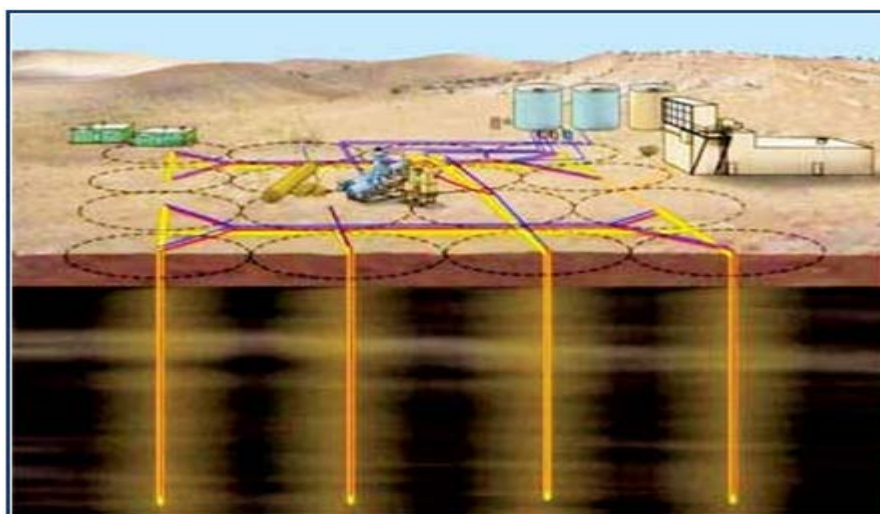
Petro Probe, filial de Earth Science Search Inc., tiene un proceso que implica la inyección de aire sobrecalentado en los pozos perforados en el Oil shale. El aire sobrecalentado se mezcla y funde el Oil shale in-situ el producto es transportado a la superficie en el gas, luego se enfría y el condensado producido se recoge. El gas producido es utilizado para calentar el aire y se inyecta de nuevo con otros productos de desecho en la formación para minimizar el impacto ambiental. En este proceso se obtienen cuatro productos: condensado de 45<sup>o</sup> API, metano, hidrogeno y agua. La profundidad puede ser de hasta 3000 pies.

**Gráfica 81.** Proceso EGL.



**Fuente.** INTEK, Inc. Secure Fuels from Domestic Resources. The Continuing Evolution of America's Oil Shale and Tar Sands Industries. Profiles of Companies Engaged in Domestic Oil Shale and Tar Sands Resource and Technology Development. 2011.

**Gráfica 82.** Proceso Petro Probe.

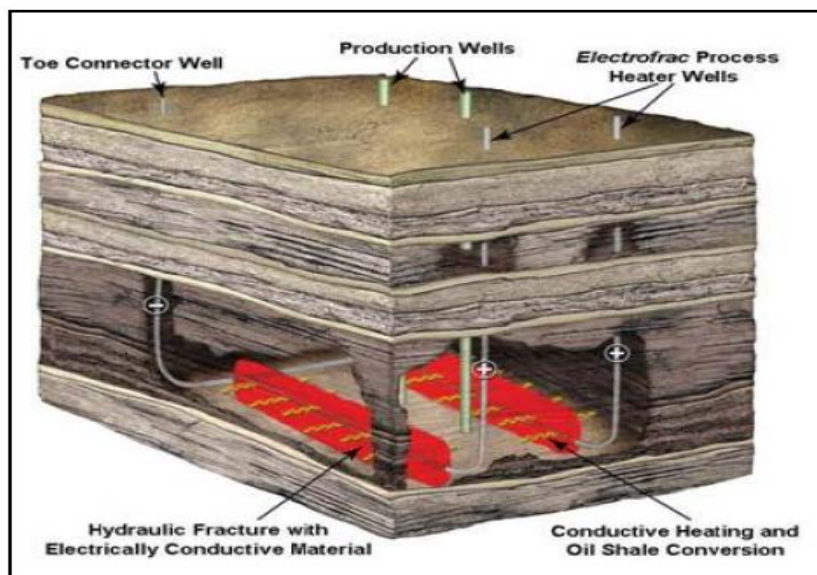


**Fuente.** INTEK, Inc. Secure Fuels from Domestic Resources. The Continuing Evolution of America's Oil Shale and Tar Sands Industries. Profiles of Companies Engaged in Domestic Oil Shale and Tar Sands Resource and Technology Development. 2011.

### 5.3.8 Exxon Mobil Electrofrac.

Exxon Mobil ha estado involucrada en el desarrollo de Oil Shale desde la década de 1960 y se centra actualmente en desarrollar procesos in-situ. Ellos se concentran en un método in situ que calienta el Oil shale a través de un fluido conductor calentado eléctricamente que ha sido inyectado en el depósito y calienta el Oil shale a través de una serie de fracturas hidráulicas. El Oil shale es producido por los pozos de producción independientes. El método es más efectivo en pozos horizontales que se han fracturado hidráulicamente a lo largo del eje vertical. Estos pozos son colocados en una fila paralela horizontal interceptados por un segundo pozo en su punta. Esto permite que las dos diferentes cargas sean aplicadas en cualquier extremo. Exxon Mobil está llevando a cabo este método, ya que creen que proporciona un mejor método con el que se alcanza a rodear y calentar el Oil shale.

**Gráfica 83.** Proceso Electrofrac.

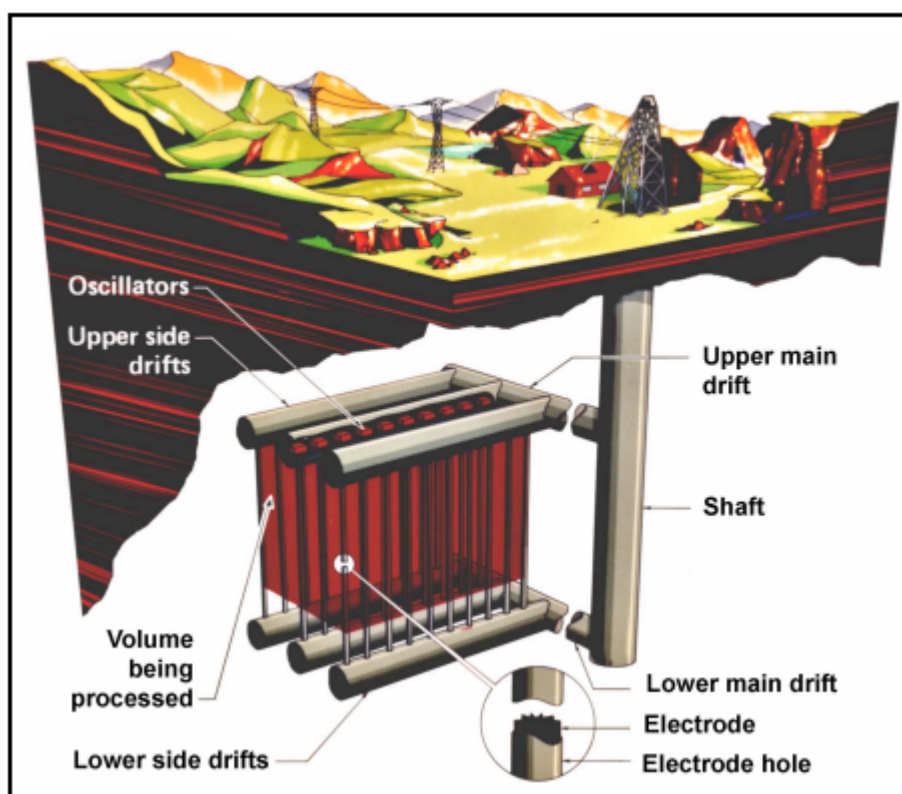


**Fuente.** INTEK, Inc. Secure Fuels from Domestic Resources. The Continuing Evolution of America's Oil Shale and Tar Sands Industries. Profiles of Companies Engaged in Domestic Oil Shale and Tar Sands Resource and Technology Development. 2011.

### 5.3.9 Tecnologías de Calentamiento Volumétrico por Radiación.

La idea del calentamiento volumétrico del oil shale mediante radiación de ondas se desarrolló en IITRI a finales de 1970, la idea surgió para calentar volúmenes modestos de shale haciendo uso de arreglos de electrodos verticales, en lo profundo grandes volúmenes podrían ser procesados a tasas más lentas de calentamiento durante un largo período. Esta tecnología fue desarrollada más tarde por el Lawrence Livermore National Laboratory (LLNL), y por otros varios inventores<sup>107</sup>.

**Gráfica 84.** Calentamiento Volumétrico por Radiación.



**Fuente.** Modificada de: Burnham A. K. Slow Radio-Frequency Processing of Large Oil Shale Volumes to Produce Petroleum-like Shale Oil. 2003.

<sup>107</sup>Burnham A. K. Slow Radio-Frequency Processing of Large Oil Shale Volumes to Produce Petroleum-like Shale Oil. 2003

El concepto LLNL se basa en el uso de pozos espaciados a decenas de metros para calentar kilómetros cúbicos de Oil shale muy lentamente. El concepto supone una radio de frecuencia en el que la profundidad del skin es varias decenas de metros, superando así los tiempos de difusión térmica necesarios para la conducción de calor.

### 5.3.10 Proceso GSI.

General Synfuels International (GSI), filial de Earth Science Search Inc., desarrollo una tecnología de gasificación-situ para la recuperación de petróleo y gas del Oil shale respetuosa al medio ambiente, con energía auto-sostenible y económicamente viable.

A diferencia de otros procesos el calentamiento y la recuperación ocurren en el mismo pozo con un sistema de presión negativa efluente (proceso de vacío térmico), y la infraestructura es transportable. Los productos mejorados se producen, sin energía externa requerida y todos los gases, incluyendo CO<sub>2</sub>, se recuperan. La alta temperatura y el medio ambiente oxidativo reducido en la capa de Oil shale producen expansión en los poros carbonizados de alta área superficial y aumento de la permeabilidad por lo que es una excelente ubicación para una mayor captación de CO<sub>2</sub>.

El proceso GSI es conceptualmente simple. Los gases se sobrecalientan en un generador en la superficie, el contenido de oxígeno es controlado cuidadosamente para evitar la combustión en subsuelo. Los gases sobrecalentados viajan en el pozo e interactúan con el kerógeno para romperlo y llevar los productos de hidrocarburos a la superficie en forma de gases calientes. Los gases se condensan para producir líquidos hidrocarbonados ligeros y productos gaseosos.

**Medio ambiente:** El proceso GSI ofrece un mínimo impacto ambiental: 1) El proceso GSI no consume nada de agua. Sólo se utiliza agua para la refrigeración de los condensadores. 2) El proceso GSI ofrece un bajo riesgo de contaminación del agua subterránea. 3) El reciclado y recuperación de las emisiones de aire resultan en una huella de carbono reducida. 4) Esta tecnología no requiere minería. 5) Todos los componentes de la superficie se construyen sobre patines y superficie tablaje para minimizar los daños al suelo, reducir el tamaño y aumentar la facilidad de transporte. 6) El GSI cuenta con un programa de apoyo para el cuidado de la vida silvestre.

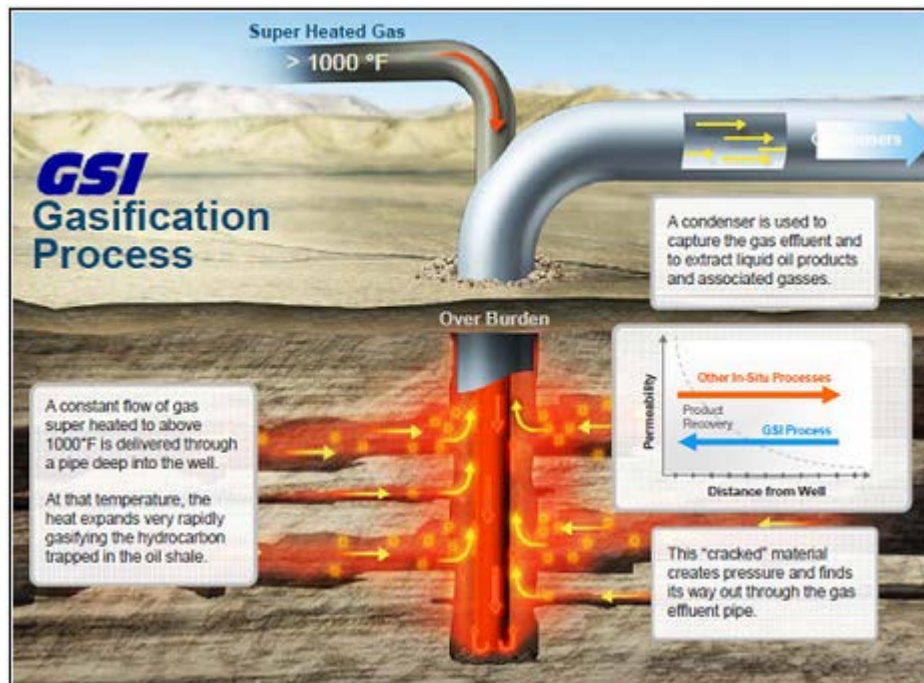
**Energía auto-sostenible:** El proceso utiliza sus propios productos como combustible de alimentación para generar calor perpetuo, siendo energía autosustentable con un excelente balance de energía.

**Productos listos al mercado:** El proceso realiza algunas mejoras como función del sistema, lo que genera productos listos al mercado, incluyendo crudos medios y ligeros de alto API, gases hidrocarburos, hidrógeno, CO<sub>2</sub>, nitrógeno y agua.

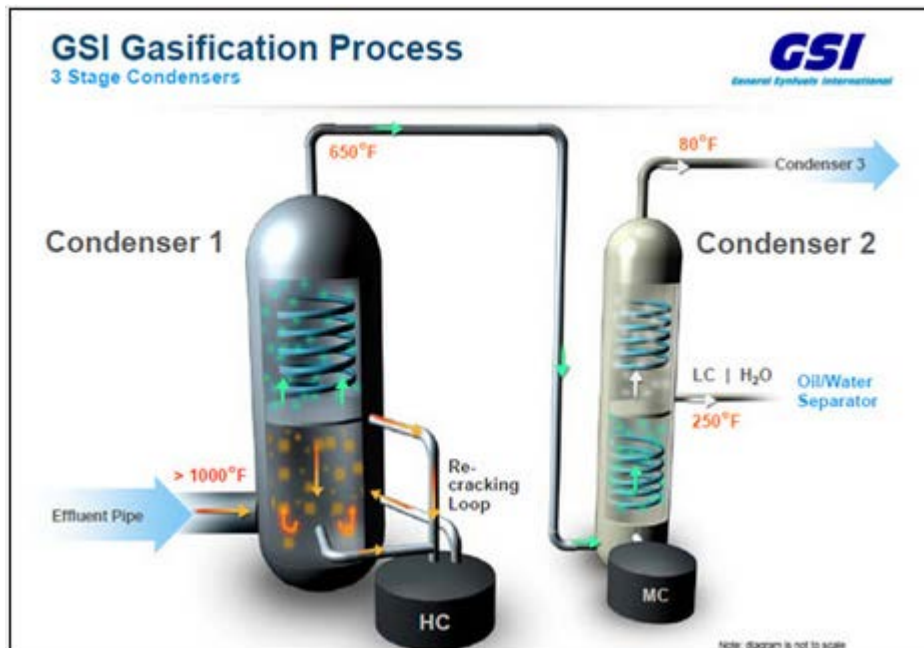
**Recuperación mejorada:** El proceso GSI ofrece ventajas para la extracción de productos de Oil shale a una profundidad de más de 3.000 metros.

**Capacidad de Geo-secuestro de CO<sub>2</sub>:** tras el uso del GSI se forma en el subsuelo un medio ambiente único. Los poros carbonizados vacíos ofrecen un ambiente muy bueno para el secuestro geológico del CO<sub>2</sub> por absorción con la inyección a baja presión. Los pozos agotados tras el GSI son excelentes recipientes de CO<sub>2</sub> con una capacidad de 2 a 3 veces el volumen de gases recuperados.

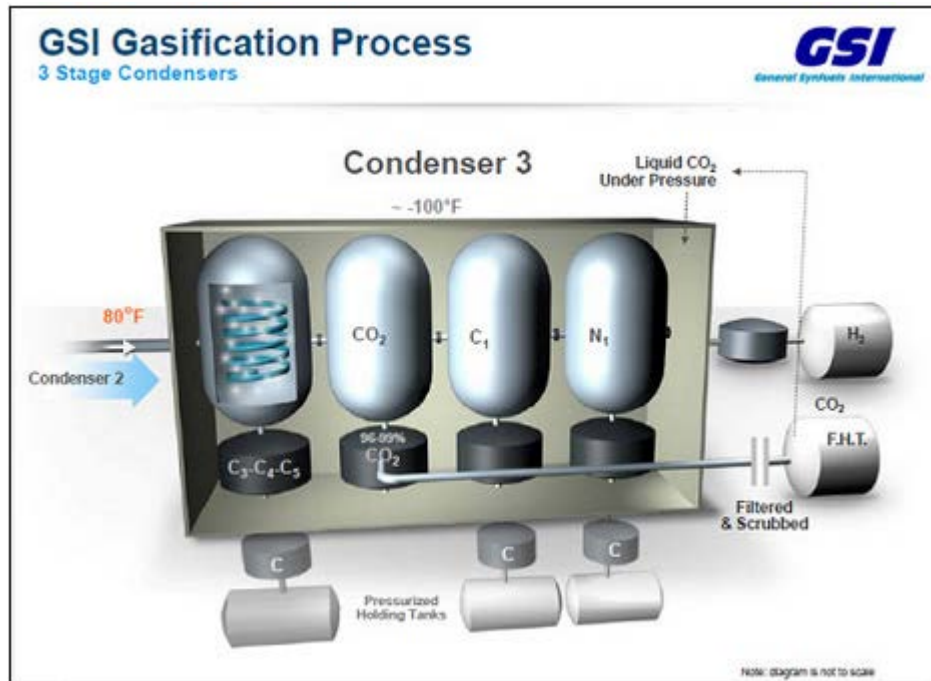
Gráfica 85. Etapas del Proceso de gasificación GSI.



85. a. Inyección y recuperación de gases calientes.



85. b. Primera etapa de condensación y separación.



85. c. Etapa final de condensación y separación.

Fuente. Modificada de: <http://www.earthsearch.com/>

### 5.3.11 Proceso GFC.

Independent Energy Partners (IEP), desarrollo un proceso de recuperación geotérmica de hidrocarburos del Oil shale, la tecnología usa celdas de combustible geotérmicas (GFC).

**Geotermia:** La aplicación de calor a la tierra tiene una larga historia. Se originó en Suecia durante la Segunda Guerra Mundial para producir petróleo de Oil shale, el uso de la geotermia se ha expandido a las aplicaciones para eliminar los desechos tóxicos y producir combustibles a partir de petróleo pesado, arenas bituminosas y otros recursos.

**Calefacción:** En la aplicación IEP, en lugar de un calentador o quemador eléctrico, una celda de combustible de alta temperatura se coloca en la formación

para calentar el suelo. A medida que el suelo se calienta, los hidrocarburos líquidos y gases son liberados de los recursos en los pozos de producción. Una parte de los gases son procesados y devueltos a la celda de combustible con el saldo disponible para la venta. Después del arranque, la aplicación se convierte en auto-abastecimiento de combustible a partir de una parte de los gases producidos durante el proceso. El GFC tendrá una relación de energía neta de 18 (aproximadamente 18 unidades de la energía producida por unidad de entrada).

**El calentamiento uniforme:** las celdas geotérmicas de combustible calientan las formaciones sólido a sólido por conducción. Las GFC producen calor a una velocidad uniforme a lo largo de su longitud, el calentamiento de la formación uniforme de arriba a abajo y se obtienen rendimientos mucho mayores y los ciclos de producción simplificados.

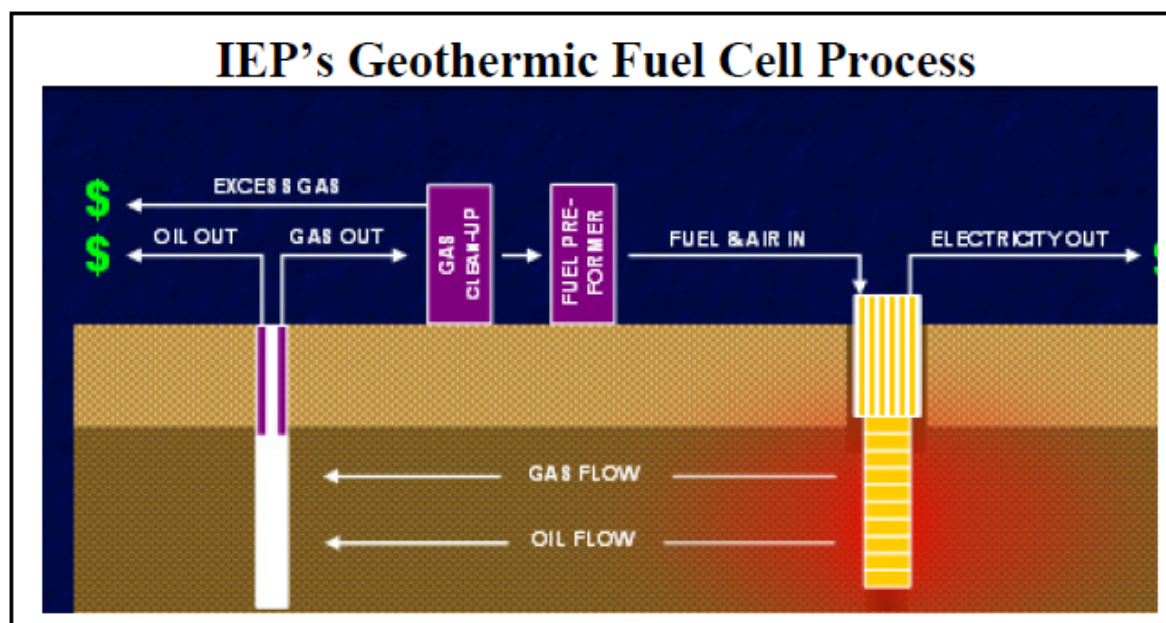
**Eficiencia Energética:** A diferencia de otros enfoques de conductores, las celdas de combustible geotérmicas no consumen grandes cantidades de energía. En lugar de consumir cientos de kilovatios hora (kWh) de electricidad, las celdas de combustible geotérmico rinden aproximadamente 260 kWh por barril de petróleo recuperada como un subproducto del proceso.

**Economía:** Los costos de operación de un sistema de GFC son significativamente menores que los enfoques calefacción. Los costos de capital y de operación se estiman en aproximadamente U\$ 40 por barril, disminuyendo a cerca de 20 dólares por barril cuando es compensado por los ingresos provenientes de la venta de electricidad y los gases sobrantes.

**Beneficios ambientales:** el GFC es una 'tecnología limpia' y al ser un sistema de circuito cerrado incluyen un mínimo impacto ambiental y una huella de carbono pequeña. Una producción mínima de emisiones de aire. Sin combustión - las células de combustible producen electricidad mediante una reacción

electroquímica - hay una producción insignificante de NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, partículas o emisiones tóxicas. El proceso es autosuficiente de agua. Estos producen vapor en los gases de escape, que se recircula a través del combustible pre-reformador, obviando casi todas las necesidades de agua del proceso. Produce un impacto mínimo en comparación a las operaciones de minería y tratamiento en retortas que generan grandes cantidades de residuos y el polvo. Al ser un proceso TIS no hay problemas con la disposición de residuos.

**Gráfica 86.** Proceso GFC de IEP.



**Fuente.** INTEK, Inc. Secure Fuels from Domestic Resources. The Continuing Evolution of America's Oil Shale and Tar Sands Industries. Profiles of Companies Engaged in Domestic Oil Shale and Tar Sands Resource and Technology Development. 2011.

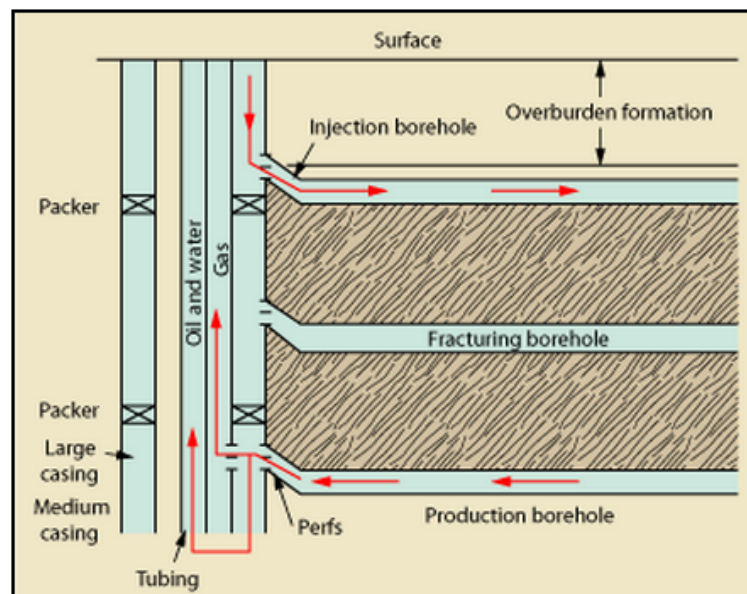
### 5.3.12 James Q. Maguire, Inc.

El proceso de producción in-situ de Oil shale de Maguire, implica la perforación de un pozo vertical "motherbore" y de este salen seis pozos horizontales de fracturamiento y seis pozos de inyección por encima de los pozos de

fracturamiento y seis pozos de producción inferiores. El punto crucial del "Proceso de Maguire" es un método de fractura, el resultado final será la creación de un sistema de fracturas "tela de araña" de modo que un área muy grande se crea para aplicar calor al depósito de Oil shale.

Este proceso de fracturación consiste en inyectar gran cantidad de nitrógeno líquido a tasas muy altas en los pozos horizontales de fracturamiento. El nitrógeno líquido se acumulará a presiones por encima de 12.000 psi. Los volúmenes se expandirán en las fracturas pero si el volumen de nitrógeno líquido inyectado y la velocidad de inyección superan muy rápido el volumen de las fracturas estas se propagan, y luego presiones dos a tres veces la presión de fractura de propagación da lugar a fracturas perpendiculares, que a su vez pueden sufrir fracturas perpendicular dando origen a un gran sistema de fracturas "tela de araña".

**Gráfica 87.** Proceso JQMI.



**Fuente.** INTEK, Inc. Secure Fuels from Domestic Resources. The Continuing Evolution of America's Oil Shale and Tar Sands Industries. Profiles of Companies Engaged in Domestic Oil Shale and Tar Sands Resource and Technology Development. 2011.

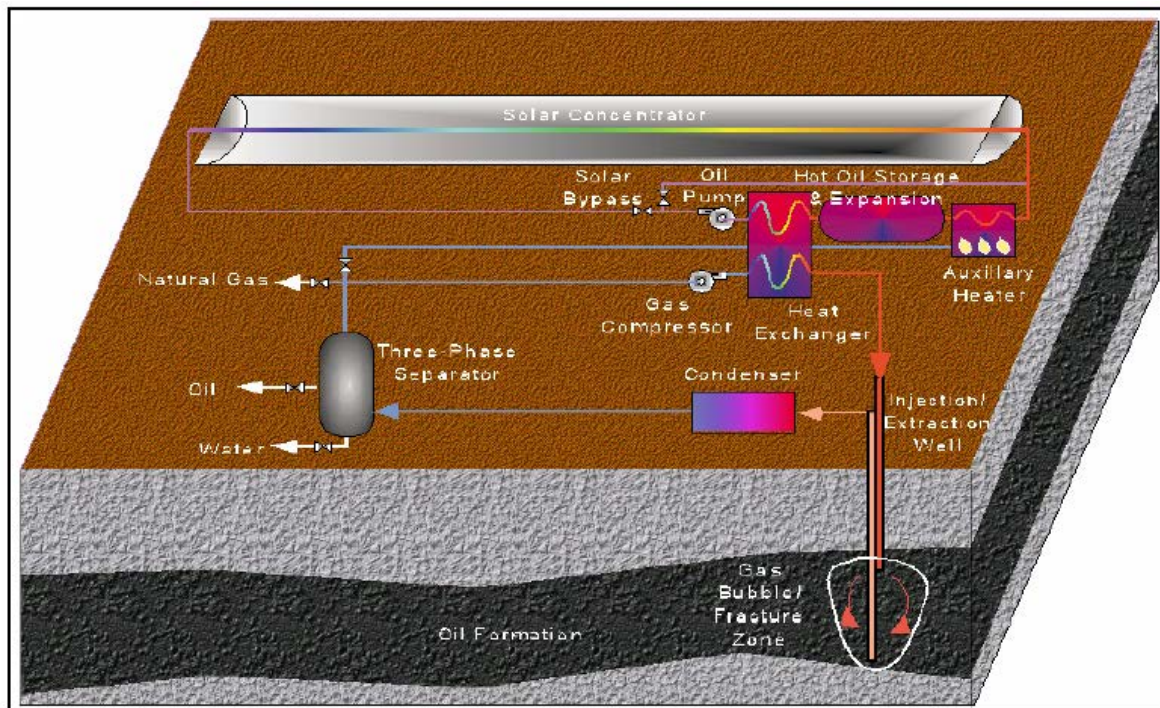
### 5.3.13 Proceso IVE.

Mountain West Energy (MWE) desarrollado un proceso de extracción in-situ con vapor (IVE), de bajo costo, escalable y de bajo impacto ambiental. El proceso IVE utiliza un gas portador caliente que se inyecta directamente en la formación de hidrocarburos destino para calentar y vaporizar el aceite. La inyección directa genera la calefacción por convección, lo que requiere temperaturas más bajas que el calentamiento indirecto por conducción. El gas portador dirige el vapor de aceite hacia el pozo de producción, donde el aceite se bombea a la superficie. El gas caliente y el aceite vaporizado se barren a la superficie como un gas, en vez de un líquido. El gas portador se recircula en un circuito cerrado. La configuración del IVE puede ser un solo pozo vertical con fracturas horizontales o dependiendo de las propiedades de la formación se puede usar una configuración normal o invertida de cinco puntos. Como el IVE utiliza un gas portador calentado en la superficie, los concentradores solares se pueden utilizar como fuente de energía térmica. Esta aplicación "verde" da resultados de cero emisiones de gases efecto invernadero procedentes del proceso de extracción de aceite, por lo que es el proceso más respetuoso con el medio ambiente.

### 5.3.14 Phoenix Wyoming LLC.

Phoenix Wyoming LLC desarrollo su propia tecnología de extracción de Oil shale que usa microondas como fuente de calefacción. La tecnología permite el desarrollo de estos recursos de una manera mucho más respetuosa con el medio ambiente. Ya no es necesario pasar por el proceso costoso y ambientalmente degradante de excavar enormes cantidades de roca y luego el proceso muy costoso de rellenar y recuperar la tierra. Esta tecnología ofrece ventajas económicas y ambientales si afectar significativamente la superficie. La energía de la tecnología de microondas en pozo proviene de la electricidad generada por fuentes renovables, como la solar, eólica o geotérmica.

**Gráfica 88.** Proceso IVE.



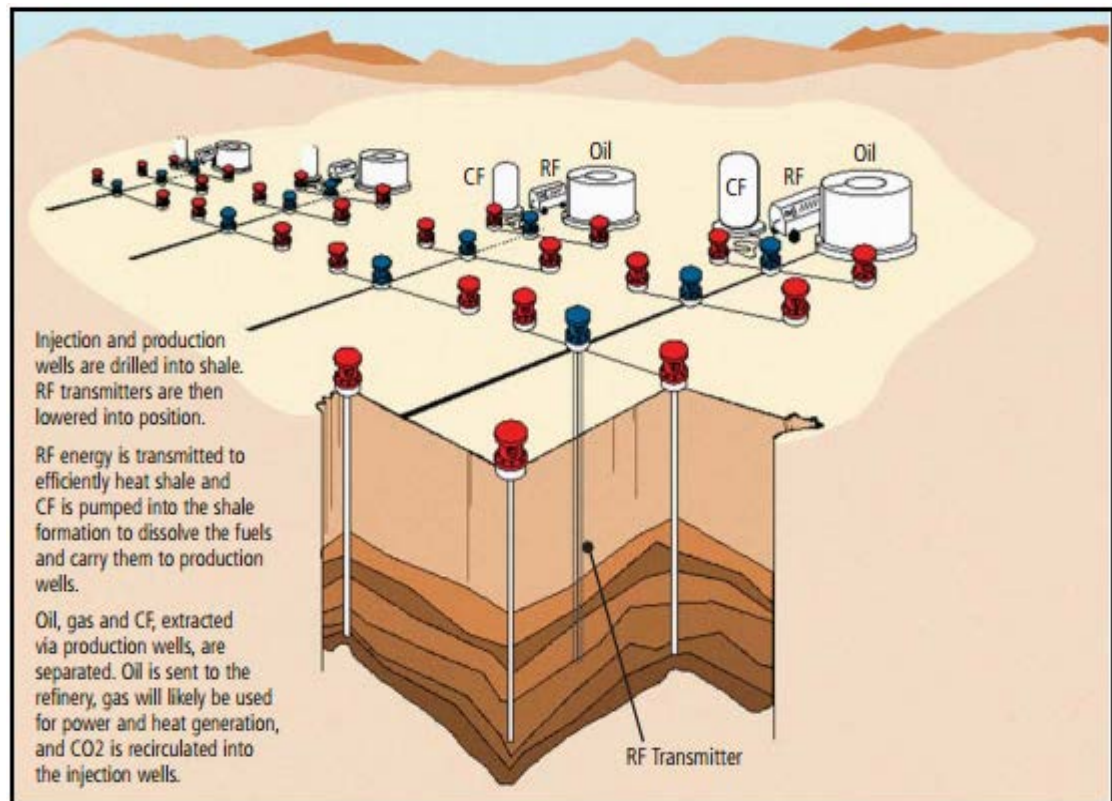
**Fuente.** INTEK, Inc. Secure Fuels from Domestic Resources. The Continuing Evolution of America's Oil Shale and Tar Sands Industries. Profiles of Companies Engaged in Domestic Oil Shale and Tar Sands Resource and Technology Development. 2011.

### 5.3.15 Radio Frequency/Critical Fluid Oil Extraction Technology.

Raytheon CFTech es una compañía con amplio conocimiento en la radio frecuencia desarrollo un proceso de extracción que combina la radio frecuencia con la inyección de fluidos críticos generalmente  $\text{CO}_2$ . La tecnología consiste en la perforación de pozos dirigidos al Oil shale donde posteriormente se bajan antenas o transmisores RF que transmiten la energía a la formación para calentarla. Luego se bombea  $\text{CO}_2$  supercrítico para extraer el aceite de la roca y desplazarlo a los pozos productores. Una vez en superficie el aceite y el  $\text{CO}_2$  son separados, el  $\text{CO}_2$  es reinyectado a los pozos mientras el aceite es dispuesto a

refinería. Esta tecnología puede recuperar de cuatro a cinco barriles por cada barril consumido, y a diferencia de otros métodos la producción empieza en cuestión de meses además el proceso es muy amigable del medio ambiente ya que no produce gases efecto invernadero.

**Gráfica 89.** Proceso RF/CF.



**Fuente.** INTEK, Inc. Secure Fuels from Domestic Resources. The Continuing Evolution of America's Oil Shale and Tar Sands Industries. Profiles of Companies Engaged in Domestic Oil Shale and Tar Sands Resource and Technology Development. 2011.

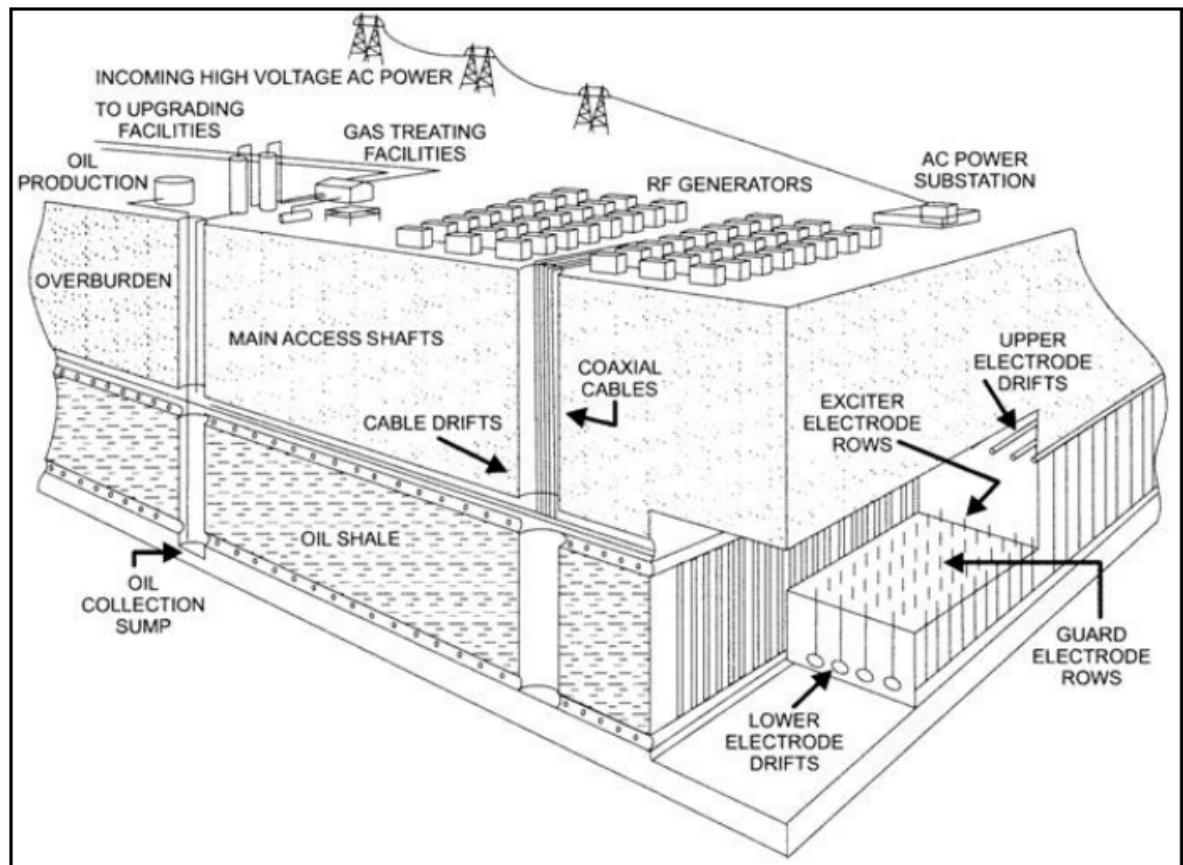
### 5.3.16 Proceso PyroPhase.

El proceso PyroPhase emplaza electrodos en filas en el yacimiento, para calentar volumétricamente el recurso en el espacio entre las filas. El aceite fluye por gravedad hacia abajo a los pozos de producción, donde se bombea hasta superficie para procesarlo. El calor permanece en el lugar debido a la baja conductividad térmica de la roca, y poco a poco se libera petróleo del Oil shale. Los tiempos de recuperación del aceite son meses, no años como en los procesos que se basan en la conducción térmica. Este proceso in situ no utiliza agua y evita la alteración de la superficie. La energía eólica en la actualidad suministra una pequeña fracción de la energía de los EE.UU. El principal problema es la variabilidad del viento, y la falta de medios prácticos de almacenamiento de energía. El calentamiento por RF puede almacenar grandes cantidades de energía eólica en forma de calor en el recurso cuando esté disponible. Esto puede estabilizar la red eléctrica mediante el ajuste de la carga de calentamiento para seguir las variaciones en el viento. El gran uso de la tecnología RF se da gracias a que la energía eólica puede ser usada y las emisiones de CO<sub>2</sub> son bajas.

### 5.3.17 EcoShale™ In-Capsule Technology.

Red Leaf Resources, Inc. Desarrollo la EcoShale™ In-Capsule Technology, esta tecnología protege las aguas subterráneas y la vegetación, permite la recuperación rápida y simultanea del sitio, y es compatible con un perfil de emisiones favorable. El EcoShale™ utiliza tecnología de calefacción de baja temperatura que produce una materia prima de alta calidad con una gravedad API promedio de 34 y no contiene finos. El proceso también produce gas natural sintético, que permite la autosuficiencia energética.

Gráfica 90. Proceso PyroPhase.

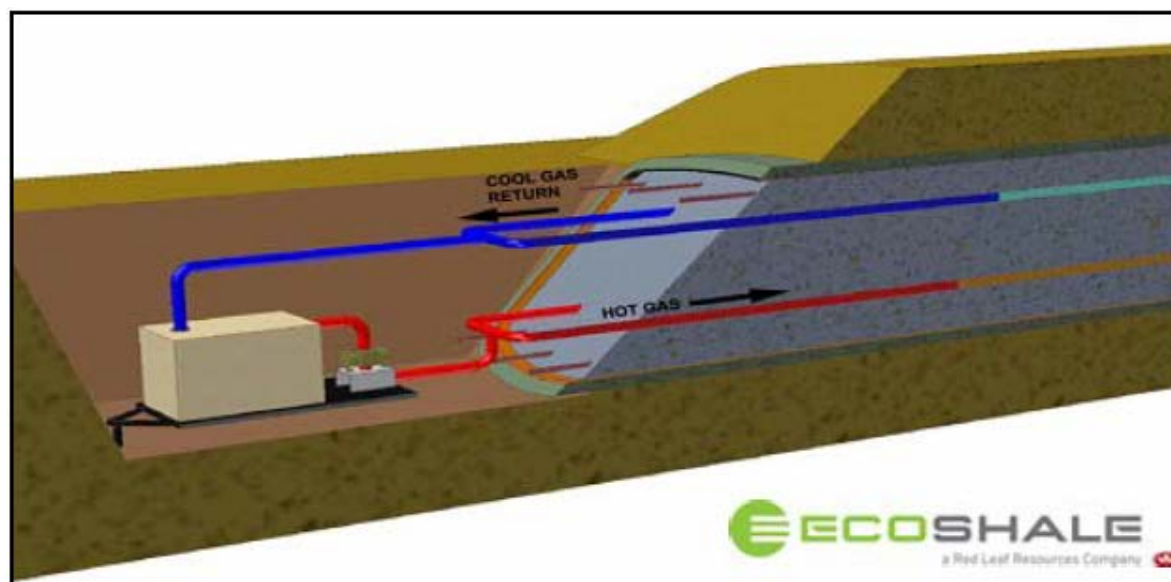


**Fuente.** INTEK, Inc. Secure Fuels from Domestic Resources. The Continuing Evolution of America's Oil Shale and Tar Sands Industries. Profiles of Companies Engaged in Domestic Oil Shale and Tar Sands Resource and Technology Development. 2011.

El EcoShale™ utiliza una estructura de bajo costo, se construye un embalse para contener una zona de tratamiento donde el Oil shale se calienta para extraer el kerógeno. Una vez el aceite es extraído del shale, la cápsula se calienta usando tubos en los que circulan los gases calientes derivados de la combustión de gas natural, metano de carbón o de sus propios gases reciclados. La colocación del shale en embalses se ha diseñado con una barrera impermeable para proteger el agua subterránea. La recuperación se produce a medida que avanza el proceso.

El calor de proceso utilizado en una cápsula se puede recuperar mediante la circulación de aire a temperatura ambiente, que transfiere el calor restante en cápsulas adyacentes. El EcoShale™ permite que la energía, la minería, la extracción y la recuperación del medio ambiente avancen juntos a medida que avanza frente de la mina. Los beneficios ambientales de la tecnología incluyen: extracción sin usar agua, la recuperación rápida de la minería, el embalse de shale empobrecido, protección de aguas superficiales y subterráneas, la evitación de la interacción con acuífero, la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>, el potencial para la captura y secuestro de carbono, y aproximada restauración topográfica.

**Gráfica 91.** Esquema del EcoShale™ In-Capsule Technology.



**Fuente.** INTEK, Inc. Secure Fuels from Domestic Resources. The Continuing Evolution of America's Oil Shale and Tar Sands Industries. Profiles of Companies Engaged in Domestic Oil Shale and Tar Sands Resource and Technology Development. 2011.

### **5.3.18 Ventajas y Desventajas de los Procesos In-Situ.**

#### **5.3.18.1 Ventajas de los Procesos In-Situ.**

Dentro de las ventajas se tiene: 1) El aceite puede ser recuperado de depósitos de Oil shale más profundos. 2) Los costos de extracción se pueden minimizar. 3) No hay ningún problema de eliminación de residuos sólidos, ya que todas las operaciones se llevan a cabo en subsuelo por medio de pozos. Por tanto, el proceso puede ser ambientalmente moderado, siempre y cuando la lixiviación de minerales o efectos secundarios perjudiciales de los shales procesados estén ausentes o controlados. 4) El shale Oil puede ser extraído de shales más delgados, por ejemplo, los depósitos que contienen 15 gal/ton de aceite. 5) El proceso es más económico debido a la reducción de costos de minería, transporte, y los costos de trituración.

#### **5.3.18.2 Desventajas de los Procesos In-Situ.**

Dentro de las desventajas se tienen: 1) Es difícil controlar la combustión del subsuelo debido a la permeabilidad insuficiente dentro de la formación de Oil shale. 2) El costo de perforación es muy alto. 3) Eficiencias de recuperación son generalmente bajas o nulas por periodos hasta de años. 4) Es difícil establecer la permeabilidad y porosidad requerida en la formación. 5) Hay una preocupación por la posible contaminación de los acuíferos. Si no se controla o trata, los efectos pueden persistir durante un largo período de tiempo incluso después de la finalización del proyecto.

## 5.4 METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DE UN PROYECTO DE OIL SHALE.

En esta sección se presentan los principales parámetros a tener en cuenta en el desarrollo de un proyecto de Oil shale y un esquema de trabajo a seguir. Se muestran los criterios básicos tanto en superficie como en subsuelo con sus valores críticos.

**Gráfica 92.** Criterios básicos de screening.

Surface	Subsurface	Economic
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Civil Law Regime</li> <li>• Low Population Density</li> <li>• Political Will for Exploration</li> <li>• Pipeline Infrastructure</li> <li>• Open Land</li> <li>• Environmental Issues</li> <li>• Oilfield Services Availability</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Depositional Environment</li> <li>• Geochemistry</li> <li>• TOC</li> <li>• TOC-h</li> <li>• Kerogen Type</li> <li>• Thermal Maturity</li> <li>• Gas Content/Oil Yield</li> <li>• Mineralogy</li> <li>• Clay Content</li> <li>• Calcite/Quartz</li> <li>• Storage Mechanism</li> <li>• Porosity</li> <li>• System Permeability</li> <li>• Pressure</li> <li>• Temperature</li> <li>• Depth</li> <li>• Geomechanics</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Business Taxes</li> <li>• Royalty</li> <li>• Drilling and Completion</li> <li>• Operating Expenses</li> <li>• Time to First Production</li> <li>• Discount Rate</li> <li>• Inflation</li> <li>• Commodity Price</li> </ul>

**Fuente.** Modificada de: Pitcher Jason, Buller Dan, Mullen Mike. Shale Exploration Methodology and Workflow. SPE. 2012.

**Gráfica 93.** Criterios básicos de screening en superficie.

Surface Considerations	Value	Ranking					
		Low					High
Civil Law Regime	8	Red	Red	Red	Red	Red	Red
Low Population Density	8	Red	Red	Red	Red	Red	Red
Political Will for Exploration	6	Red	Red	Red	Yellow	Yellow	Yellow
Pipeline Infrastructure	6	Red	Red	Red	Yellow	Yellow	Yellow
Open Land	7	Red	Red	Red	Red	Red	Yellow
Environmental Issues	4	Red	Red	Red	Yellow	Yellow	Yellow
Oilfield Services Availability	2	Red	Red	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow

**Fuente.** Modificada de: Pitcher Jason, Buller Dan, Mullen Mike. Shale Exploration Methodology and Workflow. SPE. 2012.

**Gráfica 94.** Criterios básicos de screening en subsuelo.

Subsurface Considerations	Value	Ranking					
		Low					High
Depositional Environment		Red	Red	Red	Red	Red	Red
Geochemistry		Red	Red	Red	Red	Red	Red
TOC	1-12	Red	Red	Red	Red	Red	Red
TOC-h	40-850	Red	Red	Red	Red	Red	Red
Kerogen Type	II	Red	Red	Red	Red	Red	Red
Thermal Maturity	<1.3	Red	Red	Red	Red	Red	Red
Gas Content/Oil Yield	60 kg/Ton	Red	Red	Red	Red	Red	Red
Mineralogy		Red	Red	Red	Red	Red	Red
Clay Content	40	Red	Red	Red	Red	Red	Red
Calcite/Quartz	Calcite	Red	Red	Red	Red	Red	Red
Storage Mechanism		Red	Red	Red	Red	Red	Red
Porosity	4-10	Red	Red	Red	Red	Red	Red
System Permeability	.01-.1	Red	Red	Red	Red	Red	Red
Pressure	>9ppg	Red	Red	Red	Red	Red	Red
Temperature	<300F	Red	Red	Red	Red	Red	Red
Depth	<4000m	Red	Red	Red	Red	Red	Red
Geomechanics		Red	Red	Red	Red	Red	Red
Natural Fracturing	6	Red	Red	Red	Red	Red	Red
Stress State	6	Red	Red	Red	Red	Red	Red
Brittleness	4	Red	Red	Red	Red	Red	Red

**Fuente.** Modificada de: Pitcher Jason, Buller Dan, Mullen Mike. Shale Exploration Methodology and Workflow. SPE. 2012.

La exploración es el punto de partida de cualquier proyecto petrolero incluidos los de Oil shale, solo que a diferencia de los yacimientos convencionales, los

yacimientos de Oil shale requieren de la integración de varios factores y herramientas sofisticadas que permitan la mejor evaluación de los recursos.

Al pretender implementar o desarrollar un proyecto de Oil shale y según los resultados de la mayoría de proyectos exploratorios de Oil shale en los Estados Unidos se tiene el siguiente esquema de trabajo<sup>108</sup>:

1. Evaluar el comportamiento específico de los factores que generan mayor impacto en el sistema.
2. Identificar la localización de los puntos claves que optimicen el proceso.
3. Evaluar los parámetros geoquímicos y geomecánicos del Oil shale.
4. Determinar las geometrías de pozo.
5. Evaluar las estrategias de completamiento y simulación del pozo.
6. Evaluar y predecir el rendimiento del pozo.
7. Optimizar los programas de desarrollo y producción del pozo.

---

<sup>108</sup> Pitcher Jason, Buller Dan, Mullen Mike. Shale Exploration Methodology and Workflow. SPE. 2012.

## 5.5 REFINACIÓN Y MEJORA DEL SHALE OIL.

Actualmente existe mucho interés en el desarrollo de métodos económicos para la recuperación de hidrocarburos líquidos de Oil shale en una escala comercial, debido a que la demanda de fracciones de hidrocarburos ligeros aumenta constantemente. Sin embargo, los hidrocarburos recuperados del Oil shale no son económicamente competitivos contra el aceite producido. Asimismo, el valor de los hidrocarburos recuperados del Oil shale se disminuye debido a la presencia de contaminantes indeseable, tales como el azufre, nitrógeno y componentes metálicos, que causan efectos perjudiciales en diversos catalizadores utilizados en los procesos posteriores de refinación. Estos contaminantes también son indeseables debido a su olor desagradable, características corrosivas y el producto de combustión que además causa problemas ambientales.

Además, existe un gran interés en el desarrollo de métodos más eficientes para la conversión de las fracciones de hidrocarburos más pesados obtenidos en forma de Shale Oil en hidrocarburos de peso molecular liviano. Los procedimientos convencionales incluyen el craqueo catalítico, craqueo térmico, coquización, etc.

Se sabe que las fracciones mas pesadas de hidrocarburos y materiales refractarios se pueden convertir en materiales ligeros por hidrocracking. Estos procesos son los más utilizados en el aceite pesado residual o destilado, y los intermedios que se utilizan como combustibles domésticos y lubricantes. Esta hidrogenación destructiva o proceso de hidrocracking puede ser operada sobre una base estrictamente térmica o en presencia de un catalizador. Las moléculas grandes de hidrocarburo se separan en componentes livianos cuando se somete al calor.

Sin embargo, la aplicación del proceso de hidrocraqueo se ha visto obstaculizado por la presencia de ciertos contaminantes en dichos hidrocarburos. La presencia

de azufre y compuestos que contienen nitrógeno junto con compuestos metálicos en el Shale Oil y varios productos refinados de petróleo ha sido considerada indeseable. Procesos de desulfuración y desnitrificación se han desarrollado para este propósito.

### **5.5.1 Proceso de craqueo térmico.**

Gulf Research & Development, desarrollo un proceso para el craqueo térmico catalítico de Shale Oil en la presencia de un diluyente gaseoso y una corriente de arrastre de sólidos inertes calientes.

El procedimiento de craqueo se orienta hacia la recuperación de alquenos gaseosos como el producto deseado principalmente, con prioridad de los líquidos en el rango de la gasolina. Mediante este proceso, se reitera que al menos 15 a 20% del Shale Oil introducido se convierte en etileno, que es el producto gaseoso más común. La mayor parte del Shale Oil introducido se convierte en otros productos gaseosos y líquidos, tales como el propileno, i-3-butadieno, etano y otros C<sub>4</sub>'s.

El hidrógeno también se recupera como un producto gaseoso valioso no hidrocarburo. Los productos líquidos pueden comprender 40 a 50% en peso o más del total del producto, este producto líquido recuperado incluye benceno, tolueno, xileno, líquidos con punto de ebullición en el rango de la gasolina, aceites livianos y pesados.

El coque es un producto sólido del proceso y es producido por polimerización de materiales insaturados. El coque se forma típicamente en un ambiente carente de oxígeno a través de la deshidrogenación y la aromatización. La mayor parte del coque formado se elimina del proceso como un residuo en el arrastre de sólidos inertes portadores de calor.

El reactor de craqueo térmico no requiere una alimentación de hidrógeno gaseoso. En el reactor, los sólidos arrastrados fluyen simultáneamente a través de la tubería de retorno térmico a una temperatura promedio de 700 a 1400 °C.

### 5.5.2 Hidroprocesamiento en un reactor de lecho móvil.

Este proceso fue desarrollado por Universal Oil Products Co. para derivar el aceite de Oil shale o tarsands que contienen grandes cantidades de materia en partículas altamente abrasivas, tal como polvo de roca y ceniza.

El hidrotratamiento se lleva a cabo en un reactor de lecho móvil de doble función, que al mismo tiempo elimina la materia en partículas por acción del filtro del lecho catalizador. El producto del reactor de lecho móvil se separa y es hidroprocesado en reactores de lecho fijo con hidrógeno fresco añadido a la fracción de hidrocarburos más pesados para promover la desulfuración.

El uso de un reactor de lecho móvil seguido por una etapa de fraccionamiento para dividir el aceite producido con amplio rango de punto de ebullición a partir del Shale Oil en dos fracciones separadas. La fracción más liviana es hidrotratada para la eliminación de metales residuales, azufre y nitrógeno, mientras que la fracción más pesada se rompe en un segundo reactor de lecho fijo normalmente operado bajo condiciones de severidad elevada.

La reacción del hidrotratamiento generalmente se lleva a cabo a altas presiones (100-3000 Psi) y altas temperaturas (270 -350 °C).<sup>109</sup>

<sup>109</sup> Sunggyu, L. 2007. "Shale Oil from Oil Shale". Taylor & Francis Group, LLC.

### **5.5.3 Proceso Hidroretorta en lecho fluidizado.**

Este proceso fue desarrollado por Cities Service Co. en 1978. El proceso elimina la etapa de retorta convencional en la mejora de shale, sometiendo directamente el Oil shale triturado a un tratamiento de Hidroretorta en un flujo hacia arriba, el reactor de lecho fluidizado tal como el utilizado para el hidrocracking de producto de aceite pesado. Este proceso es de una sola etapa de retorta y mejora. Por lo tanto, el proceso implica:

La trituración del Oil shale; se mezcla el Oil shale triturado con un líquido hidrocarburo para proporcionar un lodo inyectable; la introducción del lodo junto con un gas que contiene hidrogeno en un flujo hacia arriba, en el reactor de lecho fluidizado a una velocidad superficial suficiente para mover la mezcla hacia arriba a través del reactor; Hidroretorting de Oil shale; extrayendo la mezcla de la reacción por el reactor, se separa el producto del reactor en varios componentes.

La descomposición del carbono mineral es minimizado, ya que la temperatura de operación del proceso es menor que la usada en la retorta. Por lo tanto, el producto gaseoso de este proceso tiene un valor calorífico mayor que el de otros métodos convencionales. Además, debido a la naturaleza exotérmica de las reacciones de hidroretorting, se requiere menos energía de entrada por barril de producto obtenido.

### **5.5.4 Proceso de hidrocracking.**

Esencialmente es un proceso de craqueo en el que los hidrocarburos de mas alto peso molecular se pirolizan en parafinas y alquenos de bajo peso molecular en presencia de hidrógeno. El hidrogeno satura los alquenos formados durante el proceso de craqueo. El hidrocracking se utiliza para procesar reservas de bajo valor con un alto contenido de metales pesados. También es adecuado para

compuestos altamente aromático que no se pueden procesar fácilmente por craqueo catalítico convencional. El Shale Oil no es altamente aromático, mientras que los líquidos del carbón tienen un contenido muy alto de aromáticos.

El hidrocracking medio destilado se lleva a cabo con un catalizador de metal noble. La temperatura media del reactor es de 480°C y la presión es 130 a 140 atm. La forma más común de hidrocracking se lleva a cabo como una operación de dos etapas; la primera etapa es para eliminar los compuestos de nitrógeno y compuestos aromáticos pesados del aceite bruto, en la segunda etapa se lleva a cabo reacciones de hidrocracking selectivo en el limpiador de aceite de la primera etapa.

Ambas etapas se procesan catalíticamente. Una vez que las etapas de hidrocracking finalizan, los productos pasan a una sección de destilación que consta de un separador de sulfuro de hidrogeno y un separador de reciclaje. Algunos procesos comerciales de hidrocracking son Gulf HDS, H-Oil, IFP Hydrocracking, Isocracking, LC-Fining, Microcat-RC, Mild Hydrocracking, Mild Resid Hydrocracking, Residfining, Unicracking y VebaCombi-Cracking.

#### **5.5.4.1 Gulf HDS.**

Proceso en el que se elimina el azufre del aceite, para la producir combustible con bajo contenido de azufre por hidrocracking. Este proceso tiene ventajas tecnológicas y de diseño, el cual se refleja en costos de inversión y de operación; la capacidad de eliminación de azufre se puede modificar para satisfacer las especificaciones de los combustibles en cuanto al contenido de azufre.

En 1970 entró en servicio una unidad de Gulf HDS en Mizushima Refinery of Nippon Mining Company (Japón). Estas unidades producen aceites combustibles con un contenido de azufre de 0,6 - 1,2%.<sup>110</sup>

#### 5.5.4.2 FP Hydrocracking.

Este proceso incluye un sistema catalizador doble; el primero es un catalizador de níquel-molibdeno amorfo, el cual actúa para eliminar azufre y nitrógeno e hidrogenar los anillos aromáticos. El segundo catalizador es una zeolita que termina la hidrogenación y promueve la reacción de hidrocracking.<sup>111</sup>

En el proceso de dos etapas, la materia prima y el hidrogeno se calienta y se envía a la primera etapa de reacción donde se ocurre la conversión de los productos. El residuo del reactor es enfriado y separado y el gas rico en hidrógeno se comprime y se recicla. El líquido que sale del separador es fraccionado, los destilados medios y corrientes de menor punto de ebullición son almacenados, y la corriente con elevado punto de ebullición se transfiere a la segunda sección del reactor y luego se recicla de nuevo en la sección del separador.

En el proceso de una sola etapa, el residuo del primer reactor se envía directamente al segundo reactor, seguido por la separación y la etapa de fraccionamiento. El fondo de fraccionador se recicla en el segundo reactor o es vendido.

<sup>110</sup> Brunn, L., Montagna, A., Paraskos, J.; February 1976. "Clean residual fuels from the Gulf HDS process". Gulf Research and Development Co., Pittsburgh, PA.

<sup>111</sup> Speight J. 2006. "The chemistry and Technology of Petroleum". Taylor & Francis Group, LLC., Fourth Edition.

## 6. DESCRIPCIÓN DE LAS DIFERENCIAS OPERACIONALES Y PETROFÍSICAS QUE DETERMINAN EL ÓPTIMO DRENAJE DE UN YACIMIENTO DE OIL SHALE COMPARADO CON UN YACIMIENTO CONVENCIONAL.

En este capítulo se describen las diferencias operacionales que determinan el óptimo aprovechamiento de los recursos de un yacimiento de Oil shale comparado con un yacimiento convencional, dichas diferencias se establecen por etapa de desarrollo y se presentan en tablas.

### 6.1 YACIMIENTO.

**Tabla 13.** Diferencia entre yacimientos convencionales y yacimientos de Oil Shale.

YACIMIENTOS CONVENCIONALES	YACIMIENTOS DE OIL SHALE
Pueden producir a tasas de flujo que resulten económicamente viables.	No puede producir a tasas de flujo que resulten viables económicamente.
Producen volúmenes de aceite y gas sin largos tratamientos de estimulación.	Para producir volúmenes de aceite y gas, necesita masivos tratamientos de estimulación.
No necesitan procesos de recobro especiales.	Necesita procesos de recobro especiales y nuevas tecnologías.
Tienen permeabilidades del orden de milidarcys.	Su permeabilidad es el orden de nanodarcys.
Pueden ser perforados pozos verticales, perforar el intervalo de interés y producir volúmenes económicos de aceite y gas.	En la mayoría de los casos, se perforan pozos horizontales con múltiples fracturas que permitan el calentamiento de la materia orgánica.

**Fuente.** Autores.

## 6.2 EXPLORACIÓN.

La exploración es el inicio de cualquier proyecto petrolero en este caso la exploración del Oil shale parte del uso de la información actualizada de cualquier cuenca.

**Tabla 14.** Exploración de yacimientos convencionales vs yacimientos de Oil shale.

YACIMIENTOS CONVENCIONALES	YACIMIENTOS DE OIL SHALE
Para su ubicación se recurre a métodos geológicos, geofísicos, gravimétricos y sísmicos.	A partir de los métodos convencionales se determina su ubicación. Estos están cercanos a los yacimientos convencionales.
Los registros convencionales muestran el contenido de crudo en arenas.	Se requiere del uso de herramientas sofisticadas para determinar el contenido de materia orgánica.
Una vez localizado el yacimiento se perforan pozos exploratorios para determinar su potencial y características para así evaluar los procesos de producción.	Se realiza el mismo procedimiento la diferencia está en las herramientas usadas. Estos yacimientos requieren tecnología más avanzada.

**Fuente.** Autores.

## 6.3 PETROFÍSICA.

La petrofísica realizada a las muestras de Oil shale es muy compleja con alta inversión de dinero y tiempo, pero de su paciente y cuidadosa realización se pueden obtener los mejores resultados determinando así el mejor proceso de producción que brinde los mayores beneficios económicos y ambientales. Además de evaluar el potencial hidrocarburífero de la muestra se busca

determinar las temperaturas óptimas para romper la macro-estructura del kerógeno.

**Tabla 15.** Petrofísica de yacimientos convencionales vs yacimientos de Oil shale.

YACIMIENTOS CONVENCIONALES	YACIMIENTOS DE OIL SHALE
<p>La petrofísica de los yacimientos convencionales se realiza usando “plugs”, los cuales se tratan de conservar lo mas que se pueda para preservar las características del yacimiento.</p>	<p>Para evaluar las propiedades petrofísicas de los Oil shale es necesario triturar la muestra.</p>
<p>La identificación de los componentes de las muestras se realiza a nivel microscópico.</p>	<p>La identificación de los componentes de las muestras se realiza a nivel nanoscópico.</p>
<p>No siempre se realizan pruebas de esfuerzos, eléctricas y térmicas a las muestras. Esto porque en este tipo de yacimientos en la mayoría de los casos el petróleo atrapado solo requiere ser desplazado cuanto mucho reducir su viscosidad y ser desplazado.</p>	<p>Siempre se realizan pruebas de esfuerzos, eléctricas y térmicas a las muestras. Esto porque el petróleo atrapado además de estar como kerógeno está en una roca casi impermeable, lo que hace necesario el uso del fracturamiento y fragmentación de la roca además del calentamiento de la misma.</p>
<p>El tiempo requerido para la evaluación petrofísica de un “plug” es relativamente corto, máximo días.</p>	<p>La completa evaluación petrofísica de una muestra de Oil shale requiere de hasta semanas, debido a la complejidad de las pruebas.</p>

A los yacimientos convencionales se les estudia con términos y pruebas petrológicas y petrofísicas del petróleo.	Estos yacimientos en su mayoría han sido estudiados y se les han realizado pruebas petrológicas y petrofísicas del carbón.
En las pruebas petrofísicas de los “plugs” se evalúan principalmente la saturación de agua, petróleo y gas, la porosidad y la permeabilidad.	Las pruebas petrofísicas del Oil shale además de evaluar la Sw, So y Sg, la porosidad y la permeabilidad, evalúa el potencial de mineralógico de este y las temperaturas óptimas que rompen la macro-estructura del kerógeno.

Fuente. Autores.

## 6.4 PRODUCCIÓN.

La etapa de producción de un yacimiento de Oil shale difiere de la producción de un yacimiento convencional en que al ser el Oil shale una roca de composición muy compleja requiere de perforación bajo balance para no afectar la formación además de la perforación horizontal para aumentar el área de drenaje de la formación así como el fracturamiento y calentamiento de la misma, esto respecto a los procesos de extracción in-situ ya que no hay comparación con los procesos de producción ex-situ.

**Tabla 16.** Producción de yacimientos convencionales vs yacimientos de Oil shale.

YACIMIENTOS CONVENCIONALES	YACIMIENTOS DE OIL SHALE
Se perforan pozos verticales u horizontales, se completan, cementan y se ponen en producción.	Además de las operaciones convencionales es indispensable el fracturamiento así como el calentamiento de la formación para liberar el shale Oil del Oil shale.

La extracción ex-situ no existe para estos yacimientos.	La extracción ex-situ garantiza un mejor aprovechamiento del recurso.
La producción inicia una vez realizadas todas las operaciones previas.	Aun realizando todas las operaciones previas el inicio de la producción puede tardar en lo mínimo meses aunque puede ser cuestión de años.
No requieren de estimulación en la etapa inicial de producción.	Sin estimulación previa simplemente no hay producción.
Las tasas de producción y de declinación varían con el tiempo y con los programas de estimulación.	Se espera que en la mayoría de proyectos se conserve una tasa de producción de 1000 barriles por día durante mínimo siete años.

**Fuente.** Autores

**Tabla 17.** Comparación entre Perforación sub-balanceada y Perforación Convencional.

<b>PERFORACIÓN SUB-BALANCEADA</b>	<b>PERFORACIÓN CONVENCIONAL</b>
El lodo empleado en la perforación es un lodo de baja densidad, menor a la densidad equivalente a la presión de formación. La selección de este fluido es crucial para la aplicación de una operación exitosa.	El lodo empleado es un lodo de densidad tal que permita ejercer una presión hidrostática mayor que la presión que pueda ejercer el yacimiento.
En la perforación underbalance hace falta un soporte en las paredes del hueco; a medida que el grado de bajo balance se incrementa, mayor es la tendencia de inestabilidad del pozo.	En operaciones de perforación convencionales, el exceso de presión en el pozo sobre la presión de poro de la formación provee un grado de soporte a las paredes del hueco.

<p>Durante este tipo de perforación, los fluidos contenidos en la formación fluyen hacia el pozo, y tal influjo no se previene como en la perforación convencional, por lo cual, se requiere otro tipo de procedimiento para controlar el pozo.</p>	<p>Si existe entrada de flujo al yacimiento, en la perforación esto puede ser controlado, incrementando la densidad del lodo (podría ser una alternativa), creando así una mayor presión hidrostática).</p>
<p>El grado de dificultad que se presente durante la perforación convencional, se convierte en una oportunidad para una perforación underlabance.</p>	<p>Una pega diferencial y grandes pérdida de circulación se constituyen en un problema para la perforación convencional.</p>
<p>Las formaciones con rocas duras no es que sean un requerimiento, pero las lutitas y los yacimientos apretados pueden ser candidatos potenciales para operaciones UBD.</p>	<p>Los yacimientos apretados y constituidos por rocas duras se salen del alcance de la perforación convencional, por ello se requiere de otro tipo de técnicas para producirlos.</p>

**Fuente.** Páez Vanessa, Pérez Flavia. Estudio de la Viabilidad de Técnicas de Perforación y Completamiento de Pozos No Convencionales en Colombia, Teniendo en cuenta Analogías a Nivel Mundial, Asociadas a Shales y Tight Sandstones. UIS. 2012.

**Tabla 18.** Diferencias entre Perforación Horizontal y Perforación Convencional.

PERFORACIÓN HORIZONTAL	PERFORACIÓN CONVENCIONAL
<p>Por experiencias en pozos perforados en Canadá, se ha demostrado una gran estabilidad del hueco en los pozos horizontales.</p>	<p>Dependiendo del yacimiento, los pozos perforados verticalmente pueden presentar inestabilidad.</p>
<p>La perforación horizontal es muy útil en yacimientos apretados y en los que poseen porosidades y permeabilidades bajas.</p>	<p>Los yacimientos con condiciones extremas como porosidades y permeabilidades ultra-bajas, no son candidatos para una perforación convencional.</p>
<p>Existe un contacto inherente entre la sarta de perforación y las paredes del pozo, y en consecuencia, se puede encontrar una considerable fuerza de fricción, reduciendo la cantidad de peso necesario para ser transferido a la broca.</p>	<p>El peso que se le suministra a la broca lo proporcionan los Drill Collars (tubería de perforación) situada por encima de la broca, sin ninguna pérdida de peso debida a la fricción.</p>
<p>Los requerimientos de caudal en la perforación horizontal pueden ser de dos o cuatro veces mayor debido a la necesidad de mayor velocidad de flujo para la eliminación de los cortes de perforación.</p>	<p>No es necesario un requerimiento excesivo de caudal en la perforación, los cortes pueden ser removidos sin complicaciones con una buena densidad de lodo.</p>

Debido a las herramientas utilizadas en la perforación, los costos pueden ser de hasta el doble, pero la producción del yacimiento es óptima.	Por ser perforación convencional, existen costos que pueden ser considerados dependiendo de la producción del yacimiento.
---	---

**Fuente.** Páez Vanessa, Pérez Flavia. Estudio de la Viabilidad de Técnicas de Perforación y Completamiento de Pozos No Convencionales en Colombia, Teniendo en cuenta Analogías a Nivel Mundial, Asociadas a Shales y Tight Sandstones. UIS. 2012.

## 6.5 APROVECHAMIENTO DEL RECURSO.

A diferencia de los yacimientos convencionales en donde máximo se puede recuperar el 60% de los recursos, los procesos ex-situ brindan un aprovechamiento del 70-90%, mientras que los procesos in-situ brindan los mismos porcentajes que los convencionales claro está que el producto extraído es de mayor calidad.

## 6.6 MEDIO AMBIENTE.

La explotación de Oil shale al igual que la explotación de petróleo convencional preocupa a los ambientalistas y a la comunidad en general por el gran impacto que generan sobre la corteza y subsuelo por eso cada día las empresas petroleras maximizan sus esfuerzos para minimizar estos impactos. Los procesos ex-situ generan mayor impacto que los procesos in-situ sin embargo los productos son de mayor calidad y mayor aplicabilidad comercial lo que los hace atractivos con ciertos parámetros reglamentarios y las empresas que incumplan con dichas regulaciones se someten al abandono de sus proyectos.

## 7. FACTORES DE RIESGO AMBIENTAL.

El desarrollo del Oil Shale conlleva a que las regiones sean relativamente inalteradas, en cuanto a la construcción y operación de las facilidades que emiten contaminantes y producen grandes cantidades de residuos sólidos. Como consecuencia, el aire, el agua y el suelo puede ser degradado y la topografía de la tierra podría ser alterada.

El peligro de estos impactos dependerá de la magnitud y la duración de las operaciones, de los tipos de tecnologías de desarrollo utilizadas y la eficiencia de las estrategias de control que deben ser adoptadas para cumplir con las regulaciones ambientales.

La producción y el uso de Oil Shale por lo general, generan más emisiones de gases de efecto invernadero que los combustibles fósiles convencionales. Dependiendo de la tecnología y la composición del Oil Shale, el proceso de extracción de Shale Oil también puede emitir dióxido de azufre, sulfuro de hidrogeno, carbonilo de sulfuro y óxidos de nitrógeno.

Los avances tecnológicos permiten controlar y limitar las emisiones y otros impactos a niveles predeterminados, que se establecen por las regulaciones ambientales.

La integración de tecnologías avanzadas podría ser utilizada para el control y disminución de los impactos ambientales, logrando estos objetivos con un costo moderado. Sin embargo, las tecnologías de control que se aplican a un área podrían afectar negativamente a otra área. Por ejemplo, para controlar la contaminación del aire, las corrientes de aire se lavan para capturar el polvo y los contaminantes gaseosos, esto produce lodo y agua residual que tienen que ser

eliminados junto con otros residuos, todos estos tienen el potencial de afectar desfavorablemente al medio ambiente.

Dado que los yacimientos de Oil Shale pueden estar cerca de la superficie o profundos, y en capas delgadas o gruesas, serán necesarias unas técnicas de recuperación para acceder a este recurso. A través de la recuperación In-Situ, las capas más profundas y gruesas, y las capas cercanas a la superficie son más factibles a la minería.

### **7.1 EL USO DE LA TIERRA Y LOS IMPACTOS ECOLÓGICOS.**

En el desarrollo de Oil Shale, de todos los impactos ambientales, el más grave parece ser la medida en que la tierra se ve afectada.

En las regiones de exploración existe una diversidad de ecosistemas, con diferentes tipos de hábitats, con una variedad de plantas y animales, los cuales son susceptibles a los cambios que ocurren por el desarrollo de Oil Shale.

Independientemente del enfoque técnico para el desarrollo de Oil Shale, una parte de la tierra tendrá que ser retirada de sus usos actuales, el cual conlleva a sufrir permanentes cambios topográficos e impactos sobre la fauna y flora.

La minería requiere un uso extensivo de la tierra, los depósitos de Oil shale residual y el tratamiento de residuos requieren tierra para ser retirado de los usos tradicionales.

Los cambios extensos y permanentes en la topografía serán el resultado de la minería y el depósito de Shale residual. La trituración aumenta el volumen de

shale residual en un 15-25% en comparación con el shale antes de la minería<sup>112</sup>. Para las operaciones basadas en la minería en superficie, el shale residual es utilizado para rellenar y recuperar el sitio de la mina, dejando el paisaje distinto a su contorno original.

**Gráfica 95.** Minería de Oil shale.



**Fuente:** Steigers Corporation. Environmental Services and Project Development for Mining.

Las operaciones basadas en ambientes de la minería, buscan una opción de almacenamiento de superficie para ahorrar los costos asociados a los depósitos de la minería, donde lentamente los contaminantes se van decantando en el fondo y el agua es recuperada o evaporada.

En el retorting en superficie, los depósitos de Shale residual son mucho menos perjudiciales para la tierra. Independientemente de la retorta, el volumen de Oil

<sup>112</sup> Bartis J., LaTourrette T., Dixon L., Peterson D., Cecchine G. 2005. "Oil Shale Development in the United States: prospects and policy issues". The RAND Corporation, Santa Monica, Calif.,2005.

Shale podría aumentar en un 30% con respecto al volumen de Oil Shale bruto introducida en la retorta<sup>113</sup>.

No importa que métodos de extracción y procesamiento se empleen, el desarrollo de Oil Shale requiere de instalaciones de superficie modernas, para almacenar y transportar los productos intermedios y finales. Las carreteras, suministros eléctricos y los sistemas de distribución, tuberías, depósitos de agua y las instalaciones de abastecimiento, áreas de construcción, lugares de almacenamiento de materiales peligrosos, manejo de instalaciones y edificios, presentan demandas adicionales sobre la tierra y los ecosistemas existentes.

## **7.2 CALIDAD DEL AIRE.**

De acuerdo a las características de las regiones rurales de Oil Shale, este aire es relativamente limpio y sin contaminación. Ocasionalmente, son transportadas por el viento, altas concentraciones de partículas de hidrocarburos. El largo desarrollo de la industria de Oil Shale, degrada la calidad y transparencia del aire. Inclusive si se cuenta con la disponibilidad de las mejores tecnologías y se mantiene el cumplimiento de las regulaciones ambientales, el daño se va a provocar.

El desarrollo de Oil Shale debe cumplir con las regulaciones ambientales, manteniendo una buena calidad del aire y transparencia, en las áreas expuestas a estas emisiones, cumpliendo con la prevención de la emisión significativa de gases contaminantes, manejando la mejor tecnología de control.

---

<sup>113</sup>Proposed Oil Shale and Tar Sands Resource Management Plan Amendments to Address Land Use Allocations in Colorado, Utah, and Wyoming and Final Programmatic Environmental Impact Statement. Bureau of Land Management. September 2008. Volume II.

**Gráfica 96.** Ignición de Oil shale y sus gases tóxicos.



**Fuente:** Dr. West I., Southampton University. Burning cliffs of Dorset Oil Shale Fires.

A medida que va aumentando el desarrollo de Oil Shale, se van generando nuevas tecnologías de control aplicables a las emisiones de los procesos de la industria, las cuales deben adaptarse a las plantas de Oil Shale durante periodos prolongados. El costo del control de la contaminación del aire será esencialmente sensible a la rigidez de las regulaciones ambientales y a las características del diseño y tamaño de cada proyecto.

Las estimaciones preliminares indican que el control de la contaminación del aire podría costar entre \$0.91 a \$1.16/Bbl de crudo sintético producido (aproximadamente el 3 al 5% de el precio de venta del crudo)<sup>114</sup>.

<sup>114</sup> Gibbons J. H.. June, 1980. "An Assessment of Oil Shale Technologies".

### 7.2.1 Impacto del Proceso De Retorting.

El Proceso de Retorting, consiste en calentar la roca madre a temperaturas entre 450 y 550 grados centígrados, el cual no solo genera kerógeno, sino también una capa de gases, que resultan siendo favorablemente capturados y reusados en plantas de operaciones o vendidos para uso de energía convencional.

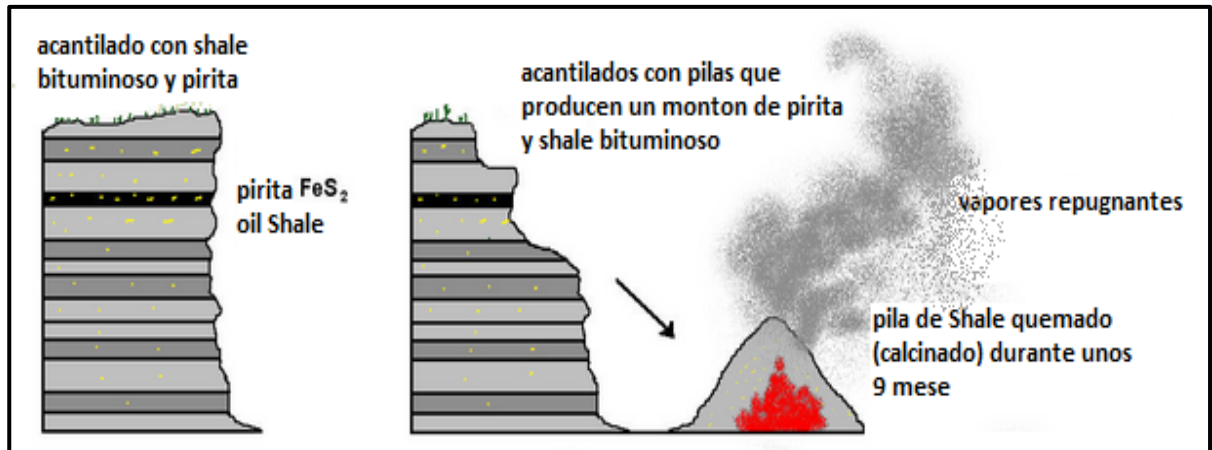
Los gases de combustión de los procesos de Oil Shale, contienen principalmente, óxido de azufre y de nitrógeno, dióxido de carbono, hidrocarburos y vapor de agua, los cuales podrían ser utilizados. También se genera la emisión de otros materiales peligrosos para la atmosfera, un conjunto complejo de condensados, componentes orgánicos aromáticos y trazas de metales. Comercialmente están disponibles tecnologías limpiadoras de gases que pueden ser utilizadas para controlar y reducir las emisiones y cumplir con las regulaciones ambientales.

El CO<sub>2</sub>, se genera en grandes cantidades y debe ser capturado y procesado, en un marco normativo vigente, con el fin de ser utilizado en cantidades significativas para el recobro mejorado de petróleo. Las oportunidades también pueden existir al secuestrar CO<sub>2</sub> de las operaciones de Oil Shale en reservorios depletados de aceite y gas. El NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub> pueden ser controlados usando tecnologías comercialmente desarrolladas para el refinado de petróleo y generación de energía por el carbón.

El futuro desarrollo de Oil Shale deberá implementar la mejora de las tecnologías de control disponibles para reducir y controlar las emisiones de aire que se generan de la construcción y operación de facilidades de superficie. Igualmente, debido a la existencia de áreas silvestres y parques nacionales, el desarrollo de Oil Shale puede generar una regulación más estricta, dependiendo del sitio específico y las tecnologías propuestas. Estos controles podrían tender a limitar el

tamaño de la industria en cualquier área y afectar la rata de desarrollo de la industria.

**Gráfica 97.** Contaminación del aire por la industria del Oil Shale.



**Fuente.** Modificada de: Dr. West I., Southampton University. Kimmeridge, The Blackstone- Oil Shale.

Debido al proceso de retorting, en la superficie se generan grandes cantidades de Shale residual. Muchos procesos de retorting en los años 80 se vieron restringidos por las ineficiencias que limitan la capacidad de convertir todo el kerógeno en aceite y gas. Como resultado, el coque fue depositado en el Shale residual y los desechos solidos de estos diseños anteriores, fueron inadecuados para llevarlos como desechos. Los avances tecnológicos han mejorado la eficiencia, reduciendo el contenido de carbón residual, el cual hace que la eliminación sea satisfactoria.

En países como Estonia y Alemania, se ha utilizado el Shale en la fabricación de cemento y en Estados Unidos se utiliza en la construcción de carreteras, reduciendo el costo de la eliminación del Shale<sup>115</sup>.

<sup>115</sup> Dammer T., April, 2005. "Strategic Significance of America's Oil Shale Resource". US Department of Energy, Washington D.C., Volume II.

## 7.2.2 Tecnologías de Control de la Contaminación del Aire.

Las facilidades de Oil Shale deben controlar sus emisiones contaminantes, con el fin de cumplir las regulaciones de calidad del aire.

### 7.2.2.1 Control de polvo.

- **Rociadores de agua**

Se utilizan para controlar el polvo fugitivo. Tienen un 80% de eficiencia para las partículas mayores de 5 micras. La adición de un agente humectante reduce la tensión superficial y mejora la humectación, difusión y penetra las características del agua, incrementando la eficiencia a 90 - 98%<sup>116</sup>. Los aglutinantes químicos, tales como látex, también se pueden añadir. Estos ayudan en la aglomeración de partículas y también aumenta la eficiencia de remoción.

- **Ciclones**

Estos separadores, remueven el polvo por medio de la fuerza centrífuga. Los ciclones individuales remueven alrededor de 90% las partículas grandes, pero menos de 50% los menores de 10 micras. Su eficiencia de remoción se podría aumentar mediante el uso de la segunda etapa de limpieza en scrubbers, filtros o precipitadores. Los ciclones se utilizan en gran medida para limpiar los gases de retorta y para el control de polvo de las trituradoras.

- **Scrubbers**

Utilizan el agua para eliminar el polvo arrastrado por corrientes de gas. Los scrubbers requieren más energía que los filtros o precipitadores electrostáticos. Eficiencias entre 93,6 y 99,8% se logran para partículas

<sup>116</sup> Gibbons J. H.. June, 1980. "An Assessment of Oil Shale Technologies".

menores de 5 micras, pero estas eficiencias implican pérdidas de alta presión y constante caudal de gas<sup>117</sup>. Los scrubbers para la remoción de partículas, probablemente se utiliza para corrientes de gas de las retortas y calentadores sólidos.

- **Filtros baghouse (Bolsa)**

Se utilizan generalmente donde la mayor eficiencia de remoción es requerida para partículas menores de 10 micras. Un largo número de filtros en forma de bolsa serán necesarios para limpiar grandes flujos de gas.

El polvo es removido por intersección, choque, difusión, sedimentación gravitacional o atracción electrostática. El funcionamiento es muy similar a la de una aspiradora doméstica. La eficiencia de un filtro baghouse, depende de la distribución del tamaño de las partículas, la densidad de las partículas y la humedad. Logra una eficiencia de remoción de 99% para partículas tan pequeñas como 1 micra<sup>118</sup>. Los filtros baghouse son aptos para la remoción de polvo de las trituradoras y recipientes de almacenamiento.

- **Precipitadores electrostáticos**

Una carga eléctrica es inducida en la superficie de una partícula de polvo y la partícula es capturada en un tamiz con elementos de carga opuesta. Son de uso común en industrias de generación de energía eléctrica, en plantas de cemento y acero y en otras industrias. Los precipitadores tienen una eficiencia de remoción de hasta 99,9%, requieren poco mantenimiento y pueden manejar grandes caudales y requieren menos energía.

<sup>117</sup> Gibbons J. H.. June, 1980. "An Assessment of Oil Shale Technologies".

<sup>118</sup> Gibbons J. H.. June, 1980. "An Assessment of Oil Shale Technologies".

### 7.2.2.2 Control de Sulfuro de hidrógeno.

Los sistemas de remoción de  $H_2S$  factibles a las operaciones de Oil Shale generalmente pueden eliminar al menos 98% de este contaminante. Se pueden aplicar en corrientes de gas del retorting y operaciones de mejoramiento.

- **Proceso de Stretford**

Las corrientes de gas es lavada en una torre de absorción con una solución que contiene carbonato de sodio, metavanato de sodio ( $NaVO_3$ - Inhibidor de corrosión) y antraquinona disulfónico. El proceso fue desarrollado para el tratamiento de gas de carbón, pero se ha utilizado para muchos otros fines en plantas, por ejemplo en refinerías de petróleo en Estados Unidos y Europa.

- **Proceso físico de absorción (Selexol)**

El  $H_2S$  se disuelve en un disolvente y posteriormente se recupera. El primer proceso era un lavado con agua simple, el cual era ineficiente debido a que el  $H_2S$  no es muy soluble en agua. Los procesos modernos utilizan disolventes en los que se disuelven más fácilmente.

Los procesos de absorción se utilizan generalmente para el tratamiento de gases de alta presión y para la reducción de las concentraciones de  $H_2S$  y otros compuestos de azufre a niveles extremadamente bajos. Debido a su bajo costo y simplicidad, es un buen candidato para su uso en los procesos de Oil shale.

### **7.2.2.3 Control de Óxido de Nitrógeno.**

El Óxido de Nitrógeno se produce a partir de los gases de chimenea. Para el desarrollo de Oil shale se planea diseñar condiciones de combustión para la baja producción de  $\text{NO}_x$ . Se puede añadir sistemas de limpieza, si surge la necesidad de un mayor control de  $\text{NO}_x$ .

### **7.2.2.4 Control de Hidrocarburos y Monóxido de Carbono.**

La emisión de HC y CO es causado por la combustión incompleta del combustible para las calderas, hornos, calentadores y equipo diesel utilizado en plantas de Oil shale. El control de las fuentes de combustión externa, como una caldera es principalmente a través de un diseño adecuado de operación y mantenimiento. Unidades bien diseñadas emiten cantidades insignificantes de CO y solo pequeñas cantidades de HC.

El mantenimiento adecuado de motores diesel y otros motores de combustión interna, pueden mantener las emisiones de CO y HC muy bajos.

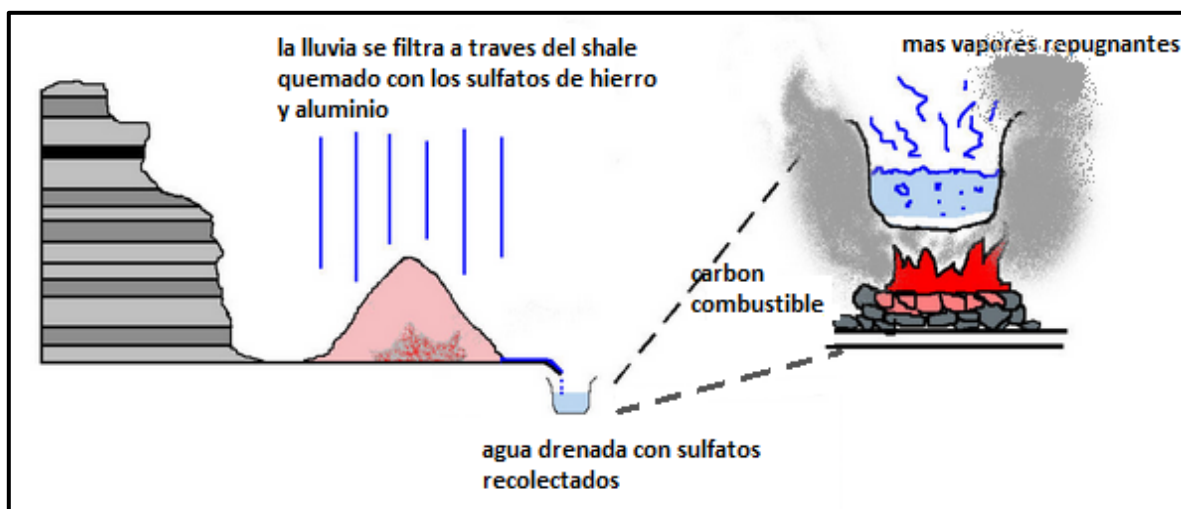
Otra emisión de HC es causado por el precalentamiento del Shale antes del retorting y mediante el almacenamiento de Shale Oil y productos refinados. La incineración es probablemente la única manera de controlarlos. Las emisiones de los tanques de almacenamiento se pueden minimizar mediante el uso de tanques de techo flotante, que pueden soportar presiones de vapor más altas que los tanques de techo de cono sin la necesidad de ventilación.

### 7.3 CALIDAD DEL AGUA.

Las amenazas de la calidad del agua asociadas a las operaciones de Oil shale dependen del enfoque técnico empleado, la minería y el retorting In-Situ o superficie, así como la localización de dichas operaciones.

Para la minería y retorting en superficie, los recursos potenciales de contaminación del agua incluyen el drenaje, las descargas de las operaciones de superficie asociados con el manejo de sólidos, retorting, tratamiento del agua y utilización de las plantas y el filtrado de Oil shale residual. Para el drenaje y las descargas, en el tratamiento de residuos se utilizan las tecnologías más avanzadas en las operaciones de minería y de procesamiento petroquímico que se pueden aplicar para eliminar o controlar las emisiones.

**Gráfica 98.** Filtrado de Oil shale.



**Fuente.** Modificada de: Dr. West I., Southampton University. Kimmeridge, The Blackstone- Oil shale.

La principal amenaza para la calidad del agua es generalmente el filtrado de Shale residual. Las pruebas de laboratorio y de campo han demostrado que el

contenido de sal del filtrado de Shale residual, es significativamente mayor que la del Shale en bruto<sup>119</sup>. El filtrado de Shale residual también contiene pequeñas cantidades de sustancias tóxicas que son motivo de preocupación con respecto a la contaminación del aire, tales como arsénico y selenio.

Los controles son necesarios para proteger las aguas superficiales y subterráneas de la contaminación por corrientes de agua de operaciones de minería y retorting, de las facilidades de tratamiento del producto y las aguas de desecho. Las regulaciones de agua potable podría afectar el impacto de los procesos de Oil shale in-Situ, si se comprueba que el agua reinyectada o contaminantes de la combustión que entra en el acuífero, resulta contaminando aguas abajo.

Las nuevas tecnologías que se están desarrollando están asociadas con el nuevo proceso de conversión In-Situ, las cuales, evitarían problemas de corrientes de agua contaminante y proteger los acuíferos subterráneos.

La predicción exacta de los impactos requiere una percepción de las características, rutas de transporte y el destino de los contaminantes que podrían ser liberados. Se ha realizado muchos trabajos para describir la cantidad y la calidad del agua de superficie y subterránea en las regiones de Oil shale. Sin embargo, se tiene poco conocimiento acerca de la naturaleza y los efectos finales de los contaminantes producidos por el proceso de Oil shale. Por ejemplo, estos contaminantes pueden ser cancerígenos, mutagénicos y teratogénicos.

---

<sup>119</sup>Bartis J., LaTourrette T., Dixon L., Peterson D., Cecchine G. 2005. "Oil Shale Development in the United States: prospects and policy issues". The RAND Corporation, Santa Monica, Calif.,2005.

### 7.3.1 Impacto del Proceso de Minería.

La minería produce aire polvoriento y para la protección de los mineros, los gases que deben ser limpios. Debido al lavado húmedo de este aire ventilado de la mina se producen corrientes de aguas residuales, las cuales deben ser tratadas. Si los yacimientos de Shale se encuentran en acuíferos subterráneos, esta agua drenada contiene sales inorgánicas, iones cloruro, fluoruro y boro<sup>120</sup>, las cuales no deben contener concentraciones significativas de gases disueltos o productos químicos orgánicos, aunque el H<sub>2</sub>S disuelto se puede encontrar en algunos lugares.

### 7.3.2 Impacto del Proceso de Retorting.

El Retorting produce agua por combustión de hidrogeno, debido a la liberación de la humedad presente en la nutrición del Shale, y por la descomposición química de kerógeno.

#### 7.3.2.1 El Retorting de superficie.

El agua es arrastrada en la corriente de gas de la retorta y se condensa cuando el producto de gas se enfría. Este gas condensado es contaminado con NH<sub>3</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y compuestos orgánicos volátiles, pero no contienen cantidades apreciables de sales inorgánicas. El shale residual está expuesto al filtrado por la lluvia, deshielos o agua de riego. Si estos desechos son eliminados en basureros subterráneos, pueden dirigirse hacia las aguas subterráneas.

El filtrado del shale residual tiene propiedades que varían ampliamente con el proceso de retorting, pero en general, contienen concentraciones significativas de

---

<sup>120</sup>Gibbons J. H.. "An Assessment of Oil Shale Technologies".

solidos disueltos, sulfato, carbonato, bicarbonato y otros iones inorgánicos, y menores cantidades de compuestos orgánicos. Estos son alcalinos, con un pH entre 8 - 13. La mezcla con el agua natural de las regiones de Oil shale podría resultar con importantes cambios en la calidad del agua, pero esta gravedad es difícil de determinar<sup>121</sup>.

### 7.3.2.2 El Retorting In-Situ.

Parte del agua se puede condensar dentro de la retorta o en el separador de Aceite/Gas. Esta retorta condensada contiene  $H_2S$ ,  $NH_3$ ,  $CO_2$  y compuestos orgánicos disueltos, además de sales inorgánicas que se han filtrado del Shale en la retorta y metales tóxicos también pueden estar presentes<sup>122</sup>.

Este proceso presenta un problema ambiental, debido a que el agua subterránea se encuentra en muchos yacimientos los cuales este proceso es aplicado. Los aumentos en la permeabilidad que resultan de la minería, fracturamiento y retorting facilitan el filtrado de agua después de que las operaciones de drenaje sean terminadas. Los materiales solubles en el Shale residual entran en el agua subterránea y eventualmente llegan a corrientes superficiales, este transporte tomaría largos periodos de tiempo. Sin embargo, si los acuíferos están contaminados, la limpieza sería prácticamente imposible.

Para el control de la contaminación del aire, el lavado del polvo y el rocío de agua producirá aguas residuales que contienen solidos suspendidos y sales inorgánicas disueltas. Las corrientes de aguas residuales procedentes de los mecanismos de limpieza de gases también contienen solidos y sales como  $HC$ ,  $H_2$ ,  $NH_3$ , fenoles, ácidos orgánicos y aminas.

<sup>121</sup> Gibbons J. H., June 1980. "An Assessment of Oil Shale Technologies".

<sup>122</sup> Tuvikene A., Huuskonen S., Koponen K., Ritola O., Mauer U., 1999. "Oil Shale Processing as a Source of Aquatic Pollution: Monitoring of the Biologic Effects in Caged and Feral Freshwater Fish". *Environmental Health Perspectives* (National Institute of Environmental Health Sciences).

### 7.3.3 Tipos de Contaminantes del Agua por los Procesos de Oil shale.

- **Sólidos en suspensión**

Se producen principalmente en el agua de los sistemas de control de polvo, usados en la minería de shale y operaciones de trituración. El agua de desagüe de las minas, también contiene sólidos en suspensión, al igual que el vapor condensado de la retorta que recoge partículas finas de shale que gotea a través del shale fracturado. En el proceso de retorting de superficie, algunos finos de shale pueden ser arrastrados en el gas de la retorta y capturado en el gas condensado, pero los niveles son bajos, por lo tanto, no debería ser un problema a tratar. La refrigeración de agua, recoge polvo de la atmosfera, particularmente si la torre de enfriamiento esta cerca al shale triturado o un sitio de eliminación. Las sales precipitadas y el material biológico también están presentes en la torre de enfriamiento.

- **Aceite y Grasa**

Está presente en el agua condensada de la retorta que es removida de la retorta In-Situ junto con el aceite producido. Algunos aceites permanecen en el agua después del producto de recobro y deben ser removidos antes de su tratamiento. Parte del aceite forma una emulsión en el agua y su extracción puede ser difícil. Los hidrocarburos volátiles se quedan en el gas de la retorta y se condensan en el vapor de agua condensado. La prueba indica que el aceite en el gas condensado se produce en gotitas bien definidas que se pueden separar con dificultad.

- **Gases disueltos**

El  $\text{NH}_3$ ,  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$  formados en el proceso de retorting, se disuelven en la retorta y en el gas condensado. El  $\text{NH}_3$  y  $\text{H}_2\text{S}$  que se forma aparece en la unidad de tratamiento de agua condensada.

- **Inorgánicos disueltos**

Se encuentran en el agua de desagüe de la minería y condensados de la retorta, debido a que estas corrientes del filtrado de sodio, iones de potasio, sulfato, bicarbonato, cloruro, calcio e iones de magnesio del shale están en contacto.

- **Orgánicos disueltos**

Surgen en gran parte de los compuestos orgánicos en el Oil shale, los cuales son alterados durante la pirólisis y terminan en la retorta, en el Gas o en el tratamiento de agua condensada. Los tipos de compuestos orgánicos en cada condensado dependen de la volatilidad e inestabilidad de los orgánicos y la temperatura a la que se condensa el agua residual. Una amplia gama de compuestos, particularmente ácidos carboxílicos y compuestos neutros, están presentes<sup>123</sup>.

- **Oligoelementos y metales**

No están presentes en grandes concentraciones en las corrientes de desecho, excepto aquellos que se mencionaron en los inorgánicos disueltos. El cromo fue usado para el control de la corrosión en la mayoría de sistemas de refrigeración de agua. Si los oligoelementos y metales se requieren remover, se utilizan tratamientos químicos de intercambio de iones específicos y procesos de membranas.

- **Compuestos orgánicos no controlados**

Son compuestos orgánicos tóxicos y peligrosos presentes en bajas concentraciones. Están presentes en la retorta, vapor de gas condensado y en el vapor de agua residual. En general pueden ser retirados junto con

<sup>123</sup> Gibbons J. H., June 1980. "An Assessment of Oil Shale Technologies".

otros compuestos orgánicos disueltos por ultrafiltración con la adsorción de carbono para la limpieza final.

- **Tóxicos**

Incluye los carcinógenos, mutagénicos, contaminantes prioritarios y otros peligrosos. Cualquier sustancia toxica presente en las corrientes de agua residual se elimina junto con los compuestos orgánicos no controlados o sustancias inorgánicas.

La oxidación térmica, que se emplea para destruir compuestos orgánicos peligrosos, no siempre se requiere para las corrientes de agua residual. Sin embargo, la presencia de sustancias toxicas pueden interferir con los procesos de oxidación biológica utilizados para remover orgánicos.

- **Residuos sanitarios**

Estos residuos en las corrientes de desechos domésticos pueden ser separados y tratados en unidades compactas disponibles en el mercado de tratamiento biológico.

#### **7.3.4 Estimación del Agua necesaria para el Desarrollo Comercial del Oil shale.**

El desarrollo comercial de Oil shale requiere agua para el progreso de numerosas actividades durante su ciclo de vida, no obstante, se encontró que las estimaciones varían ampliamente por la cantidad de agua necesaria para la producción de Shale Oil.

**Tabla 19.** Estimación de barriles de agua necesarios para las diversas actividades por barril producido de Shale Oil en operaciones In-Situ.

Actividad	Estimación		
	Mínima	Promedio	Máxima
<b>Extracción/Retorting</b>	0	0.7	1.0
<b>Mejoramiento de líquidos</b>	0.6	0.9	1.6
<b>Generación de energía</b>	0.1	1.5	3.4
<b>Recuperación</b>	0	1.4	5.5
<b>Crecimiento de la población</b>	0.1	0.3	0.3
<b>Total</b>	<b>0.8</b>	<b>4.8</b>	<b>11.8</b>

**Fuente.** Modificada de: Mittal A. K. Energy Development and Water Use, Impacts of Potential Oil shale Development on Water Resources. 2011.

**Tabla 20.** Estimación de barriles de agua necesarios para las diversas actividades por barril producido de Shale Oil en Minería y Retorting en superficie.

Actividad	Estimación		
	Mínima	Media	Máxima
<b>Extracción/Retorting y mejoramiento de líquidos</b>	0.9	1.5	1.9
<b>Generación de energía</b>	0	0.3	0.9
<b>Recuperación</b>	0.6	0.7	0.8
<b>Crecimiento de la población</b>	0.3	0.3	0.4
<b>Total</b>	<b>1.8</b>	<b>2.8</b>	<b>4.0</b>

**Fuente.** Modificada de: Mittal A. K. Energy Development and Water Use, Impacts of Potential Oil shale Development on Water Resources. 2011.

Estas variaciones se derivan principalmente de la incertidumbre asociada con las tecnologías de recuperación In-Situ en el desarrollo de Oil shale, debido a las diferentes formas de generar energía para las operaciones, que utilizan diferentes cantidades de agua<sup>124</sup>.

#### 7.4 Proyecto Stuart Oil shale.

El proyecto Stuart Oil shale fue desarrollado en Australia, fue el primer proyecto importante de Australia desde 1950 para iniciar el uso comercial de Oil shale. El proyecto fue originalmente desarrollado por compañías australianas, Southern Pacific Petroleum N.L. (SPP) y Central Pacific Minerals N.L. (CPM).

**Gráfica 99.** Desarrollo del proyecto Stuart Oil shale.



**Fuente.** Modificada de: Sky Truth. Aerial of Stuart Oil shale Plant. 1998.

La primera etapa del proyecto, costó US\$ 250-360 millones, consistió de una mina de Oil shale y una planta piloto de retorting, que fue construida en 1997. La planta

<sup>124</sup> Mittal A. K., August 24, 2011. "Energy Development and Water Use, Impacts of Potential Oil Shale Development on Water Resources". United States Government Accountability Office, GAO.

estuvo en funcionamiento desde 1999 a 2004, fue diseñada para procesar 6000 toneladas de Oil shale por día con una producción de 4500 barriles<sup>125</sup>. Desde 2000 al 2004 la planta piloto produjo mas de 1.5 millones de barriles de Shale Oil.

En febrero de 2004, el Proyecto Stuart Oil shale fue vendido a la nueva sociedad Queensland Energy Resources, que anunció el 21 de julio de 2004 que la planta se cerraba por razones económicas y ambientales.

La segunda etapa, con un costo de US \$600 millones, consistió de un solo modulo de tamaño comercial 4 veces mayor que la primera etapa, con una capacidad total de 19000 barriles de nafta y Shale Oil por día. Originalmente estaba previsto que empezaría el funcionamiento en el 2006.

La tercera etapa planeada fue la construcción de varias unidades de producción comercial con capacidad de hasta 200 mil barriles de productos de petróleo al día.

Estaba previsto que entraría en funcionamiento durante el 2010-2013. La evaluación de impacto ambiental de la etapa 2 se suspendió en diciembre de 2004. En abril de 2008, la planta estaba siendo vendida<sup>126</sup>.

Este proyecto fue duramente criticado por los ambientalistas, más de 20 mil personas, ambientalistas, turistas y grupos de pescadores se opusieron a la planta de Shale Oil

<sup>125</sup>World Energy Council. "2007 Survey of energy resources".

<sup>126</sup> Greenpeace Australia Pacific. March 2005. "Climate changing shale oil industry stopped".

**Gráfica 100.** Planta de procesamiento Stuart Oil shale.



**Fuente.** Modificada de: Greenpeace/Barry. Stuart Shale Oil Protests Gladstone Queensland.1999.

Greenpeace (Organización Ambiental no Gubernamental) afirma que las emisiones de efecto invernadero que se generaban de la producción de Shale Oil, era casi cuatro veces mayor que la producción de aceite convencional. En respuesta, el SPP se comprometió a reducir las emisiones de efecto invernadero, generadas de la producción de Shale Oil, a un 5% por debajo de las del aceite convencional. Greenpeace también afirmó que el Proyecto Stuart Oil shale era una fuente importante de dioxinas altamente tóxicas y perjudicaría a The Great Barrier Reef World Heritage Area (La gran barrera coralina patrimonio mundial)<sup>127</sup>.

Los problemas de salud pública también fueron mencionados y los residentes locales afirmaron que las dioxinas emitidas por la planta, afectaba la salud y que el olor era inaceptable.

<sup>127</sup> Greenpeace Australia Pacific. October 2003. "Stuart Oil Shale Project".

## CONCLUSIONES

- El desarrollo de yacimientos de Oil shale requiere de tecnología e ingeniería moderna, lo que plantea retos y campos de acción para las nuevas generaciones de Ingenieros de Petróleos, la gran abundancia de este recurso lo hace más que atractivo como fuente alternativa del petróleo convencional.
- El estudio de las propiedades de los yacimientos de Oil shales es mucho más complejo que para los yacimientos convencionales, requiere mayor inversión de capital y de tiempo. El Oil shale debido a su complejidad composicional y a su macroestructura molecular ha sido estudiado con base en la petrofísica y petroquímica del carbón.
- En términos económicos el precio del barril de petróleo convencional es el que limita el desarrollo de proyectos de Oil shale, los costos de inversión inicial exceden por mucho la inversión en yacimientos convencionales, pero el aprovechamiento de los recursos es mucho mayor en yacimientos de Oil shale que en los yacimientos convencionales.
- La temperatura es el factor de control de los procesos de extracción de Oil shale, el rendimiento de shale Oil está directamente relacionado con la cantidad de calor que recibe la roca y por tanto el kerógeno atrapado en ella. El precalentamiento del Shale aumenta el rendimiento de gas y de líquido, obteniendo como resultado la extracción de productos intermedios antes de la pirólisis a altas temperaturas. El ensayo Fischer determina el rendimiento del aceite que se espera de la extracción de Shale Oil e indica las reservas de Shale Oil en las formaciones geológicas, otro buen método es el Rock-Eval.

- Los procesos de extracción de shale Oil desde el Oil shale ofrecen factores de recobro de hasta el 90% del kerógeno atrapado en el Oil shale, además de dar como resultado un combustible de alta calidad y permitir el aprovechamiento de los minerales que están asociados a los yacimientos de Oil shale.
- El riesgo ambiental que se genera en la explotación de Oil shale, depende de la magnitud y la duración de las operaciones, del tipo de tecnología utilizada para la extracción y la captura de los gases tóxicos, que deben cumplir con las regulaciones ambientales.
- El desarrollo del Oil shale en Colombia es una gran fuente de hidrocarburos pero plantea un reto a nivel tecnológico y ambiental, y desafortunadamente solo las grandes empresas norteamericanas conocedoras de las tecnologías tienen la capacidad de evaluar y disponer de los recursos.
- En la industria petrolera hay tanta innovación que es perjudicial para el desarrollo profesional la implementación de programas académicos que se limitan al estudio de lo mismo de siempre y no permiten nuevos enfoques que tal vez lleguen a impactar positivamente el crecimiento de esta industria en Colombia con Ingeniería Colombiana.

## RECOMENDACIONES

- Para la asignación de bloques exploratorios de Oil shale en Colombia la ANH, debería analizar las tecnologías que pueden llegar a aplicar las empresas interesadas.
- Se deberían endurecer las normas ambientales actuales que regulan la explotación petrolera o mejor la extracción de Oil shale no debería estar amparada bajo estas normas, bueno esto en caso de los procesos ex-situ, sin embargo en caso de la aplicación de cualquier método in-situ se debe conocer a fondo el desempeño de dicha tecnología, las ventajas y los riesgos para proteger las aguas subterráneas y la migración de residuos tóxicos a la superficie.
- El desarrollo de Oil shale en Colombia debería ser analizado y compartido con las comunidades de los territorios en donde hay presencia del recurso ya que el desarrollo de un proyecto de este tipo requiere de grandes áreas no importa que tipo de proceso se aplique.
- Si en Colombia se llegasen a implementar métodos de extracción ex-situ de Oil shale sería de gran importancia energética evaluar el rendimiento de los diferentes tipos de carbón presentes en el territorio nacional ya que la extracción de hidrocarburos del carbón es similar a la extracción de Shale Oil.

## BIBLIOGRAFÍA

Agapito, J.; Hardy, M.; 1982. "Induced horizontal stress method of pillar design in Oil shale". Proc. 15th Oil Shale Symposium, Colorado School of Mines, Golden. [Citado en 30-4-1982]. Pagina web: <[http://www.agapito.com /2010/05 /induced-horizontal-stress-method-of-pillar-design-in-oil-shale](http://www.agapito.com/2010/05/induced-horizontal-stress-method-of-pillar-design-in-oil-shale)>.

Alali, J.; Abu Salah, A.; Yasin, S.; Al Omari, W.; 2006. "Oil Shale in Jordan". Natural Resources Authority of Jordan. Libro PDF.

Allix, P.; Herron, M.; Kleinberg, R.; Symington, B.; Fowler, T.; Burnham, A.; 2010. "Extracción del petróleo contenido en las lutitas". Vol. 22, No. 4. Artículo disponible en: <[https://www.slb.com/~media/Files/resources /oilfield\\_review /spanish10/win10/01\\_extraccion.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/win10/01_extraccion.pdf)>.

Allred, V.D, Q. Colo. Sch. Mines, 1964.

Al-Mayareh M., Al-Salaymeh A., Jovicic V., Delgado A.; October 2011. "Gasification Of Jordanian Oil Shale Using Nitrogen Non-Thermal Plasma". 31<sup>st</sup> Oil Shale Symposium Colorado School of Mines. Artículo disponible en: <[http://www.costar-mines.org/oss/31/F-paper-sec/18-11\\_AI\\_Amayreh-paper-rev.pdf](http://www.costar-mines.org/oss/31/F-paper-sec/18-11_AI_Amayreh-paper-rev.pdf) >.

Altun, N. E.; Hiçyilmaz, C.; Hwang, J.-Y.; SuatBağci, A.; Kök, M. 2006. "Oil Shales in the world and Turkey; reserves, current situation and future prospects: a review". Oil Shale, Vol. 23, No. 3. Pp. 211-227. Artículo disponible en: <[http://www.kirj.ee/ public/ Oil Shale/oil-2006-3-2.pdf](http://www.kirj.ee/public/Oil%20Shale/oil-2006-3-2.pdf)>.

ANH. Open Round Colombia 2010. Página web:

< [http://ns2.mottif.com/index\\_lang.php](http://ns2.mottif.com/index_lang.php)>.

Barson, D.; Christensen, R.; Decoster, E.; Grau, J.; Herron, M.; Herron, S.; Guru, UK; Jordán, M.; Maher, TM.; Rylander, E.; White, J.; 2005. "Espectroscopía: La clave para la obtención de respuestas petrofísicas rápidas y confiables". Artículo disponible en: <[http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish\\_05/aut05/02\\_spectroscopy.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish_05/aut05/02_spectroscopy.pdf)>.

Bartis, J.; LaTourrette, T.; Dixon, L.; Peterson, D.; Cecchine, G; 2005. "Oil Shale Development in the United States: prospects and policy issues". The RAND Corporation, Santa Monica, Calif., 2005. Libro disponible en: <[http://www.rand.org/pubs/monographs/2005/RAND\\_MG414.pdf](http://www.rand.org/pubs/monographs/2005/RAND_MG414.pdf)>.

Bartis, J., 2006. "Unconventional Liquid Fuels Overview. Boston World Oil Conference". Association for the Study of Peak Oil & Gas - USA. RAND Corporation. Artículo PDF.

Bligarbigi, K.; Dammer, A.; Mohan, H.; Carolus, M.; 2008. "Economics of Oil shale Development in the United States". INTEK. Artículo disponible en: <[http://www.usaee.org/usaee2008/submissions/OnlineProceedings/7995-Biglarbigi %20-%20Oil%20Shale%20Economics.pdf](http://www.usaee.org/usaee2008/submissions/OnlineProceedings/7995-Biglarbigi%20-%20Oil%20Shale%20Economics.pdf)>.

Bordenave, M. L.; Espitalié, J.; Leplat, P.; Oudin, J. L.;Vandenbroucke, M.; 1993. "Screening techniques for source rock evaluation". In: Bordenave, M. L. (Ed): Applied Petroleum Geochemistry. ÉditionsTechnip, Paris. Chapter II. Libro PDF.

Brunn, L.; Montagna, A.; Paraskos, J.; "Clean residual fuels from the Gulf HDS process". Gulf Research and Development Co., Pittsburgh, PA.

[Citado en 2-1976]. Disponible en:

< [http://www.osti.gov/energycitations/product.biblio.jsp?osti\\_id=5872740](http://www.osti.gov/energycitations/product.biblio.jsp?osti_id=5872740)>.

Burnham, A. K.; August 2003; "Slow Radio-Frequency Processing of Large Oil Shale Volumes to Produce Petroleum-like Shale Oil". U.S. Department of Energy.

Artículo disponible en: < <https://e-reports-ext.llnl.gov/pdf/243505.pdf>>.

Burnham A., McConaghy J., October 2006. "Comparison of the Acceptability of Various Oil Shale Processes": Golden: 26<sup>th</sup> Oil Shale Symposium. Colorado School of Mines. Presentación disponible en: <[http://www.ceri-mines.org/documents/R14b-AlanBurnham-rev\\_presentation.pdf](http://www.ceri-mines.org/documents/R14b-AlanBurnham-rev_presentation.pdf)>.

CANACOL, Energy LTD. "Canacol Energy Ltd. y ExxonMobil firman un acuerdo para el proyecto de exploración de Shale Oil en Colombia" [Citado en 4-4-2012]. Artículo disponible en: <[http://www.canacolenergy.co/upload/news\\_release/150/01/abril-4-2012-farmout-canacol-a-exxon-mobil.pdf](http://www.canacolenergy.co/upload/news_release/150/01/abril-4-2012-farmout-canacol-a-exxon-mobil.pdf)>.

Cena, R.; May 1994. "Modified Retorting for Waste".

Dyni, J. R.; Anders, D.E.; Rex, R.C.; 1989. "Comparison of hydroretorting, Fischer assay, and Rock-Eval analyses of some world Oil shales". Eastern Oil Shale Symposium, University of Kentucky Institute for Mining and Minerals. Artículo PDF.

Dyni, J. R.; 2006. "Geology and Resources of Some World Oil Shale Deposits". Reston, Virginia, EUA: Investigaciones Científicas del Servicio Geológico De EUA, Informe 2005-5294. Libro Disponible en: < [http://pubs.usgs.gov/sir/2005/5294/pdf/sir5294\\_508.pdf](http://pubs.usgs.gov/sir/2005/5294/pdf/sir5294_508.pdf) >.

El-Banbi, A.H.; 1998. "Analysis of Tight Gas Wells". Ph.D. dissertation, College Station; Texas A&M University. Artículo online.

Energy Information Administration, International oil outlook 2011. Página web:  
< [http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2011).pdf)>.

Eseme E.; August 2006. "Oil shales: Compaction, Petroleum Generation and Expulsion". Libro disponible en: <[http://darwin.bth.rwth-aachen.de/opus/volltexte/2006/1601/pdf/Eseme\\_Emanuel.pdf](http://darwin.bth.rwth-aachen.de/opus/volltexte/2006/1601/pdf/Eseme_Emanuel.pdf)>.

Eseme, E.; Littke, R.; Krooss, B. M.; 2006. "Factors controlling the thermo-mechanical deformation of Oil shales: implications for mudstone compaction and exploitation". Marine and Petroleum Geology. Vol. 23, No. 7. Artículo disponible en: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0264817206000584>>.

Eseme, E.; Urai , J. L.; Krooss B. M.; Littke , R.; 2007. "Review of Mechanical Properties of Oil Shales: Implications for Exploitation and Basin Modelling". Oil Shale, Vol. 24, No. 2, pp. 159-174. Artículo disponible en: <[http://www.ged.rwth-aachen.de/files/publications/publication\\_591.pdf](http://www.ged.rwth-aachen.de/files/publications/publication_591.pdf)>.

European Academies Science Advisory Council. Mayo 2007. "A study on the EU Oil shale industry viewed in the light of the Estonian experience". A report by EASAC to the Committee on Industry, Research and Energy of the European Parliament. Artículo PDF.

European Commission. 2005. A comparative study. Country Reports A – I. Vole 2. Artículo PDF.

Gibbons, J. H.; June, 1980. "An Assessment of Oil Shale Technologies". Libro PDF.

Greenpeace/Barry. "Stuart Shale Oil Protests Gladstone Queensland". [Citado en 1999]. Artículo disponible en: <<http://www.greenpeace.org/australia/admin/image-library2/the-controversial-stuart-shale>>.

Han, F.; Busch, A., Wageningen, V.; Niels, Y. J.; Liu Zhenyu, K.; Bernhard, M.; 2010. "Experimental study of gas and water transport processes in the inter-cleat (matrix) system of coal: Anthracite from Qinshui Basin, China". Artículo disponible en: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0166516209001979>>.

Hutton, A.C. "Petrographic classification of oil shales". *International Journal of Coal Geology*. Artículo disponible en: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0166516287900322>>.

INTEK, Inc. September 2010. "Secure Fuels from Domestic Resources: The Continuing Evolution of America's Oil Shale and Tar Sands Industries". United States Department of Energy. 4th Edition. Artículo disponible en: <<http://www.unconventionalfuels.org/publications/reports/SecureFuelsReport2010.pdf>>.

"Introducción a la Geoquímica del Petróleo". [Citado en 30-11-2010]. Página Web: <<http://es.scribd.com/doc/44409453/Clase-Geoquimica-Rocas-Generadoras>>.

Jaber, J. O.; Sladeck, T.; Mernitz, S.; Tarawneh, T.; March 2008. "Future Policies and Strategies for Oil Shale Development in Jordan". *Jordan Journal of Mechanical and Industrial Engineering*. Volume 2. (Artículo online)

Johnson, H.; Crawford, P.; Bunker, J.; 2004. "Strategic Significance of America's Oil Shale Resource. Oil Shale Resources, Technology and Economics". Office of Deputy Assistant Secretary for Petroleum Reserves; Office of Naval Petroleum and Oil Shale Reserves; U.S. Department of Energy. Volume II. Libro disponible

en:<[http://www.fossil.energy.gov/programs/reserves/npr/publications/npr\\_strategic\\_significanceev2.pdf](http://www.fossil.energy.gov/programs/reserves/npr/publications/npr_strategic_significanceev2.pdf)>.

Kerensky, M.; 2008. "A process using heated pressurized hydrogen fluidized bed producing high grade SCOW from Oil sand, heavy Oil, bitumen, Oil shale". Calgary. PáginaWeb: <[http://www.chattanooga-corp.com/documents/July2008CalgaryOilSandsAndHeavyOilTechnologyConferencePresentationBy Chattanooga Corp.pdf](http://www.chattanooga-corp.com/documents/July2008CalgaryOilSandsAndHeavyOilTechnologyConferencePresentationByChattanoogaCorp.pdf)>

Kleinberg, R.; Leu, G.; Seleznev, N.; Machlus, M.; Grau, J; Herron, M.; Day, R; Burnham, A.; Allix, P.; 2010. "Oil Shale Formation Evaluation by Well Log and Core Measurements". Presentación disponible en: < [http://www.costarmines.org/oss/30/presentation/Presentation\\_09-4-Kleinberg\\_Robert.pdf](http://www.costarmines.org/oss/30/presentation/Presentation_09-4-Kleinberg_Robert.pdf)>.

Knaus E, Killen J, Biglarbigi K, Crawford P.; 2010. "An Overview of Oil Shale Resources". En Ogunsola OI, Hartsteein AM y Ogunsola O (eds): Oil Shale: A solution to the Liquid Fuel Dilemma. Washington, DC: American Chemical Society, ACS Symposium Series 1032, Chapter 1. Libro PDF.

Labayén I.; 2011. De qué hablamos cuando hablamos de "Shale". La roca generadora como roca reservorio. Inlab S.A. presentación disponible en: < [http://www.slidefinder.net/t/transformaciones\\_qu%C3%ADmicas/32511269](http://www.slidefinder.net/t/transformaciones_qu%C3%ADmicas/32511269)>.

Lee, S.; 1991. "Oil Shale Technology". Libro PDF.

Lee, S.; Speight J.; Loyalka S.; 2007. "Alternative Fuel Technologies". Libro disponible en: <<http://www.liu.umd.edu/files/Handbook%20of%20Alternative%20Fuel%20Technologies.pdf>>

Liblik, V.; Kaasik, M.; Pensa, M.; 2006, "Reduction Of Sulphur Dioxide Emissions And Transboundary Effects Of Oil Shale Based Energy Production", Oil Shale. A Scientific-Technical Journal. Vol. 23, No. 1, pp. 29-38. Artículo PDF.

Lille, Ü.; 2003. "Current knowledge on the origin and structure of Estonian kukersite kerogen". Oil Shale, Vol. 20, No. 3, pp. 253-263. Artículo PDF.

Louw, S.; Addison, J.; Development Engineering, Inc. "The Fischer Assay, A Standard Method. IOM, Studies of Scottish Oil shale industry. Artículo PDF.

Mittal, A. K.; 2011. "Energy Development and Water Use, Impacts of Potential Oil Shale Development on Water Resources". Artículo disponible en: <<http://www.gao.gov/assets/130/126827.pdf>>.

"Oil Shale". [Citado en 2003]. Disponible en: <<http://www.nationmaster.com/encyclopedia/Oil-shale#Geology>>.

Páez, V.; Pérez, F.; 2012. "Estudio de la Viabilidad de Técnicas de Perforación y Completamiento de Pozos No Convencionales en Colombia, Teniendo en cuenta Analogías a Nivel Mundial, Asociadas a Shales y Tight Sand stones". UIS. Tesis de Grado.

Poulson, R.E., Jensen, H.B., and Cook, G.L., ACS Div. Pet. Chem. Prepr. 1971.

"Proposed Oil Shale and Tar Sands Resource Management Plan Amendments to Address Land Use Allocations in Colorado, Utah, and Wyoming and Final Programmatic Environmental Impact Statement". Bureau of Land Management. September 2008. Volume II. Libro disponible en: <[http://ostseis.anl.gov/documents/fpeis/vol2/OSTS\\_FPEIS\\_Vol2\\_Front.pdf](http://ostseis.anl.gov/documents/fpeis/vol2/OSTS_FPEIS_Vol2_Front.pdf)>.

Qian, J.; Wang, J.; November 2006. "World Oil shale retorting technologies". Internal conference on Oil Shale: "Recent Trends In Oil Shale". Amman, Jordan. PAPER No. rtos-A118. Artículo disponible en: <[http://sultanioil.com/SULTANI-CONTENT/rtos-A118%20retorting%20technologies%20important\(1\).pdf](http://sultanioil.com/SULTANI-CONTENT/rtos-A118%20retorting%20technologies%20important(1).pdf)>.

Qian, J.; Wang, J.; Li, S.; 2003. "Oil Shale Development in China". Oil Shale. A Scientific-Technical Journal., Estonia Academy Publishers. Vol. 20, No. 3. Artículo disponible en: <[http://www.kirj.ee/public/Oil Shale/9\\_qian\\_2003\\_3s.pdf](http://www.kirj.ee/public/Oil%20Shale/9_qian_2003_3s.pdf)>.

Rajeshwar, K.; Nottenburg, R.; Dubow, J.; J. Mater Sci. 1979.

Ramil Surhay Oglu Ahmadov. June 2011. "Microtextural, Elastic and Transport Properties of Source Rocks". Libro disponible en: <<https://stacks.stanford.edu/file/druid:bt842hc0861/Ahadov%20PhD%20Thesis%20Access-augmented.pdf>>.

Reinsalu, E.; 1996. "Eighty anniversary of Oil-shale mining in Estonia, Oil Shale". Vol. 13, No. 3. Artículo PDF.

Rodríguez, Miguel A.; 2008. "Estudio de la estabilidad de taludes mediante software". Universidad de Oviedo, Argentina. Libro PDF.

Sánchez, E.; González, H.; Graterol, L.; Suárez, J.; 2004. "Metodología de Selección de Parámetros Óptimos de Perforación de Formaciones Lutíticas para Estabilidad de Hoyo". Parte III. PDVSA. Artículo disponible en: <<http://www.sefluempo.com/common/pdf/METODOLOGIA3.pdf>>.

Sandvik et al., 1992, Mann et al., 1997; Inan et al., 1998

"Shale Oil Extraction". [Citado en 19-8-2010]. Disponible en: <[http://www.thefullwiki.org/Shale\\_oil\\_extraction](http://www.thefullwiki.org/Shale_oil_extraction)>.

“Shale oil. AIMR Report 2006”. Geoscience Australia. Retrieved. [Citado en 2010-10-28]. Disponible en: [http://www.australianminesatlas.gov.au/info/aimr/shale\\_oil.jsp](http://www.australianminesatlas.gov.au/info/aimr/shale_oil.jsp).

Shell Exploration and Production Company. SPE, 2010. “A Reservoir Simulation Model for Ground Freezing Process”. Presentación disponible en: [http://www.costar-mines.org/oss/30/presentation/Presentation\\_07-2-Arbabi\\_Sepehr.pdf](http://www.costar-mines.org/oss/30/presentation/Presentation_07-2-Arbabi_Sepehr.pdf).

Silva, C.; Kaizer, M.; Sosinski, L.; “Eviromental and Operational Aspects of an Oil Shale Industrial Plant in Brazil. Petrobras”. Diponible en: <http://www.costar-mines.org/oss/28/presentations-pdf/PRES%2017-3%20Silvafilho%20Casimiro.pdf>.

Sky Truth. 1998. “Aerial of Stuart Oil Shale Plant”. Gráfica disponible en: <http://www.flickr.com/photos/skytruth/5425569258>.

Smith. J. W.; 1976. “Relationship between rock density and volume of organic matter in Oil shales”. Laramie Energy Research Center Report of Investigations. ArtíArtículoculo PDF.

Spalletti, L. A.; 2009. “Paleogeotermometría”. Cátedra de Sedimentología, Facultad de Ciencias Naturales y Museo, Universidad Nacional de La Plata. Presentación disponible en: <http://www.fcnym.unlp.edu.ar/catedras/sedimentologia/pdf/paleogeotermometria.pdf>.

Speight, J.; 2006. “The chemistry and Technology of Petroleum”. Taylor & Francis Group, LLC. Fourth Edition. Libro disponible en: <http://es.scribd.com/doc/43726118/The-Chemistry-and-Technology-of-Petroleum>.

Steigers Corporation. "Environmental Services and Project Development for Mining".

Taulbee, D.N.; March 1993. "Measurement of the Adsorption and Cracking of Model Compounds over Processed Oil Shale Particles". Center for applied energy Research, University of Kentucky. Artículo disponible en: <[http://web.anl.gov/PCS/acsfuel/preprint%20archive/Files/38\\_1\\_DENVER\\_03-93\\_0324.pdf](http://web.anl.gov/PCS/acsfuel/preprint%20archive/Files/38_1_DENVER_03-93_0324.pdf)>.

Tissot, P.R, J. Chem. Eng. Data, 1967.

Tran, T.; Sinurat, P.; Wattenbarger, R.A.; 2011. "Production Characteristics of the Bakken Shale Oil".SPE, Texas A&M University. Artículo disponible en:<[www.onepetro.com](http://www.onepetro.com)>.

Tuvikene, A.; Huuskoen, S.; Koponen, K.; Ritola, O.; Mauer, U.; 1999. "Oil Shale Processing as a Source of Aquatic Pollution: Monitoring of the Biologic Effects in Caged and Feral Freshwater Fish".Environmental Health Perspectives (National Institute of Environmental Health Sciences). ArtículoPDF.

UMATAC Industrial Processes, A company of Polysius. "The Alberta Taciuk Process". Calgary, Alberta, Canadá. Artículo disponible en: <[http://www.umatac.ca/includes/media/downloads/The\\_Alberta\\_Taciuk\\_Process\\_Brochure.pdf](http://www.umatac.ca/includes/media/downloads/The_Alberta_Taciuk_Process_Brochure.pdf)>.

Vargas, C. A.; 2009. "Nuevos Aportes A La Estimación Del Potencial De Hidrocarburos En Colombia". Artículo disponible en: <[http://www.docentes.unal.edu.co/cavargasj/docs/Nuevos\\_Aportes\\_al\\_Conocimiento\\_sobre\\_Potencial\\_Hidrocarburiifero\\_de\\_Colombia.pdf](http://www.docentes.unal.edu.co/cavargasj/docs/Nuevos_Aportes_al_Conocimiento_sobre_Potencial_Hidrocarburiifero_de_Colombia.pdf)>.

Vargas, C. A.; 2011. "Potencial de hidrocarburos en Colombia". Departamento de Geociencias. Universidad Nacional de Colombia. Sede Bogotá. Presentación PDF.

Vego, A.; Carter, S. D.; Stehn, J. L.; August 1993. "Investigation of product coking induced by hot recycle solids in the KENTORT II fluidized bed retort". Center for Applied Energy Research, University of Kentucky. Artículo disponible en: <[http://web.anl.gov/PCS/acsfuel/preprint%20archive/Files/37\\_2\\_SAN%20FRANCI SCO\\_04-92\\_0800.pdf](http://web.anl.gov/PCS/acsfuel/preprint%20archive/Files/37_2_SAN%20FRANCI SCO_04-92_0800.pdf)>.

Veski, R.; Palu, V.; Kruusement, K.; 2006. "Co-Liquefaction Of Kukersite Oil Shale and Pine Wood in Supercritical Water". Oil Shale. A Scientific-Technical Journal. Artículo disponible en: <[http://www.kirj.ee/public/Oil Shale/oil-2006-3-4.pdf](http://www.kirj.ee/public/Oil%20Shale/oil-2006-3-4.pdf)>.

Viloria, L.; 2009. "Estudio de la metodología de ensayos de compresión triaxial para la determinación de los módulos elásticos sobre muestras de lutitas de pozos petroleros". Universidad de Oriente. Puerto la Cruz Venezuela. Tesis PDF.

Wang, Y.; 1982. M.S. Thesis, "A Single Particle Model for Pyrolysis of Oil Shale". University of Akron, Akron. Libro disponible en: <<http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/08843758608915820#preview>>.

West, I.; 2012. "Burning cliffs of Dorset Oil Shale Fires". Southampton University. Página Web: <<http://www.southampton.ac.uk/~imw/kimfire.htm>>.

West, I.; 2012. "Kimmeridge, The Blackstone- Oil Shale". Southampton University. Página Web: <<http://www.southampton.ac.uk/~imw/Kimmeridge-Oil-Shale.htm>>.

"What's in the Oil Shale and Tar Sands Leasing Programmatic EIS". Oil Shale and Tar Sands Leasing Programmatic EIS Information Center. Página Web: <<http://ostseis.anl.gov/eis/what/index.cfm>>.

Wise, R.L.; Miller, R.C.; Sohns, H.W.; 1971. "U.S. Bur. Mines Rep. Invest".

World Energy Council. "Survey of Energy Resources". Ed. 21. [Citado en 2007].  
Disponible en: <[http://www.worldenergy.org/documents/ser2007\\_final\\_online\\_version\\_1.pdf](http://www.worldenergy.org/documents/ser2007_final_online_version_1.pdf)>.

World Energy Council. "Survey of Energy Resources". Ed 22. [Citado en 2010].  
Disponible en: <[http://www.worldenergy.org/documents/ser\\_2010\\_report\\_1.pdf](http://www.worldenergy.org/documents/ser_2010_report_1.pdf)>.

Yen, T. F.; Chilingar, G. V.; "Oil Shale". Developments in Petroleum Science,  
5. Elsevier Scientific Publishing Company. Libro disponible en:  
<<http://www.scribd.com/doc/99481488/Oil-Shale>>.

Young, C.; Trent, B. C.; Patti, N. C; 1984. In: Chong, K. P., Smith, J. W.,  
Mechanics of Oil shale. Elsevier. Libro disponible en:  
< <http://www.worldcat.org/title/mechanics-of-oil-shale/oclc/15662414>>.

Youngquist, W.; 1998. "Shale Oil - The Elusive Energy". M. King Hubbert Center  
For Petroleum Supply Studies. Colorado School Of Mines Golden Co. Artículo  
disponible en: < [http://hubbert.mines.edu/news/Youngquist\\_98-4.pdf](http://hubbert.mines.edu/news/Youngquist_98-4.pdf)>.