



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

---

---

FACULTAD DE INGENIERIA

TRATAMIENTO DE LOS DESECHOS SOLIDOS DE LA  
PERFORACION DE PETROLEO PARA DESTINARLOS A OTROS  
USOS INDUSTRIALES

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

**I N G E N I E R O P E T R O L E R O**

P R E S E N T A :

**D A N I E L C A B A L L E R O V E N E G A S**



DIRECTOR DE TESIS: M.C. MIGUEL MARQUEZ MARTINEZ

CIUDAD UNIVERSITARIA MEXICO, D. F.

MARZO 2005



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-323

SR. DANIEL CABALLERO VENEGAS  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. C. Miguel Márquez Martínez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**TRATAMIENTO DE LOS DESECHOS SÓLIDOS DE LA PERFORACIÓN DE PETRÓLEO  
PARA DESTINARLOS A OTROS USOS INDUSTRIALES**

- RESUMEN
- INTRODUCCIÓN
- I MARCO HISTÓRICO
- II CARACTERÍSTICAS FÍSICAS, QUÍMICAS Y MINERALÓGICAS DE LOS RESIDUOS SÓLIDOS DESECHADOS
- III MÉTODOS DE DESTINO DE DESECHOS SÓLIDOS FINALES DE PERFORACIÓN
- IV MÉTODOS DE TRATAMIENTO DE DESECHOS SÓLIDOS DE PERFORACIÓN
- V ANÁLISIS DE LAS DIFERENTES VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE MÉTODOS DE DESTINO Y TRATAMIENTO DE DESECHOS SÓLIDOS
- VI PROPUESTA PARA APLICAR UN MÉTODO ALTERNATIVO AL TRATAMIENTO DE RECORTES DE PERFORACIÓN
- VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"  
Cd. Universitaria, D. F. a 25 de marzo de 2004  
EL DIRECTOR

M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO  
GFBC/JAGC\*gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

TESIS:

TRATAMIENTO DE LOS DESECHOS SÓLIDOS DE LA PERFORACIÓN DE  
PETRÓLEO PARA DESTINARLOS A OTROS USOS INDUSTRIALES.

ALUMNO:

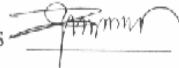
DANIEL CABALLERO VENEGAS

DIRECTOR DE TESIS:

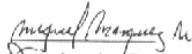
M.C. MIGUEL MÁRQUEZ MARTÍNEZ

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL

PRESIDENTE: ING MANUEL VILLAMAR VIGUERAS



VOCAL: M.C. MIGUEL MÁRQUEZ MARTÍNEZ



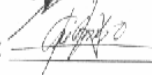
SECRETARIO: M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA



MIEMBRO SUPLENTE: ING. MARTÍN TERRAZAS ROMERO



MIEMBRO SUPLENTE: ING. GUADALUPE CONTRERAS ORDAZ



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F., 2005

## **AGRADECIMIENTOS.**

Doy gracias a Dios por haberme permitido concluir mi carrera.

En forma muy especial a mis papás Carlos Caballero Jiménez y Consuelo Venegas de Caballero por apoyarme siempre.

Gracias a mí esposa María Magdalena e hijos Eduardo Luis y Miriam Cristina por su comprensión.

A todos mis hermanos Alejandro, Laura, Teresita, Sara, Bertha, Enrique y Esther.

Gracias a la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, por ser mi “ Alma Mater “.

A mis profesores, compañeros algunos de ellos Marco Antonio, Roberto A, Fidel, Roberto O, Javier de la Torre, Silvino, Ernesto, Paul del Valle y amigos que me acompañaron en esta etapa de mi vida.

A mi compadre Tomás Carrillo y su familia por el apoyo que me brindaron durante la elaboración de mi tesis.

A todos mis sobrinos también les dedico este trabajo. Laura Gabriela, Iván, Erick, Mario A, Beatriz, Sofía, Silvia, Adriana, Mauricio, Gabriela, Patricia, Cesar, Julio, Ismael (Jr), Luis E, Diego S.

A mis cuñados. Mario, Pompeyo, Teo, María, Juana, Vero, Ismael, Nicolás, Cristóbal, Jacinto (+), Josefina (+), Filemón, Mario A.

A mis Tíos Alfredo, Jesús (+), Martha (+), Manuel (+), Luis (+) Caballero.

A mis suegros Nicolás Pérez E, Micaela Hernández.

A mis Tías María, Felicitas, Esperanza, Dolores (+) Venegas.

A mis abuelitos Román Venegas (+), Eulalia Morales (+), Jerónimo Caballero (+), Concepción Jiménez (+).

A la familia Reyes Delgado por sus consejos Sr. Salomón, Sra. Guadalupe Delgado (+), Fernando, Rafael, Fermín y Sandra.

Al M.C. Miguel Márquez Martínez, por su tiempo, ayuda y comprensión durante esta tesis al igual que sus consejos y experiencia.

A la Ing. Guadalupe Contreras por su apoyo incondicional y consejos.

Al Sr. Felipe Sotelo y Familia.

Al Dr. Rubén Legorreta H.

A todas las personas que de alguna manera directa e indirecta contribuyeron a llegar a esta meta.

---

# INDICE

## PÁGINA

RESUMEN

INTRODUCCIÓN

OBJETIVOS

|  |           |
|--|-----------|
| <b>I. MARCO HISTÓRICO.</b>   | <b>9</b>  |
| <b>I.1 Petróleo.</b>   | <b>9</b>  |
| <b>I.1.1 Teorías de la formación del petróleo.</b>   | <b>10</b> |
| <b>I.2 Características Generales de los Yacimientos.</b>   | <b>11</b> |
| <b>I.3 Antecedentes generales de la explotación del petróleo.</b>                                    | <b>13</b> |
| <b>I.3.1 Precursores de la explotación en Estados Unidos.</b>  | <b>17</b> |
| <b>I.3.2 Datos históricos del petróleo en México.</b>  | <b>21</b> |
| <b>II. CARACTERÍSTICAS FÍSICAS, QUÍMICAS Y MINERALÓGICAS<br/>DE LOS RESIDUOS SÓLIDOS DESECHADOS.</b> | <b>24</b> |
| <b>II.1 Características físicas</b>  | <b>24</b> |
| <b>II.2 Características Químicas Generales.</b>  | <b>29</b> |
| <b>II.3 Características Mineralógicas</b>  | <b>38</b> |
| <b>III. MÉTODOS DE DESTINO DE DESECHOS<br/>SÓLIDOS FINALES DE PERFORACIÓN.</b>                       | <b>39</b> |
| <b>III.1 Clasificación de los contaminantes generados.</b>   | <b>39</b> |
| <b>III.2 Fluidos espumosos.</b>  | <b>40</b> |
| <b>IV. MÉTODOS DE TRATAMIENTO DE DESECHOS<br/>SÓLIDOS DE PÉRFORACIÓN.</b>                            | <b>44</b> |
| <b>IV.1 Contaminantes sólidos.</b>   | <b>44</b> |
| <b>IV.1.1 Encapsulación de hidrocarburos.</b>  | <b>44</b> |
| <b>IV.1.2 Inyección de recortes.</b>   | <b>46</b> |
| <b>IV.1.3 Lavado de recortes.</b>  | <b>48</b> |
| <b>IV.2 Transportación a tierra del recorte impregnado de fluido.</b>                                | <b>51</b> |
| <b>IV.3 Bio-restauración.</b>  | <b>52</b> |
| <b>IV.3.1 Biodegradación.</b>  | <b>54</b> |

---

---

|  |           |
|--|-----------|
| <b>IV.3.2 Confinamiento en el suelo.</b>   | <b>56</b> |
| <b>IV.4 Incineración.</b>  | <b>57</b> |
| <b>IV.5 Solidificación y estabilización.</b>   | <b>59</b> |
| <b>V. ANÁLISIS DE LAS DIFERENTES VENTAJAS Y DESVENTAJAS<br/>DE MÉTODOS DE DESTINO Y TRATAMIENTO DE DESECHOS<br/>SÓLIDOS.</b> | <b>63</b> |
| <b>V.1 Encapsulación.</b>  | <b>63</b> |
| <b>V.2 Método de inyección de recortes.</b>  | <b>64</b> |
| <b>V.3 Lavado del recorte.</b>   | <b>64</b> |
| <b>V.4 Bio-restauración.</b>   | <b>65</b> |
| <b>V.5 Tratamiento térmico.</b>  | <b>66</b> |
| <b>VI. PROPUESTA PARA APLICAR UN MÉTODO ALTERNATIVO AL<br/>TRATAMIENTO DE RECORTES DE PERFORACIÓN.</b>                       | <b>67</b> |
| <b>VI.1 Teoría de la flotación.</b>  | <b>67</b> |
| <b>VI.2 Colectores.</b>  | <b>71</b> |
| <b>VI.3 Espumantes.</b>  | <b>72</b> |
| <b>VI.4 Promotores.</b>  | <b>73</b> |
| <b>VI.5 Depresores.</b>  | <b>73</b> |
| <b>VI.6 Método de separación de arenas naturales.</b>  | <b>77</b> |
| <b>VI.7 Propuesta del método de flotación para separar aceite de recortes de<br/>perforación.</b>                            | <b>82</b> |
| <b>VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.</b>  | <b>90</b> |
| <b>BIBLIOGRAFÍA.</b>   | <b>92</b> |

---



---

## RESUMEN

En la industria petrolera, la perforación de pozos es una actividad que ocasiona impacto en el medio ambiente. Durante este proceso se genera una importante cantidad de recortes (sólidos que se desprenden al perforar la roca) y fluidos (requeridos para horadar) base aceite y/o base agua, que la normatividad ambiental los considera como residuos peligrosos, por lo que, la industria se ha visto obligada a realizar acciones (preventivas y correctivas) que le permitan reducir o eliminar el impacto ecológico de estas actividades, con el propósito de explotar los recursos con un mínimo impacto en el entorno.

Desde hace varios años se han probado y aplicado diversos métodos para tratar recortes que provienen de la perforación, estos son: el encapsulado, lavado, tratamiento térmico y bio-restauración, además de utilizar el confinamiento y la inyección, estos recursos se desarrollaron desde hace tiempo, cuando las presiones de los ecologistas sobre las compañías petroleras no eran aún tan persistentes, sin embargo su aplicación no ha resuelto de forma satisfactoria el problema ambiental. A partir de una revisión bibliográfica de estos recursos se estudian algunas características

No obstante es necesario analizar otras metodologías, como las que se han desarrollado en el procesamiento de minerales, tal como la flotación que se puede aplicar para separar el aceite de los recortes y que se ha utilizado con éxito en la producción industrial de bitumen a partir de arenas aceitosas naturales.

Este proceso de flotación de recortes se estudia a nivel laboratorio en el presente trabajo, efectuando algunos experimentos de tipo preliminar. A partir de los resultados se estructura una propuesta de flotación de recortes que se puede acoplar al proceso de perforación de pozos petroleros.

---

---

## **INTRODUCCIÓN**

En este trabajo se pretende analizar una posibilidad de tratar a los recortes de la perforación, impregnados con fluido base-aceite o de emulsión inversa, considerados como residuos peligrosos por la normatividad ecológica. Los recortes de roca, que contienen aceite, se generan durante la perforación y son acarreados hasta la superficie, donde se separan del fluido de control, por medio de equipo apropiado.

Por lo anterior, en este trabajo se pretende analizar la conveniencia de aplicar alguna de las diferentes medidas que hay en el presente: Inyección de recortes, Tratamiento térmico, Micro encapsulado, Lavado de recortes y Bio-restauración y proponer otra alternativa aplicada a la minería.

El trabajo inicia con un Marco Histórico en donde se describen algunos aspectos generales de la explotación del petróleo, después se analizan algunas características estructurales de los residuos sólidos, se sigue con un análisis de las medidas actuales para tratar a los recortes de perforación y, en el último capítulo, se dan las bases del método de flotación de minerales, se analiza el método de flotación de bitumen, a partir de arenas aceitosas y finalmente se estructura una propuesta (partiendo de pruebas preliminares de laboratorio) para separar aceite de los recortes de la perforación.

## **OBJETIVOS**

- 1) Revisar los métodos actuales que se utilizan en los recortes de la perforación de pozos de petróleo para reducir su impacto sobre el ambiente.
  - 2) Establecer una propuesta para aplicar el método alterno “Flotación” a los recortes, para lograr la completa separación de aceite desde el sólido.
-

**I****MARCO HISTÓRICO.****I.1Petróleo.**

Definición:

La palabra petróleo proveniente del latín petroleum (petra-piedra y oleum-aceite), significa aceite de piedra<sup>1,2,4</sup>, el petróleo consiste de una mezcla de compuestos químicos denominados hidrocarburos, formados básicamente de los elementos carbono e hidrógeno (C-H).

El petróleo crudo pertenece a un grupo de sustancias bituminosas, muy abundantes en la naturaleza, que se encuentran en diferentes formas y reciben diversos nombres como: petróleo crudo, aceite de piedra, en otros países, principalmente en Rusia, nafta, asfalto, generalmente se encuentra atrapado en rocas y asociado con agua por lo que contiene impurezas minerales.

Al analizar petróleo de diferentes orígenes puede decirse, de manera general, que lo constituyen los siguientes elementos químicos:

Carbono: de 76 a 86 por ciento

Hidrógeno: de 10 a 14 por ciento<sup>2,4</sup>

A veces contiene algunas impurezas como oxígeno (O<sub>2</sub>), azufre (S) y nitrógeno (N<sub>2</sub>); también suele contener vestigios de hierro (Fe), níquel (Ni), vanadio (V) y otros metales.



**Figura 1. Ambiente antiguo que dio lugar a la formación del petróleo<sup>4</sup>.**

### **I.1.1 Teorías de la formación del petróleo.**

Existen diversas teorías sobre los orígenes de formación del petróleo, que se pueden clasificar en dos grandes grupos: las de “Formación Inorgánica” y las de “Formación Orgánica”<sup>2,3,4,5</sup>.

La primera explica la formación del petróleo como resultado de reacciones geoquímicas entre el agua ( $H_2O$ ) y el bióxido de carbono ( $CO_2$ ), además de otras sustancias inorgánicas como carburos y carbonatos de metales<sup>2,3,4,5</sup>.

Esta teoría tuvo gran aceptación durante muchos años pero, a medida que se han perfeccionado las técnicas de análisis geológico, han ganado terreno las teorías de “Formación Orgánica”, que consideran al petróleo como un producto de la descomposición de organismos vegetales y animales<sup>2,3,4,5</sup>; los cuales existieron en cierto periodo del tiempo geológico, estos con el transcurrir del tiempo quedaron atrapados a elevadas presiones y temperaturas.

Los principales factores que han confirmado las teorías orgánicas de formación del petróleo se basan en el hecho de que a partir de estudios de rocas petrolíferas de campos

productores, se han encontrado en ellas ciertas propiedades ópticas que sólo se localizan en sustancias orgánicas, además de que el contenido de nitrógeno y de otras sustancias en el petróleo proceden de materiales orgánicos.

Por otra parte, la escasez de depósitos de origen ígneo en muchos campos petroleros, ha sido una fuerte razón para descartar el origen inorgánico.

Un tiempo se consideró al carbón mineral como origen de los hidrocarburos, pero se confirmó la elevada frecuencia con que se presentan los yacimientos petrolíferos en áreas que carecen de este mineral.

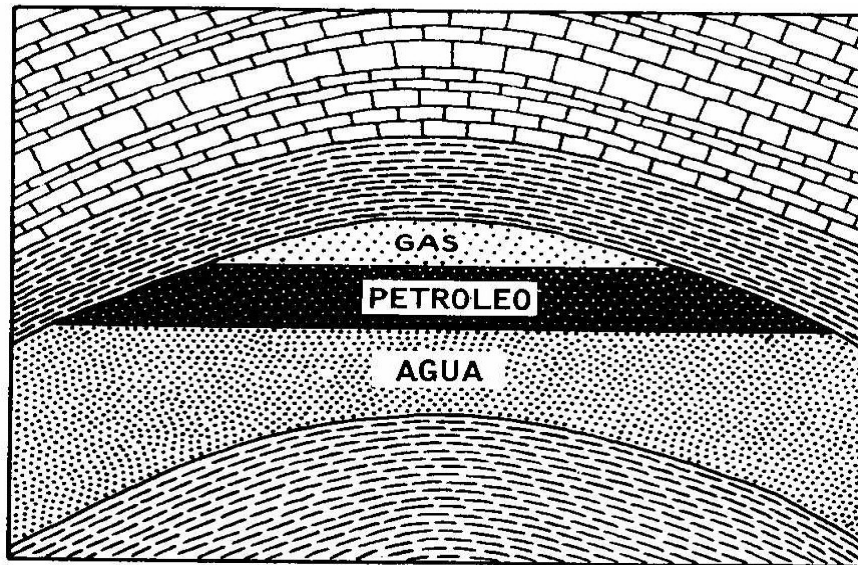
También puede reafirmarse el origen orgánico del petróleo por que la mayor parte de los yacimientos petroleros se localizan en lugares que fueron ocupados por lagos y mares de hace millones de años.

## **I.2 Características Generales de los Yacimientos.**

Los compuestos de petróleo se encuentran en el subsuelo, impregnado en formaciones de tipo arenoso o calcáreo, se encuentran en fase: sólida, líquida y gaseosa, según su composición, temperatura y presión<sup>2,3</sup>.

En estado líquido, su color varía entre el ámbar y el negro; su densidad es menor de  $1000\text{Kg/m}^3$ .

En estado gaseoso es inodoro, incoloro e insípido, puede hallarse solo o mezclado con el petróleo líquido dentro de un mismo yacimiento. El petróleo líquido en el subsuelo se encuentra por lo general encima de una capa de agua, hallándose en la parte superior una de gas.

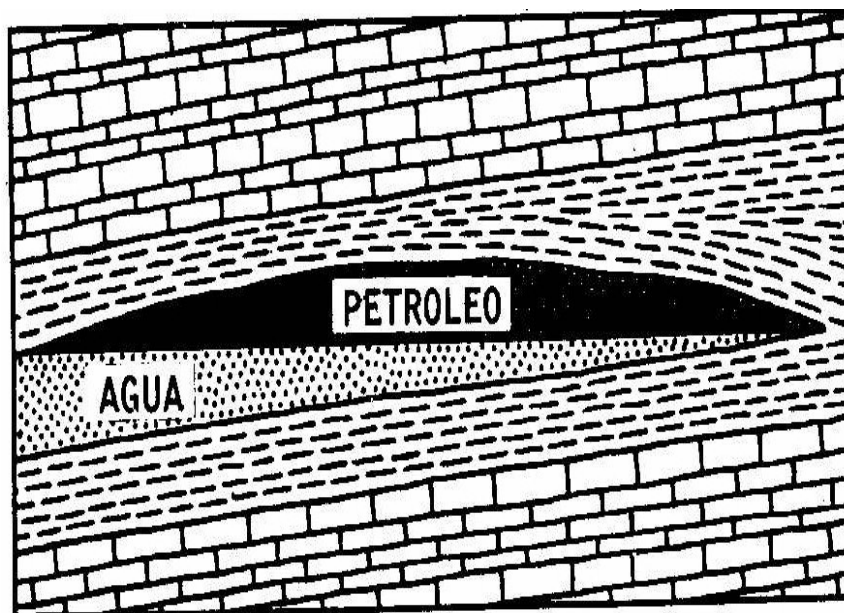


**Figura 2. Localización de los fluidos del petróleo dentro de un yacimiento<sup>6</sup>.**

Los hidrocarburos no están distribuidos uniformemente en las capas del subsuelo, (vea la fig 2) por lo que se necesita que ocurran condiciones para dar lugar a un yacimiento donde se acumule el petróleo estas son:

1. La existencia de una roca almacén porosa y permeable, en forma tal que bajo presión, el petróleo pueda moverse a través de sus poros.
2. Una roca impermeable sello que evite el escape del petróleo hacia la superficie.
3. El yacimiento debe tener forma de “trampa”; es decir que las rocas impermeables se encuentren dispuestas en tal forma que el petróleo no pueda moverse hacia los lados (vea la fig 3).
4. Deben existir rocas cuyo contenido orgánico se haya convertido en petróleo por efecto de la presión y de la temperatura.

Las rocas almacén en las que se ha encontrado petróleo son de muy diversas edades geológicas, desde los terrenos arcaicos o primitivos hasta los modernos cuaternarios<sup>3,4</sup>.



**Figura 3. Tipo de roca almacenadora de petróleo<sup>6</sup>.**

### **I.3 Antecedentes generales de la explotación del petróleo.**

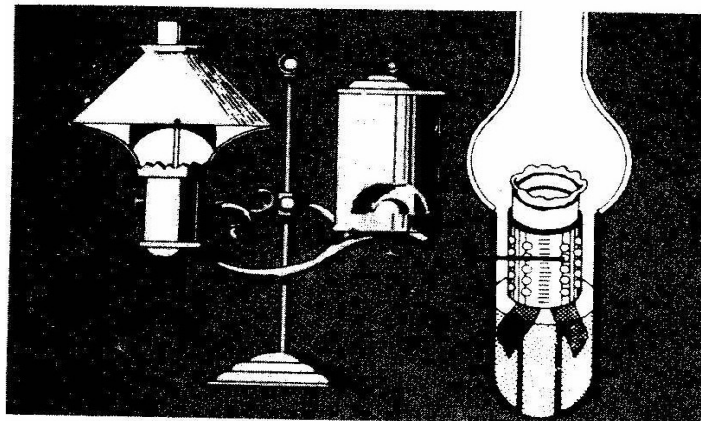
En la Biblia, el petróleo aparece con el nombre de betún (mineral combustible). Noé lo usó como impermeabilizante para proteger y sellar su célebre arca<sup>3,4,5,7</sup>. Los babilonios y los asirios lo utilizaron para alumbrado, también en sustitución del aceite vegetal y como cemento en las construcciones. Los árabes y los egipcios lo utilizaron en sus prácticas de embalsamiento de cuerpos humanos y los romanos como combustible para incendiar y destruir naves enemigas.

El viajero veneciano Marco Polo (1254-1324) habla de su uso en Georgia, Rusia, en estos términos: “...se encuentra ahí una fuente de la que sale tanto aceite que cien navíos podrían cargarse a la vez, pero este aceite no es bueno para comer y sólo sirve para arder; para curar la roña y otras cosas, los hombres vienen de muy lejos a recogerlo y en todo el país no se quema otro aceite “.

En América. Los indios lo empleaban para impermeabilizar sus canoas antes de que el hombre blanco llegue al nuevo continente<sup>4,5,7</sup>.

Amado Arganda (1755-1803) físico matemático y químico italiano inventó en 1784 una lámpara de corriente de aire con mecha hueca y redonda (vea la fig 4), protegida por un tubo cilíndrico de vidrio, que reducía notablemente los inconvenientes del humo. Más tarde el farmacéutico francés, Antoine Quinquet, empleado al servicio de Arganda, hizo algunas

modificaciones a la lámpara y le puso su nombre. Con este descubrimiento de la lámpara se introdujo un nuevo uso al petróleo crudo, se inflama fácilmente dejando residuos bituminosos .



**Figura 4. Lámpara de Argand<sup>4</sup>.**

En Estados Unidos se estudió la forma de obtener del petróleo líquidos adecuados para hacerlos arder en lámparas de alumbrado, sin que presentaran el inconveniente de los residuos bituminosos.

En el siglo XIX, en la península de Apscheron, comenzó a obtenerse reguladamente el petróleo en bruto cuando Bakú y sus alrededores pasaron a poder de Rusia. En un principio el rendimiento fue poco, pero por 1860 la producción se había estabilizado en unas 3,500 toneladas anuales.

En un principio se utilizó como materia prima, una sustancia parecida a la cera mineral, rica en asfalto llamada Kira, que se encontraba en grandes cantidades en la comarca de Bakú. Por consejo de Liebig se montó la primera fábrica en Surakhani, cerca de Bakú. El Kira era fundido y destilado en retortas horizontales. El ayudante de Liebig, Moldennhauer, observó que el Kira daba de un 15 a 20 % de un aceite pesado que no era adecuado para la obtención del petróleo, por lo cual comenzó a trabajar con nafta, una de las sustancias bituminosas. Como combustible en la destilación se usó el gas natural que ahí existía. Estos manantiales son los más grandes y más antiguos de que se tiene noticia, y fue Rusia donde por vez primera se extrajo petróleo en grandes cantidades<sup>4</sup>.



En 1875 los hermanos Nobel crearon en Bakú la moderna industria del petróleo. Más tarde colocaron una tubería para llevar el producto a sus refinerías y en 1876 construyeron el primer buque cisterna que navegó sobre el Mar Caspio.

En América la primera noticia segura sobre los manantiales americanos del petróleo se debe al monje franciscano de la Roche d'Allion, quien escribió en 1629 que en el estado de Nueva York había muchos manantiales de petróleo<sup>4,5</sup>. La apertura de los yacimientos fue favorecida por la búsqueda que se hacía para la obtención de sal o aguas salinas. D y R. Ruffner en 1806, en Virginia, con métodos de perforación que fueron gradualmente mejorando, consiguió obtener aguas salinas y en algunos otros casos petróleo, pero éste era visto con desagrado porque contaminaba las aguas salinas. En esa fecha no se conocía una técnica para purificar y utilizar el petróleo en gran escala.

De 1845 a 1855 en los alrededores de Tarantung se ejecutaron sondeos para recoger aguas saladas para extraerles la sal. Estos sondeos proporcionaron frecuentemente cantidades apreciables de petróleo, pero como se dijo ya, éste se consideraba como perjudicial para la pureza que se requería para la sal.

Hasta el siglo XIX, el petróleo se había utilizado casi exclusivamente en la medicina. Samuel M. Kier había abierto un establecimiento en Pittsburg en 1847, donde vendía petróleo embotellado<sup>4,5</sup> con el nombre de “Carbon oil”, bajo el señuelo de que curaba todos los padecimientos en los seres humanos y en los animales. Pensando que el petróleo, podría tener otros usos, partió Kier rumbo a Filadelfia, donde consultó a un prominente químico y regreso convencido de que de la destilación del producto se podría obtener un buen iluminante. Esto lo convenció a construir un alambique y comenzó a destilar el primer barril de petróleo en 1850, convirtiéndose así, por su visión, en el primer precursor de la refinación en América.



**Samuel M. Kier<sup>4</sup>.**

Cinco años más tarde, en 1855, el profesor Benjamín Silliman hijo, químico estadounidense del Yale College, concluyó su estudio sobre la refinación del petróleo, basado en la destilación fraccionada, que es el método empleado aún en nuestros días. Este procedimiento fue rápidamente adoptado y pronto se presentaron en el mercado petróleos para quemar, kerosinas, que al arder no dejaban residuos, ni se prendían al contacto de un cerillo encendido, sino que únicamente si hay una mecha impregnada del líquido.



**Benjamín Silliman Jr<sup>4</sup>.**

El residuo de la destilación sustituyó con ventaja al carbón en las calderas de las locomotoras, y para a fines del siglo XIX se empleaba ya como único combustible en la mayoría de los ferrocarriles americanos.

En el siglo XX empezó a utilizarse en la flota inglesa. Los barcos modernos se mueven con turbinas para motores de combustión interna con aceites pesados.

### **I.3.1 Precursores de la explotación en Estados Unidos.**

A George H. Bisell se le reconoce el mérito de ser el primero que concibió la idea de buscar expresamente petróleo en Estados Unidos. Habiendo fundado junto con otros socios, en 1858, la empresa “Seneca Oil Company “; contrató los servicios del profesor Benjamín Silliman hijo, como químico, y del coronel Edwin L. Drake como superintendente, y otros especialistas más. El coronel Drake, hombre muy activo, al llegar a la finca donde iban a trabajar, en Pensilvania, construyó una casa de máquinas, de madera, y una torre del mismo material para alzar las herramientas de perforación, e instaló un motor y una caldera. Se introdujo un tubo de acero de 10.40 m a través de la arena suelta y la arcilla, hasta llegar a la roca sólida.



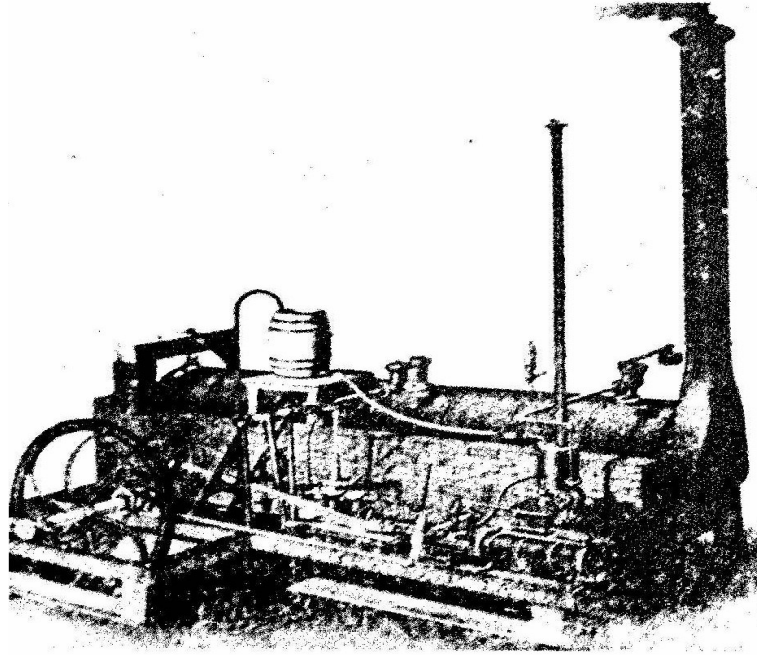
**George H. Bisel**



**Edwin L. Drake<sup>4</sup>.**



**Figura 5. Casa de máquinas<sup>4</sup>.**



**Figura 6. Caldera<sup>4</sup>.**

Las herramientas de perforación fueron colocadas en el interior del tubo y pronto comenzaron a perforar. Cuando se hubo alcanzado una profundidad de 22.40 m (ya en agosto de 1859), el barreno cayó a una hendidura, aprovechando este incidente los trabajadores dieron por terminadas las labores del día. Al día siguiente descubrieron con asombro que había aceite flotando sobre el agua, a poca profundidad del piso de la torre inmediatamente lo comunicaron a Drake que habían hallado petróleo. El pozo fue bautizado con el nombre compuesto de Bissell-Drake, el primero en ser perforado en América con la exclusiva finalidad de obtener petróleo. El pozo produjo 20 barriles diarios (cada barril equivale a 160 litros) y con este hecho nació una nueva industria, la petrolera.

Hasta antes del proceso de Silliman se habían conocido como combustibles los aceites de cobre y esperma de ballena, pero a partir de 1859 que se perforó el pozo Drake, en Pensilvania, el primero en Estados Unidos para buscar expresamente petróleo, se inició simbólicamente la revolución del combustible petrolífero<sup>4</sup>.

Poco después se perforó el pozo Phillips, que producía 3 mil barriles diarios. Pronto se llegó a la sobreproducción. En este tiempo la oferta era mayor que la demanda y el

barril de petróleo costaba 5 centavos de dólar. Por muchos años los principales productos de la naciente industria fueron el aceite iluminante y lubricantes.

Durante la guerra de Secesión (1861-1865) se detuvo el desarrollo de la industria petrolera, pero la explotación de campos petroleros comenzó otra vez en firme en 1865. En sólo una semana se registraron 20 compañías con un capital de 12 millones de dólares, que poco después se elevó a 350 millones de dólares. La industria petrolera tuvo un desarrollo fabuloso; en un lapso de 70 años ninguna otra conoció una curva de progreso tan pronunciada como ella.

En 1873 la producción mundial de petróleo había alcanzado los 11 millones de barriles. Aumentando progresivamente, en 1901 la producción era de 167 millones; en 1910 de 328, en 1920 de 690 y en 1938 había llegado a los 1,938 millones de barriles.

Producción mundial de petróleo crudo  
millones de barriles diarios

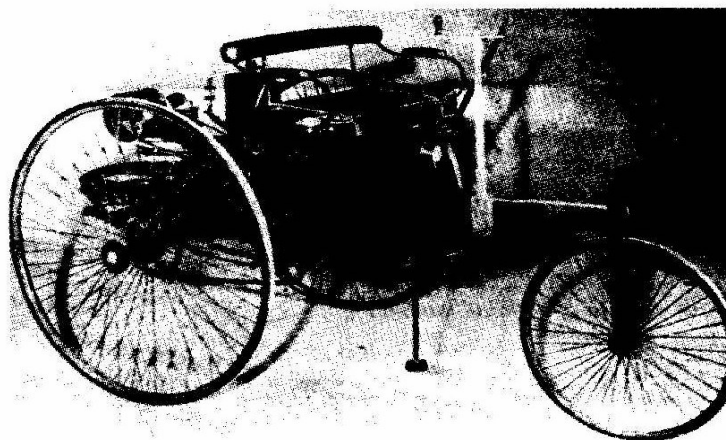
|                  | 1995       | 1996       | 1997       | 1998       | 1999       | 2000       | 2001       | 2002*      |
|------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| 1 RUSIA          | 6.2        | 6.0        | 6.1        | 6.1        | 6.2        | 6.5        | 7.0        | 7.3        |
| 2 ARABIA SAUDITA | 8.2        | 8.2        | 8.6        | 8.4        | 7.5        | 8.0        | 7.7        | 7.1        |
| 3 EE.UU.         | 6.5        | 6.5        | 6.5        | 6.3        | 5.9        | 5.8        | 5.8        | 5.9        |
| 4 NORUEGA        | 2.9        | 3.2        | 3.3        | 3.1        | 3.1        | 3.3        | 3.4        | 3.4        |
| 5 CHINA          | 3.0        | 3.1        | 3.2        | 3.2        | 3.2        | 3.2        | 3.3        | 3.3        |
| 6 IRÁN           | 3.6        | 3.7        | 3.7        | 3.6        | 3.5        | 3.7        | 3.7        | 3.3        |
| <b>7 MÉXICO</b>  | <b>2.6</b> | <b>2.8</b> | <b>3.0</b> | <b>3.0</b> | <b>2.9</b> | <b>3.0</b> | <b>3.1</b> | <b>3.3</b> |
| 8 CANADÁ         | 2.4        | 2.5        | 2.6        | 2.7        | 2.6        | 2.7        | 2.8        | 2.9        |
| 9 REINO UNIDO    | 2.8        | 2.8        | 2.7        | 2.8        | 2.9        | 2.7        | 2.6        | 2.7        |
| 10 VENEZUELA     | 2.8        | 2.9        | 3.3        | 3.2        | 2.8        | 2.9        | 2.8        | 2.6        |
| 11 NIGERIA       | 2.0        | 2.0        | 2.3        | 2.2        | 2.0        | 2.0        | 2.1        | 2.0        |
| 12 EAU.          | 2.2        | 2.3        | 2.3        | 2.3        | 2.1        | 2.2        | 2.2        | 2.0        |
| 13 BRASIL        | 0.9        | 1.1        | 1.1        | 1.3        | 1.4        | 1.5        | 1.6        | 1.6        |

Fuente: Monthly oil Market Report, varios Años.

\* Producción Enero 2002.

Karl Benz (1844-1929), ingeniero mecánico e inventor alemán, precursor de la industria automotriz y del moderno automóvil “Mercedes Benz “; construyó en 1886 el primer vehículo impulsado con motor de gasolina. Este mismo año obtuvo la patente y lo condujo por la ciudad de Manheim. El automóvil llevaba un sistema de enfriamiento a base de agua, ignición eléctrica y diferencial de engrane, que le permitía desarrollar una velocidad de poco más de 15 kilómetros por hora.

El invento del señor Benz trajo como consecuencia al uso del petróleo como carburante en los motores de combustión interna, generalizándose en el último cuarto del siglo XIX el uso de la gasolina, que antes no había tenido valor comercial.



**Figura 7. Primer automóvil<sup>4</sup>.**

### **I.3.2 Datos históricos del petróleo en México.**

Durante la época precortesiana, las tribus que habitaban el territorio mexicano, utilizaron el petróleo como material de construcción, medicina, pegamento, impermeabilizante y como incienso para sus ritos religiosos. Los totonacas, habitantes de la mayor parte del estado de Veracruz, lo recogían de la superficie de las aguas para utilizarlo como medicina y como iluminante. Algunas tribus que habitaron las costas mexicanas lo masticaban para limpiar y blanquear su dentadura.

Las reales ordenanzas para la minería de la Nueva España promulgadas en 1783 por el rey Carlos III de España, hacían mención de los hidrocarburos. El art. 22 decía: “Asimismo concedo que se pueden descubrir, solicitar, registrar y denunciar en la forma referida no sólo las minas de oro y plata sino también las de piedras preciosas, cobre, plomo, estaño, mercurio, antimonio, piedra calaminar, bismuto, sal gema y cualesquier otros fósiles, ya sean metales perfectos o medios minerales, bitúmenes o jugos de la tierra, dándose para su logro, beneficio y laborío, en los casos ocurrientes, las providencias que corresponda”.

Esta ordenanza deja en claro que no sólo se tenía conocimiento desde entonces de la existencia de sustancias aceitíferas, sino que ya se les concedía cierto valor.

En la colonia, las leyes minerales mantenían el dominio de las minas para la Corona y ésta se reservaba el derecho de otorgar a particulares la explotación de vetas y yacimientos. Los beneficiados, a su vez, debían someterse a las reglamentaciones correspondientes, pagando regalías.

Durante casi todo el siglo XIX, estos principios de dominio inspiraron la legislación minera. Incluso en la época de la lucha entre liberales y conservadores prevalecieron estas premisas.

En este marco referencial se generaron cosas importantes relacionadas con el hidrocarburo.

### **En el siglo XIX.**

En 1863, el sacerdote e historiador de Tabasco, Manuel Gil y Sáenz, encontró lo que él llamó Mina de petróleo de San Fernando, cerca de Tepetitlán, ahí en el Estado de Tabasco. Esta mina no era otra cosa que una de tantas chapopoteras que existían en la región, de las cuales podía obtenerse fácilmente petróleo natural. A este religioso se le atribuye el descubrimiento del hidrocarburo en el estado<sup>8</sup>.





**Figura 8. Chapotera natural<sup>4</sup>.**

Dos años más tarde, en este municipio de Macuspana, algunos extranjeros hicieron la denuncia de pozos petroleros.

Simón Sarlat Nova, que era de la región, fue tal vez el primero en perforar en el estado de Tabasco, sin obtener resultados suficientes. Careció de capital para sostener la escasa producción de los primeros pozos y otro de los problemas que le salieron al paso, insuperables en ese tiempo, fue la falta de medios de comunicación.

Sarlat Nova no tuvo suerte como petrolero pero sus esfuerzos dieron curso a las primeras perforaciones, en 1866, en la región de Macuspana.

En este resumen se observa que a lo largo de la historia, la importancia de la explotación del petróleo en su impacto en la sociedad.

Si bien es verdad que durante la explotación de un pozo se generan grandes cantidades de desechos, que en tiempos pasados no eran tratados, se confinaban o simplemente se arrojaban al aire libre, el tiempo actual exige a la explotación del petróleo en México a tratar los desechos para no deteriorar más al medio ambiente.

---

## II CARACTERÍSTICAS FÍSICAS, QUÍMICAS Y MINERALÓGICAS DE LOS RESIDUOS SÓLIDOS DESECHADOS.

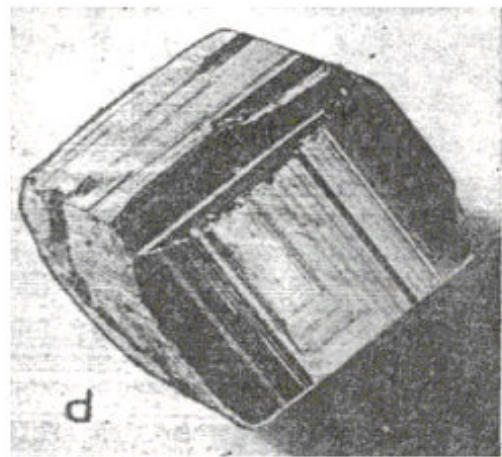
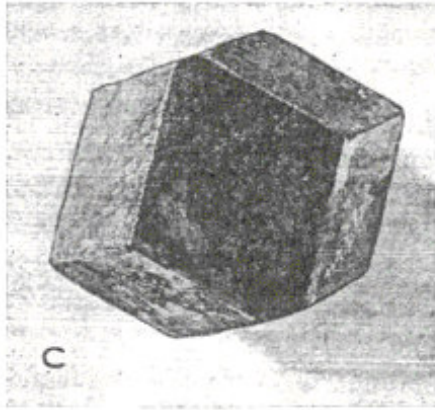
Las características de los residuos sólidos de desecho variarán dependiendo de la temperatura, presión y profundidad a que estuvieron sometidos. Uno de los componentes que se encuentran en los residuos sólidos es petróleo<sup>2,3</sup>.

Las especies minerales poseen sus particularidades propias, que se descubren al observarlas y examinarlas cuidadosamente o mediante pruebas simples.

Quienes realizan es estudio mineralógico pueden reconocer cientos de ellos, algunos de los minerales más comunes son difíciles de identificar, si están presentes en granos muy pequeños dispersos en una masa de roca. Los laboratorios emplean para el estudio de los minerales: (1) exámenes con microscopio petrográfico, mediante el uso de secciones delgadas o mediante la inmersión del mineral pulverizado en líquidos especiales (2) fotografiar y estudiar con un microscopio electrónico el material pulverizado (3) estudiarlos por medio de análisis de rayos X y (4), estudiarlos mediante análisis químicos. Que en la realidad no siempre se dispone de tal equipo, su empleo requiere conocimientos específicos, cuidados y experiencia<sup>9</sup>.

### II.1 Características Físicas.

Forma. La forma de los cristales constituye una clave para identificar un mineral; la prueba de que un determinado ejemplar pertenece a uno de los seis sistemas cristalográficos reduce enormemente el tiempo de investigación para saber de qué mineral se trata; generalmente ese campo se reduce más aún porque los minerales, que pertenecen a cualquiera de los sistemas cristalográficos, difieren en su patrón de cristalización; una vez identificada la forma se podrá saber el tipo de mineral que es (Fig 9).



**Figura 9. Minerales comunes: c) Granate, d) Pirita<sup>10</sup>.**

Color de los minerales. Es una propiedad constante y bien definida por lo tanto, es de mucha ayuda para identificar a los minerales, siempre que sea observado en superficies no intemperizadas. La intemperie y, la acción de las aguas subterráneas, pueden cambiar el color de manera apreciable; por otra parte, muchos minerales isomorfos (de la misma forma) varían de color dependiendo de su composición y otros adquieren una amplia gama de colores, a causa de sus impurezas. Por lo tanto, se requiere de un cuidado especial al emplear este método de identificación.

Brillo. Es una propiedad útil que representa el grado de luz reflejada en un mineral, que llega al observador y que ello es debido a la rugosidad de la superficie reflectante y a la profundidad con la que penetra la luz o bien es absorbida por el mineral, siendo en este

último caso una medida de la opacidad. Dos son las principales variedades del brillo reconocidas: (1) los metales pulimentados o los minerales metálicos y se llama brillo metálico, (2) el no metálico, corresponde a minerales que transmiten la luz a través de sus bordes o secciones delgadas. Entre los dos extremos hay una zona mal definida que corresponde al llamado brillo submetálico (tabla 3.3)<sup>11,16</sup>.

Tabla 3.3 Variedades comunes de brillo no metálico<sup>11</sup>.

|                                |   |
|--------------------------------|---|
| Adamantino                     | Brillantísimo o centellante, diáfano. Este brillo lo presentan los minerales de elevado índice de refracción, como el diamante.                                 |
| Mate (llamado también terroso) | La luz es intensamente absorbida por los granos pequeños, produciendo el brillo de la tiza o arcilla seca.  |
| Craso                          | Aspecto suave y untuoso de las grasas, cera o jabón.  |
| Nacarado u opalescente         | Con aspecto de nácar; lo presentan frecuentemente las micas en las superficies de rotura.   |
| Resinoso                       | Brillo transparente, algo vítreo, típico de las resinas diáfanas.   |
| Sedoso                         | Es el lustre apagado reflejado por una superficie de fibras de seda tejidas y que presentan con frecuencia sólo aquellos minerales de textura fibrosa paralela. |
| Vítreo                         | Brillo transparente resultante de la luz reflejada en el interior del mineral. Ejemplo típico es el vidrio transparente.  |

Lustre. Es la propiedad que tienen los minerales de poder reflejar la luz y modificar la intensidad de ésta; dos minerales con casi el mismo color pueden tener lustres totalmente diferentes; el más importante es el metálico, semejante al de una superficie de metal pulida;

vítreo, semejante al vidrio; resinoso, que recuerda al de la resina amarilla; el aperlado, como el de las perlas; el graso, como si la superficie estuviera cubierta con una película de aceite y el adamantino, cuando el mineral posee el brillo del diamante.

Raya o raspadura. La raspadura es una delgada capa de mineral pulverizado que se forma al frotar o raspar un ejemplar de mineral, contra una superficie de porcelana sin pulir. El polvo transmite la luz y da un efecto al color que para ciertos minerales, puede ser diferente al color del ejemplar en sí; en muchos casos, la raya o raspadura es blanca y carece de valor para su identificación; entre otros, especialmente en aquellos minerales con alto contenido de metales, la raspadura es una característica útil para su identificación <sup>9</sup>.

Crucero de un mineral. Es la capacidad de romperse más fácilmente en algunas direcciones que en otras debido a la disposición de sus átomos. Algunos minerales, como las micas comunes, tienen crucero perfecto en una dirección.

Fractura de un mineral. Es el aspecto que presenta cuando se rompe<sup>11,16</sup>.

Dureza. Es la resistencia relativa al rayado, es una de las propiedades más notables que se distinguen en los minerales. Son 10 los minerales escogidos para conformar la escala comparativa de cualquier mineral desconocido, se puede clasificar entre 1 y 10, probando con ejemplares conocidos de la escala de Mohs, los cuales están ordenados de acuerdo con su dureza, en sentido creciente, como se muestra a continuación<sup>9,10,11,12,13,14,15</sup>.

1. Talco.
2. Yeso.
3. Calcita.
4. Fluorita.
5. Apatita.
- 6.- Ortoclasa.
- 7.- Cuarzo.
- 8.- Topacio.
- 9.- Corindón.
- 10.- Diamante.

El resultado de esta escala cualitativa y para salvar sus inexactitudes, la Sociedad Americana de Pruebas de Materiales (American Society of Testing Materiales ASTM) ha establecido un sistema en el cual está representado más apropiado el grado de dureza superior a 9 (Fig 10). La escala de la ASTM es más conveniente para medidas precisas, sigue siendo la más empleada la de Mohs en mineralogía y su valor reside en el hecho de que la mayoría de los minerales han sido catalogados con relación a la misma, pudiendo así determinar la dureza de los minerales comunes y corrientes mediante sencillos ensayos cualitativos. Por ejemplo, la uña de la mano tiene una dureza de 2.5, la navaja de 5 aproximadamente y el vidrio ordinario 5.5 aproximadamente. Estos materiales corrientes junto con los minerales que constituyen la escala de Mohs, pueden y suelen ser utilizados como tipos de referencia, son útiles tanto en el campo como en el laboratorio<sup>11</sup>.

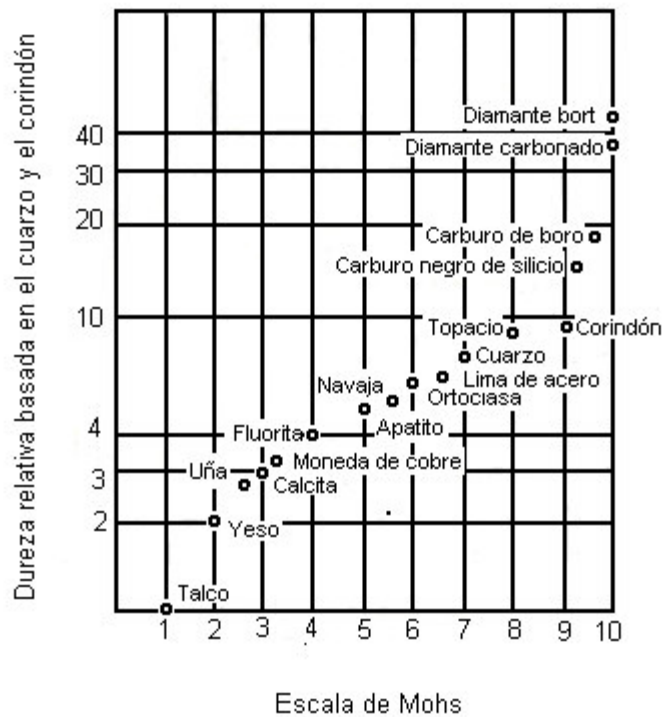


Figura 10. Minerales de la escala de dureza de Mohs en orden de dureza relativa<sup>10</sup>.

Otras pruebas. Algunos minerales poseen propiedades poco comunes que sirven para identificarlos, los óxidos de hierro son atraídos por un imán. En otras pruebas el ácido clorhídrico (HCl) diluido es aplicado en ciertas superficies de los minerales o bien al mineral pulverizado produciéndose efervescencia que indica una reacción química. Otras pruebas útiles para poder definir ciertos minerales requieren de cierto equipo del que no siempre se dispone <sup>8,9,10</sup>.

## II.2 Características Químicas Generales.

### Disolución.

Muchos minerales se han precipitado de disoluciones acuosas que rara vez tienen una concentración elevada, pero cuando los productos de solubilidad iónicos son sobrepasados, aparecen cristales que se desarrollan a medida que los iones son eliminados de la disolución. Hay, por lo tanto, una relación de equilibrio entre los cristales sólidos, las moléculas no disociadas de composición semejante disueltas y los iones individuales. El equilibrio entre los iones, las moléculas disueltas y los cristales sólidos variarán de acuerdo con las condiciones de presión, temperatura y concentración predominante en la disolución.

### Coloides.

Los coloides son partículas de minerales u otras moléculas con un diámetro de 0.2 micras (una micra=0.001 mm) o menor, en suspensión en un medio y que permanecen indefinidamente en suspensión hasta que puedan unirse para depositarse<sup>10</sup>.

Durante la perforación de un pozo se van atravesando diferentes capas de la corteza terrestre y estas se pueden observar en una columna estratigráfica; así sabremos a que tipo de capa vamos atravesando bien podría ser lutita, caliza, arenisca, etc según pueda ser su caso.

A continuación y de manera ilustrativa se presentan algunos casos particulares para apreciar que tipo de capas que son atravesadas durante la perforación de un pozo y tener una idea clara de su composición, tomado de Hydrocarbon Reserves of Mexico (Las Reservas de Hidrocarburos de México), PEMEX, Exploración y Producción, Vol II 1999.

El complejo Cantarell se encuentra ubicado en la Plataforma Continental del Golfo de México, frente a las costas de Tabasco y Campeche, aproximadamente a 75 kilómetros al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche. Está constituido por los campos Akal,

Nohoch, Cahac y Kutz, ubicándose en lo que geológicamente se conoce como la Provincia Marina de Coatzacoalcos.

#### Estratigrafía local.

La estratigrafía está determinada por los diferentes pozos perforados en el área, va desde el Jurásico Superior Oxfordiano al Pleistoceno. En el pozo Cantarell-91, está representada la mejor columna estratigráfica, constituida por una potente capa de rocas sedimentarias que incluyen evaporizas en el Jurásico Superior Oxfordiano, rocas carbonatadas en el Jurásico Superior Kimmeridgiano, calizas arcillosas y bituminosas en el Jurásico Superior Tithoniano, dolomías y calizas arcillosas en el Cretácico inferior y Medio, y brechas de clastos dolomitizados en el Cretácico Superior y Paleoceno inferior.

El Terciario se manifiesta por grandes espesores de arcillas, alternando con limonitas, areniscas y carbonatos en el Paleoceno Superior y arenas carbonatadas del Eoceno Medio. El Reciente consta de una alternancia de arcillas y arenas poco consolidadas, cuyos detalles pueden ser encontrados en la figura 11.



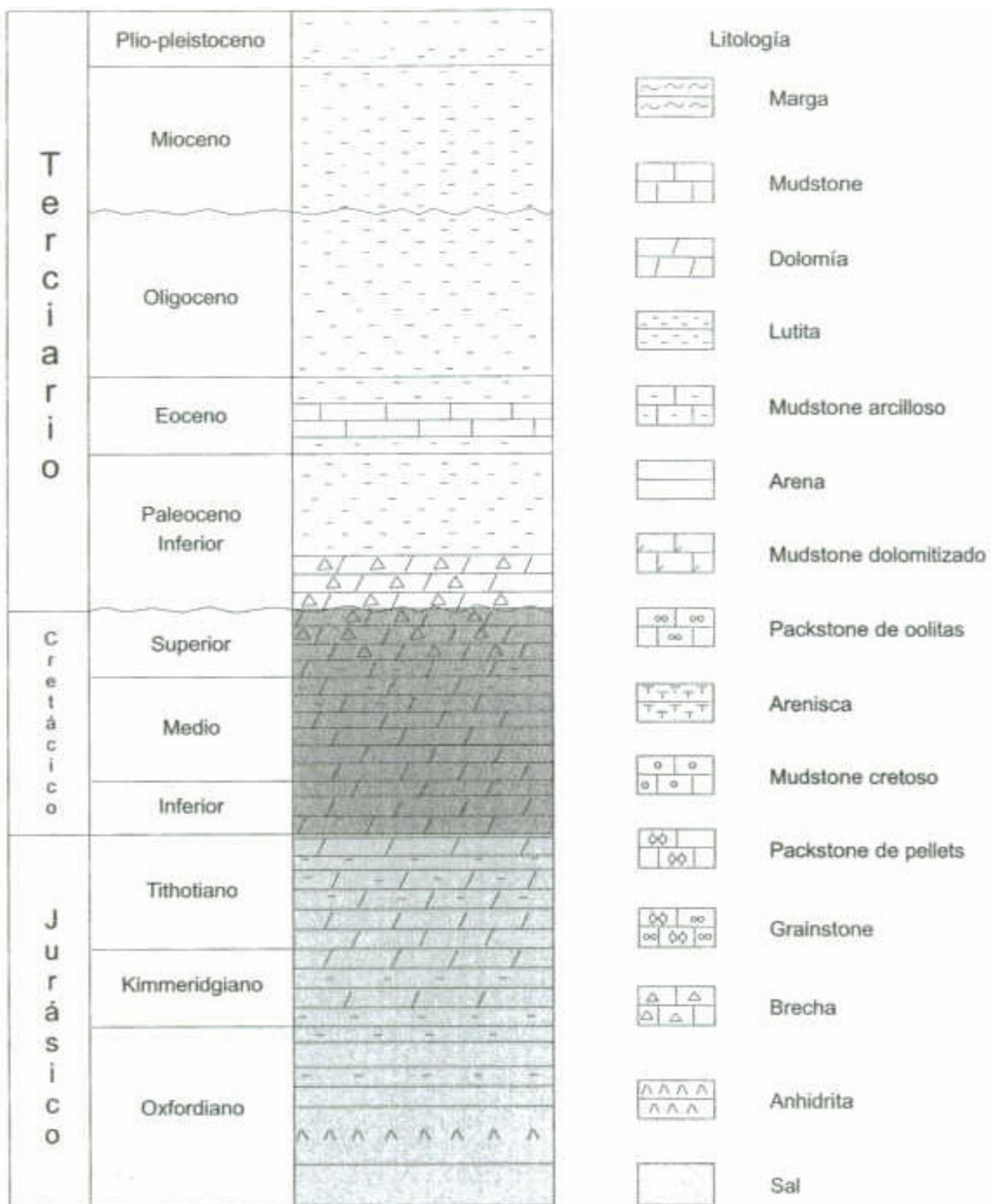


Figura 11. Columna geológica del complejo Cantarell.

Campo Taratunich está ubicado dentro de aguas territoriales del Golfo de México, aproximadamente a 143 kilómetros al noreste del puerto de Dos Bocas, Tabasco.

#### Estratigrafía local.

La estratigrafía varía en edad desde el Jurásico Superior Kimmeridgiano hasta el Reciente-Pleistoceno. El Jurásico Superior Kimmeridgiano en su cima, está constituido por wackestone que varía a un pakstone de pelletoides y oolitas, arcilloso y ocasionalmente dolomítico, con delgados horizontes de mudstone y wackestone bentonítico, observándose hacia la parte media e inferior dolomías arcillosas microcristalinas y sacaroides.

El Jurásico Superior Tithoniano se constituye en su cima, por un mudstone arcilloso de aspecto bituminoso, con delgados horizontes de lutita calcárea. Su parte media está compuesta por una lutita bituminosa y suave que en ocasiones gradúa a marga. Hacia su base se localiza un mudstone arcilloso en partes compacto con laminaciones de lutita calcárea de aspecto bituminoso.

El Cretácico inferior y Medio, está formado por un mudstone que varía a wackestone de interclastos y bioclastos arcillosos ocasionalmente bentonítico, y con presencia de nódulos de pedernal y material arcilloso. El Cretácico Superior y Paleoceno inferior se compone de brechas de clastos dolomitizados con porosidad vulgar y fracturamiento.

En el Terciario, predominan los horizontes de lutitas con delgadas intercalaciones de areniscas de grano fino a medio, bien cementadas en material arcillo-calcáreo. Como rasgo importante, en el Eoceno y el Paleoceno se presentan delgados horizontes de bentonita. En la figura 12 se muestra la columna geológica tipo.

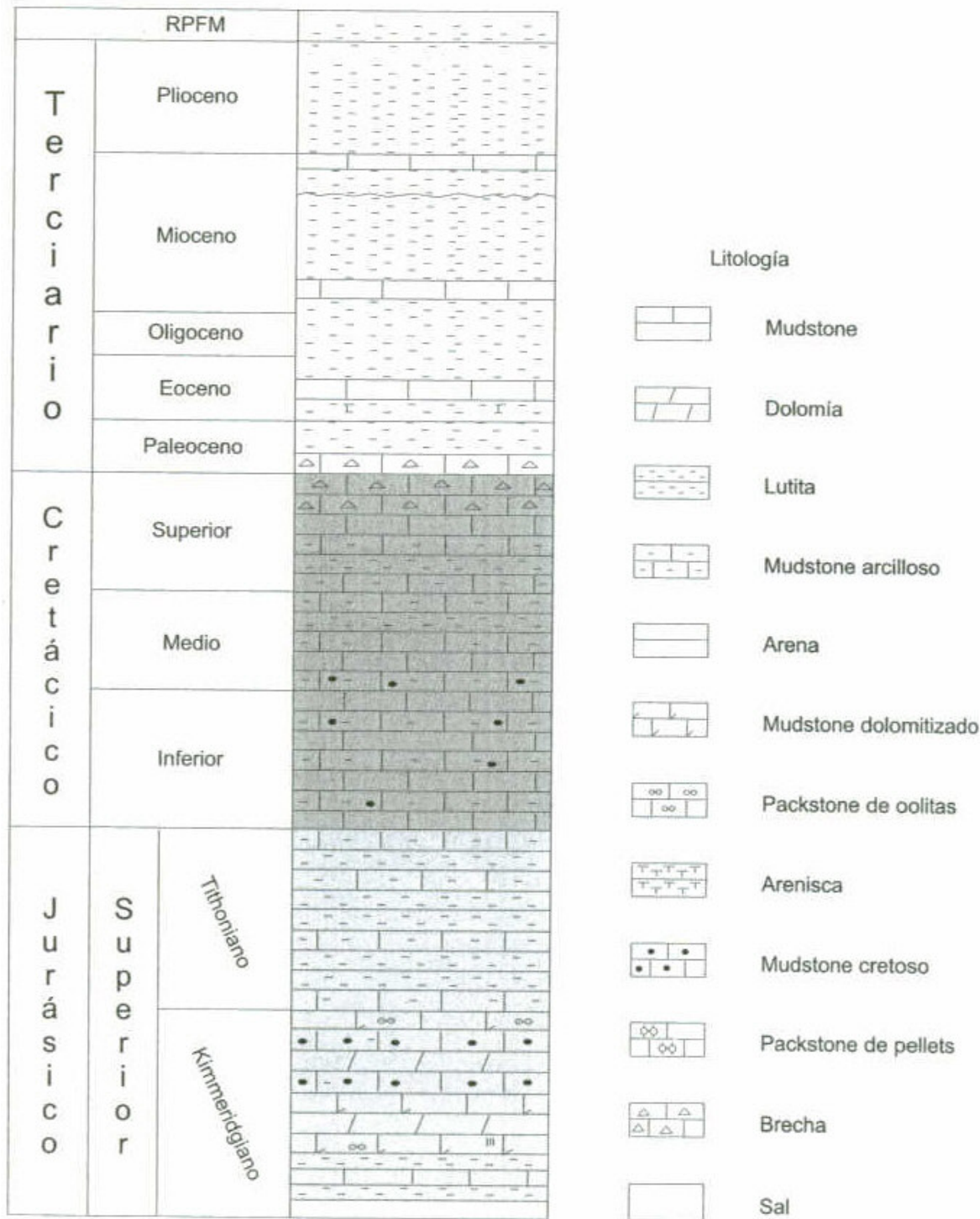


Figura 12. Columna geológica del campo Taratunich.

Campo Mecayucan, pertenece al activo Veracruz de la Región Norte. Se localiza en la porción central del estado de Veracruz, a 55 kilómetros al suroeste del puerto de Veracruz.

Estratigrafía local.

Los pozos del campo han atravesado sedimentos de la plataforma del Cretácico Medio y Superior, sedimentos de talud y cuenca del Cretácico Superior. Así como terrígenos del Terciario.

A nivel del Cretácico Medio, la formación Orizaba está constituida de mudstone que gradúa a grainstone, en partes dolomitizado, de color crema a gris claro, con presencia de micro cavernas y fracturas. En el Cretácico Superior se encuentra la formación Maltrata, que se compone de calizas arcillosas de color café oscuro, con nódulos de pedernal.

La formación Guzmantla de plataforma está constituida por wckestone a packstone de fragmentos biógenos, cambian hacia el este a facies de plataforma externa de la formación Guzmantla Pelágica integrada por calizas arcillosas y sedimentos de cuenca.

La formación San Felipe está constituida por sedimentos calcáreos arcillosos hacia la cima y brechas calcáreas hacia su base. La formación Méndez está compuesta por margas, con algunos desarrollos intercalados de brechas calcáreas.

El Terciario, con un espesor promedio de 1800 metros se compone principalmente por lutitas y lutitas calcáreas, con horizontes intercalados de areniscas. En la figura 13 se puede observar la columna geológica tipo del campo.

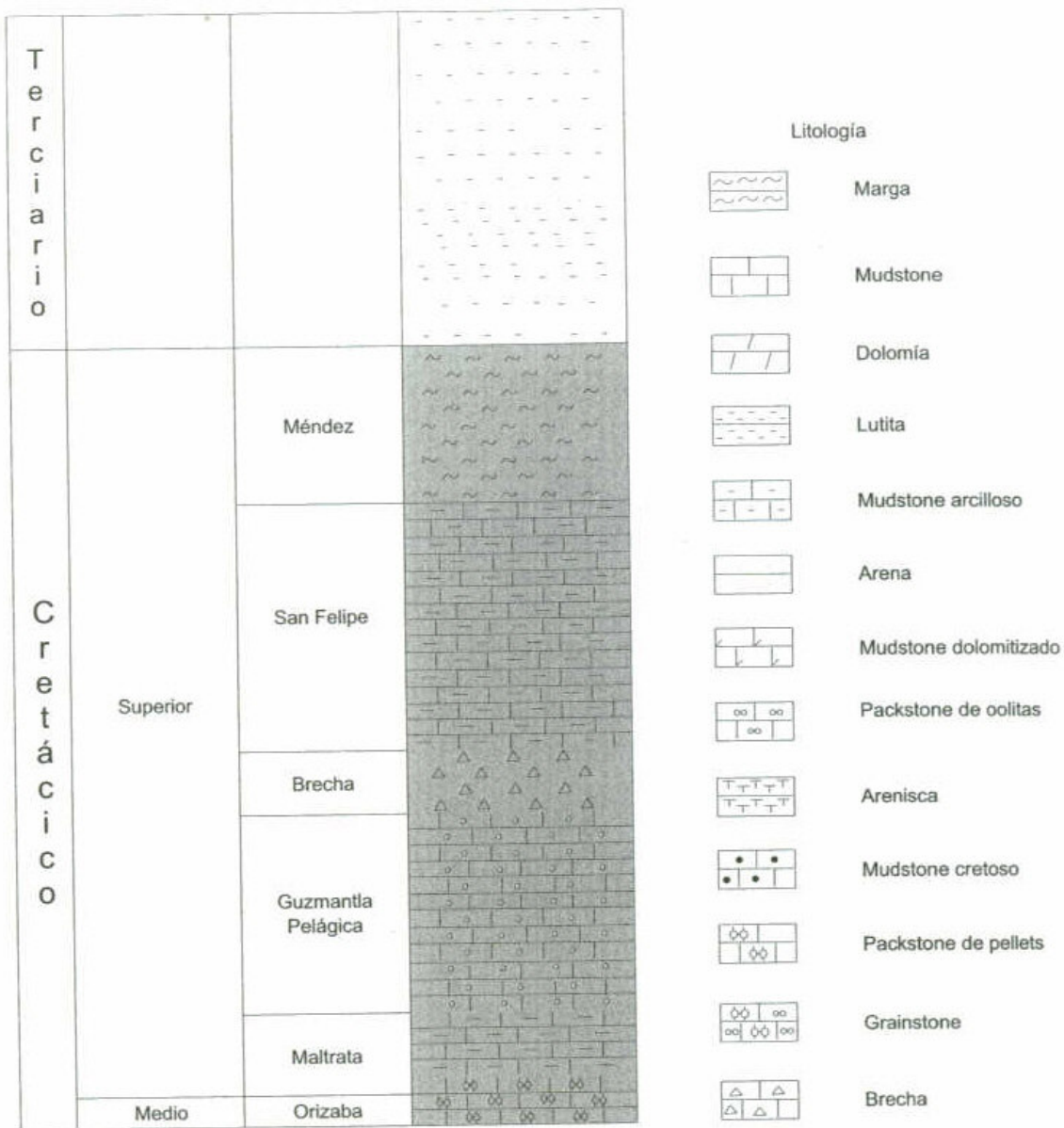


Figura 13. Columna geológica del campo Mecayucan.

Complejo Antonio J. Bermúdez, pertenece al activo de producción Samaria-Sitio Grande de la Región Sur. Se localiza en la porción sur de la República Mexicana, a 20 kilómetros al noroeste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco.

#### Estratigrafía local.

En el complejo Antonio J. Bermúdez, de acuerdo a los datos disponibles de geología del subsuelo, se conoce una columna estratigráfica que va del Jurásico Superior Calloviano al Mioceno Superior. El Calloviano se encuentra representado por una alternancia de dolomías y evaporizas. El Jurásico Superior Oxfordiano se compone de dolomías microcristalinas de color gris claro y café. Para el Jurásico Superior Kimmeridgiano la litología se haya representada por una secuencia de dolomías fracturadas de color café claro y crema, con presencia de porosidad por efectos diagénesis. El Jurásico Superior Tithoniano está constituido por mudstone arcilloso de color café oscuro y negro.

El Cretácico inferior en la base se compone de mudstone y wackestone arcilloso que gradualmente incrementa su dolomitización, llegando a constituir dolomías en la porción superior. Para el Cretácico Medio continúan las dolomías, y en la cima se encuentra un paquete de wackestone de color café oscuro y gris oscuro.

En la base del Cretácico Superior se encuentra una secuencia de mudstone a wackestone que cambia hacia la porción superior a brechas calcarenitas.

La sección del Mesozoico se encuentra cubierta en forma discordante por un potente espesor de sedimentos del Paleoceno al Mioceno Superior, principalmente lutitas con intercalaciones de arenas y areniscas. En la figura 14 se aprecia la columna geológica del campo.

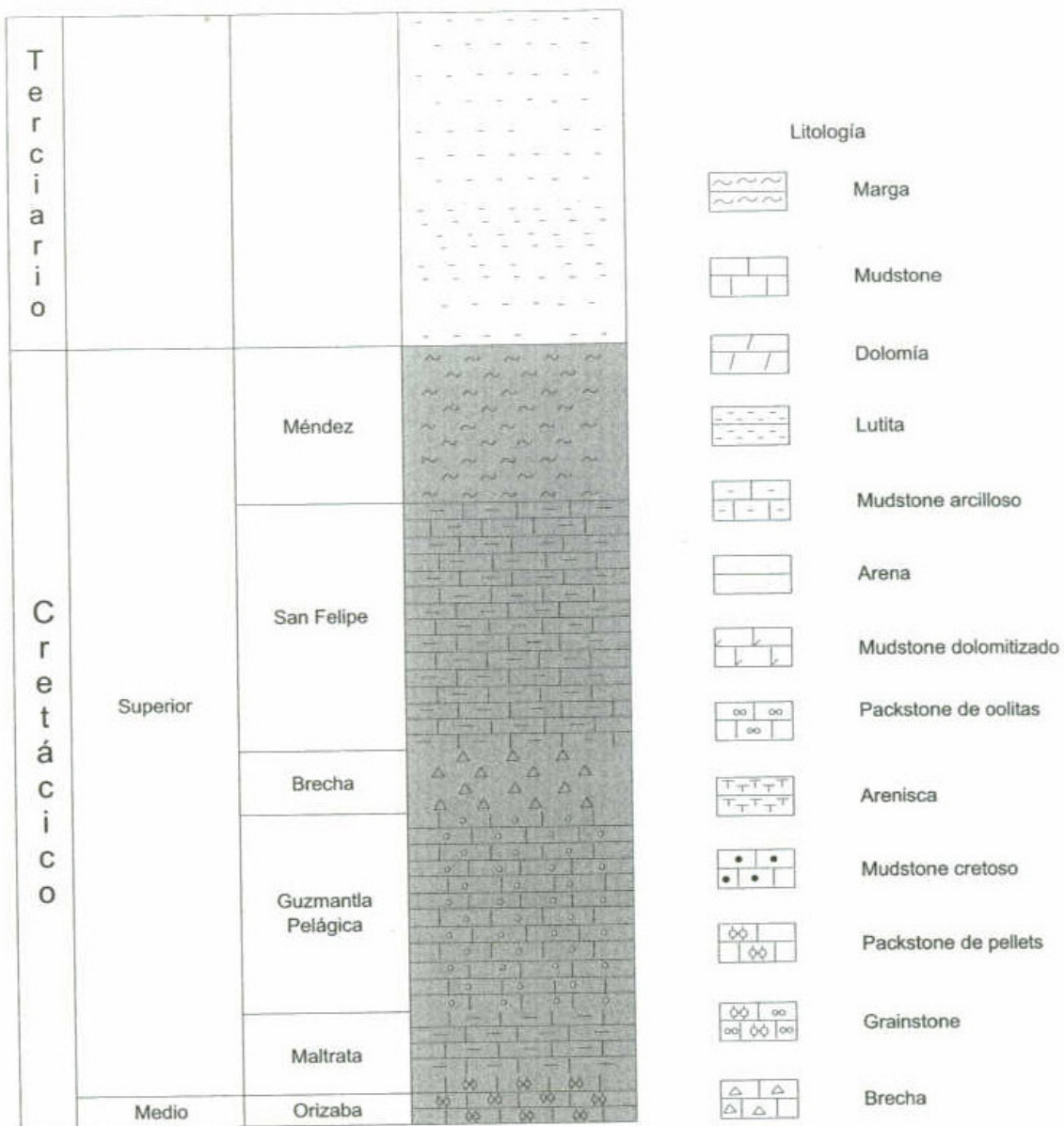


Figura 14. Columna geológica del complejo Antonio J. Bermúdez

**II.3 Características Mineralógicas.**

Al observar y comparar las diferentes columnas geológicas de los pozos se puede estimar que la composición de las rocas atravesadas durante la perforación de un pozo es de lutitas, calizas, dolomías, areniscas; siendo calcita (  $\text{CaCO}_3$  ) Carbonato de Calcio el de mayor porcentaje de un 60-70 %, dolomita  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$  Carbonato de Calcio y Magnesio de un 10 %, Cuarzo(  $\text{SiO}_2$  ) Oxído de silicio de un 10 %, Halita (  $\text{NaCl}$  ) Cloruro de Sodio, Anhidrita (  $\text{CaSO}_4$  ) Sulfato de Calcio y arcillas con un 10 %.

Estos compuestos están presentes en los recortes que se extraen cuando se perfora un pozo.



### III MÉTODOS DE DESTINO DE DESECHOS SÓLIDOS FINALES DE PERFORACIÓN.

#### III.1 Clasificación de los contaminantes generados.

Cualquier industria, sea cual fuese su giro de trabajo, genera contaminantes, cuyo volumen e impacto depende del tamaño y tipo de industria.

En términos generales se clasifican los contaminantes generados de industria en tres grupos.

- a) Desperdicios de procesos de fabricación.
- b) Aguas usadas como agentes enfriantes en procesos industriales.
- c) Desperdicios de uso sanitario.

Existen además otros criterios para clasificar los desechos: por su fuente de emisión, por su estado físico y por su grado de toxicidad, entre otros.

Particularmente en la industria petrolera y, más específicamente en una plataforma fija de perforación, se clasifican de acuerdo a su estado físico en sólidos, líquidos y gaseosos.

Sólidos.

Los desechos sólidos que se generan en plataformas, producto de sus operaciones son: recortes de perforación, material químico, basura y chatarra<sup>17,18</sup>.

Los recortes de perforación son los detritos originados por la fricción debido a la barrena, sobre las formaciones rocosas que se van atravesando durante la perforación de un pozo. Estos recortes son desalojados del agujero mediante la circulación de los lodos de perforación para ser tratados.

Los lodos base agua se utilizan en las primeras etapas de perforación y son sustituidos a mayores profundidades, debido principalmente a su inestabilidad a altas temperaturas y porque son susceptibles de contaminarse por la formación.

Los lodos base aceite están formados por una mezcla aceite-agua, donde el aceite está en proporción mayor del 50%, además de otros aditivos emulsificantes, cuya composición depende del producto comercial. Estos lodos por sus características, presentan

mayores ventajas en la perforación que los de base agua, debido principalmente a que soportan mayores presiones y temperaturas, son estables a contaminantes de formación y permiten mayor enfriamiento y lubricación de la sarta de perforación. Sin embargo, su utilización está restringida a ciertas etapas de perforación debido a su alto costo<sup>17</sup>.

### **III.2 Fluidos espumosos.**

La industria del petróleo sigue estudiando nuevos caminos para producir hidrocarburos a un menor costo efectivo; la continua demanda de una nueva tecnología y las innovaciones continúan creciendo. La aplicación de sistemas de fluidos espumosos de la industria petrolera está ganando gran aceptación, debido a la posibilidad de modificar muchas propiedades deseables de los fluidos espumosos para las operaciones de campo.

Los fluidos espumosos se elaboran inyectando agua y surfactantes espumosos, en una corriente de aire, creando una espuma viscosa. Las espumas estables se hacen inyectando un lodo conteniendo surfactantes espumosos a una corriente de aire.

La capacidad de acarreo de estos fluidos depende en mayor grado de la viscosidad del fluido que de la velocidad del espacio anular. Las espumas se utilizan cuando existen flujos débiles de las formaciones atravesadas; en comparación con el aire, la espuma ejerce una presión mayor, que actúa sobre los fluidos de las formaciones<sup>19</sup>.

Actualmente, el fluido espumoso puede prepararse para tener una gran capacidad de acarreo, baja densidad y bajo filtrado, originando con esto un fluido ideal para una perforación bajo balance, por su gran capacidad de acarreo se les utiliza como fluidos fracturantes, pueden ser recuperados completamente después de las operaciones de fracturamiento, y solamente una pequeña cantidad de líquido es colocada en la fractura.

Los fluidos espumosos son mezclas complejas de gas, de líquido y de un surfactante cuyas propiedades reológicas, el esfuerzo de corte y la viscosidad son influenciadas por parámetros como la temperatura, y la presión, las propiedades de la fase líquida, la estabilidad de la espuma, la textura de la espuma y el tipo y concentración del surfactante.

Los cambios en estos parámetros afectan las propiedades de flujo del fluido espumoso y puede cambiar enérgicamente el comportamiento hidráulico. Este efecto puede

afectar la viscosidad, el almacenamiento de energía y la predicción de las pérdidas por fricción<sup>20</sup>.

En la industria básica, donde se realizan las actividades de exploración y producción, en las que se utilizan diferentes fluidos para perforación y acarreo de los recortes, estas actividades afectan al entorno al liberar desechos a concentraciones más allá de las normales: hidrocarburos, sólidos contaminados con hidrocarburo, agua contaminada con sólidos disueltos o suspendidos, y otros elementos químicos. Mientras que algunos de estos desechos pueden tener efectos adversos sobre el ambiente, otros tendrán poco impacto y otros más, incluso pueden resultar beneficiosos.

Los primeros pasos que debe dar la industria petrolera para reducir o eliminar su impacto, adverso al medio ambiente, es el de adoptar un enfoque pro-activo en la administración de sus operaciones, y estar mejor preparada en aquellas actividades que pueden dañar parcialmente su entorno. El enfoque pro-activo involucra la adopción de una actitud ambiental responsable que vaya más allá de sólo cumplir con las normas y, proteger realmente el entorno durante la realización de su negocio.

Entre los desechos de la perforación se incluyen los recortes y los fluidos para perforar. Estos residuos salen contaminados en forma general con materiales como aceites minerales, diesel, naftas, asfaltos, sílice y arcillas; que son usados como densificantes, emulsificantes, dispersantes, reductores de la pérdida de fluidez y viscosificantes. El hidrocarburo más usado es el diesel. Los fluidos para la perforación contienen normalmente metales pesados como bario (Ba), cromo (Cr), cadmio (Cd), mercurio (Hg) y plomo (Pb).

Otro factor, que impacta al ambiente, es el almacenado de recortes y fluidos de la perforación en presas de desecho, construidas en los alrededores donde se está perforando, ya que esto puede causar impactos ambientales en zonas de alta precipitación fluvial.

El tratamiento de los recortes y residuos peligrosos generados durante la perforación del pozo; siempre ha generado un gran problema para la industria del petróleo, al requerir un buen balance entre producción y los costos que implican el establecer un método de tratamiento de residuos. Esta situación se ha venido agudizando a partir de la entrada en vigor de nuevas leyes ecológicas y normas técnicas más estrictas en materia de protección ambiental.

| Normas Técnicas Ecológicas derogadas en 1993*  | Normas Oficiales Mexicanas para residuos peligrosos*  |
|--|---|
| NTE-CRP-001/88 Establece los criterios para determinar los RP y el listado de los mismos (DOF, 6 junio de 1988).   | NOM-CRP-001/93 Establece las características de los RP, el listado de los mismos y los límites que hacen a un RP por su toxicidad al ambiente.  |
| NTE-CRP-002/88 Establece los procedimientos para efectuar la prueba de extracción mediante la cual se determinan los constituyentes que hacen peligroso a un residuo (DOF 14 diciembre de 1988). | NOM-CRP-002/93 Establece el procedimiento para llevar a cabo la prueba de extracción para determinar los constituyentes que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al medio ambiente |
| NTE-CRP-003/88 Establece la incompatibilidad entre dos o más RP (DOF, 14 de diciembre de 1988).  | NOM-CRP-003/93 Establece el procedimiento para determinar la incompatibilidad entre dos o más residuos considerados como peligrosos por la Norma Oficial Mexicana                           |
| NTE-CRP-008/88 Establece los requisitos que debe tener un confinamiento para RP, exceptuando los radiactivos (DOF, 6 de junio de 1998).  | NOM-CRP-004/93 Establece los requisitos que deben reunir los sitios destinados al confinamiento controlado de RP, excepto los radiactivos.  |
| NTE-CRP-009/88 Establece los requisitos técnicos para diseñar y construir las obras complementarias de un confinamiento controlado para RP (DOF, 8 de septiembre de 1989).                       | NOM-CRP-005/93 Establece los requisitos para el diseño y construcción de las obras complementarias de un confinamiento controlado de residuos peligrosos.                                   |
| NTE-CRP-010/88 Establece los requisitos que deben observarse para diseñar, construir y operar las celdas de confinamiento controlado para RP (DOF, 14 de diciembre de 1988).                     | NOM-CRP-006/93 Establece los requisitos que deben observarse en el diseño, construcción y operación de celdas de un confinamiento controlado para residuos peligrosos.                      |
| NTE-CRP-011/88 Establece los requisitos para operar un confinamiento controlado de RP (DOF, 13 de diciembre de 1989).  | NOM-CRP-007/93 Establece los requisitos para la operación de un confinamiento controlado de residuos peligrosos.  |
| *Consultar el informe de la Situación General en Materia de Equilibrio Ecológico y protección al ambiente 1991-1992, Instituto Nacional de Ecología Sedesol.                                     | *Consultar el Diario Oficial de la Federación (octubre 22 de 1993).<br>RP=Residuo Peligroso   |

En la tabla anterior se muestran las normas con respecto a los residuos peligrosos (RP).

**IV****MÉTODOS DE TRATAMIENTO DE  
DESECHOS SÓLIDOS DE  
PERFORACIÓN.**

Una vez identificados los contaminantes, así como las operaciones en las que se generan, es necesario el planteamiento de las alternativas de solución.

Actualmente, algunos desechos contaminantes generados son vertidos al mar, otros son recolectados, transportados, confinados en lugares especiales e incinerados, aunque estas acciones requieren cumplir con ciertos requisitos y reglamentaciones para llevarse a cabo.

Las técnicas propuestas para tratar y manejar cada uno de los diferentes tipos de contaminantes (sólidos, líquidos y gaseosos) son:

**IV.1 Contaminantes sólidos.**

**IV.1.1 Encapsulación de hidrocarburos.** Proceso de tratamiento a recortes de perforación impregnados con lodos base aceite (Fig 15).

El proceso involucra tres etapas principales.

Etapas 1. Preparación.

Etapas 2. Separación.

Etapas 3. Encapsulado.

Etapas 1. Preparación. La carga inicial constituida principalmente por recortes de perforación (sólidos) y de lodo de perforación (sólidos y agua), se depositan en un tanque, con agitadores y serpentín de vapor. Aquí la carga inicial se somete a una temperatura de 80 °C para hacer la fase fluida menos viscosa y lograr una mayor y más fácil separación de las fases líquidas y sólidas.

Etapas 2. Separación. La carga obtenida de la etapa 1, se hace pasar por una criba vibradora (malla 200) para volver a separar sólidos de líquidos.

En esta etapa se obtienen dos productos.

1.- La carga fluida compuesta por lodo base aceite, sólidos menores a 74 micras y agua<sup>17</sup>.

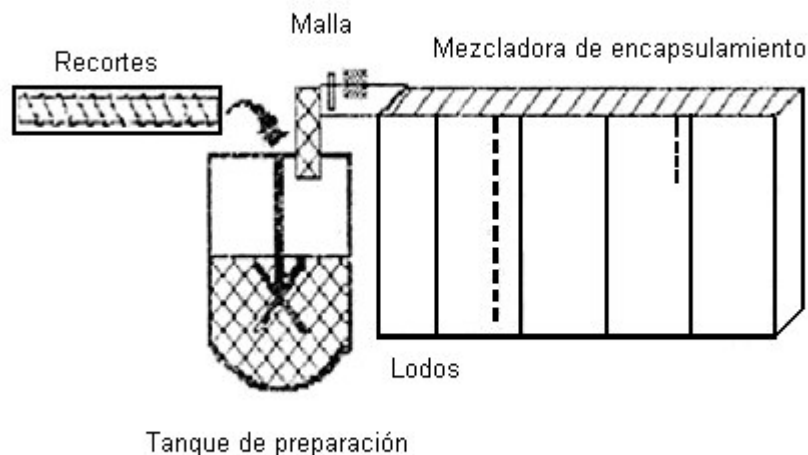
2.- La carga intermedia compuesta por los recortes de perforación impregnados con lodo base aceite<sup>21,22</sup> (sólidos mayores de 74 micras).

El primer producto, denominado la “carga fluida“, se envía a una planta de lodos para su limpieza y reutilización, debido a que este lodo contiene parte de sus elementos para volver a ser funcional.

El segundo producto la “carga intermedia“, se enviará a una mezcladora de listón para continuar con la etapa 3.

Etapa 3. Encapsulado. Esta es la etapa más importante del proceso del tratamiento.

Una vez que la “carga intermedia“ se encuentra en la mezcladora de listón, se rocía con un emulsificante, con la finalidad de absorber y emulsificar los hidrocarburos en gotas microscópicas. Cada microgota de aceite es rodeada por la solución emulsificante. El tamaño típico de la partícula es menor de 2 micras.



**Figura 15 Proceso de la encapsulación de los recortes<sup>21</sup>.**

El emulsificante no debe contener solventes o cualquier otro material ambientalmente peligroso.

Una vez que se ha hecho la emulsificación (no se observa alguna reacción entre el emulsificante y los hidrocarburos), se rocía la carga con un reactivo a base de silicato. Produciéndose instantáneamente una reacción química con el emulsificante, formando sílice puro, (amorfo, estable e insoluble) presentándose como una cápsula de sílice sólida, con un interior de forma hexagonal, tipo panal.

El hidrocarburo queda atrapado dentro de la cápsula de sílice.

Esta cápsula tiene las siguientes características.

a) Sílice amorfo. Por su composición química es insoluble. Sus aplicaciones a la ingeniería han sido aceptadas por siglos en un vasto campo de diseños y condiciones. El sílice amorfo no es propenso a la fractura

b) Estructura sólida. La cápsula de sílice es de un material estructuralmente estable que le otorga su alto grado de durabilidad.

c) Tamaño de la cápsula óptimo. El tamaño de la cápsula de 2 micras tiene alta resistencia a la degradación mecánica (presión por unidad de área).

d) Impermeable. Las superficies lisas evitan que los elementos agresivos penetren al interior de la cápsula.

e) Interior del panal. La estructura interior de forma hexagonal tipo panal de la cápsula evita que el aceite escape al ambiente. Bajo mediciones de pruebas destructivas se ha demostrado su integridad estructural. Posteriormente se descarga el material y se envía a un secador que elimina la humedad resultando el producto final.

Equipo y material necesario: tanque con agitadores, serpentín de vapor, bombas centrífugas, vibrador, malla 200, mezcladora de listón emulsificante de recortes impregnados con lodos base aceite<sup>17</sup>.

#### **IV.1.2 Inyección de recortes.**

El proceso de inyección de recortes consiste, en forma general, en la transformación de recortes y fluidos impregnados (lodos de perforación) en una lechada bombeable; la cual se inyecta, en una zona previamente seleccionada de la formación, por el espacio anular entre dos tuberías de revestimiento.

El principio básico de inyectar los recortes a la formación consiste de tres pasos o etapas:



---

#### Etapa 1.-Selección del intervalo.

Se debe elegir un intervalo adecuado de la formación; existente entre dos tuberías de revestimiento, mediante un análisis litológico se debe determinar una zona porosa y permeable, la cual admite fluidos y presenta capas sellantes tanto superior como inferior, para impedir el movimiento vertical del flujo, esto es, que la permeabilidad en esta dirección sea muy baja o nula.

#### Etapa 2.- Diseño del pozo.

Los aspectos fundamentales de diseño, para lograr inyectar los recortes, son tres:

- a) Determinación de los gradientes de presión de formación y fractura.
- b) Diseño de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- c) Diseño de la cementación.

La apropiada determinación de los gradientes de presión y fractura<sup>21</sup> permiten definir correctamente las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento. La correcta y eficiente cementación de las tuberías evitará posibles canalizaciones del fluido (lechada de recortes) a través de las paredes del pozo.

La inyección de la lechada se lleva a cabo en el espacio anular entre dos tuberías; la tubería de revestimiento superficial y la tubería de revestimiento intermedia. La altura del cemento de la primera tubería intermedia, debe quedar bajo la zapata de la tubería superficial a una distancia de 500 a 700 m que será la zona en donde se inyectará la lechada del recorte<sup>21,22</sup>.

Es necesario efectuar una prueba de admisión en la zona de inyección, para determinar la presión a la cual se deberá bombear la lechada de recortes.

#### Etapa 3.- Transformación del recorte.

Se requiere transformar los recortes, impregnados de lodo, en una lechada “ bombeable “;para que sea inyectado a través del espacio anular entre la tubería de revestimiento.

Para la transformación del recorte sólido en lechada, se requiere del siguiente equipo (Fig. 16).

- a) Canal de transporte de recortes.
- b) Presa de distribución.

- c) Presa de tratamiento y succión.
- d) Bomba de diafragma de circulación.
- e) Bomba triplex de inyección<sup>17,21,23,24</sup>.

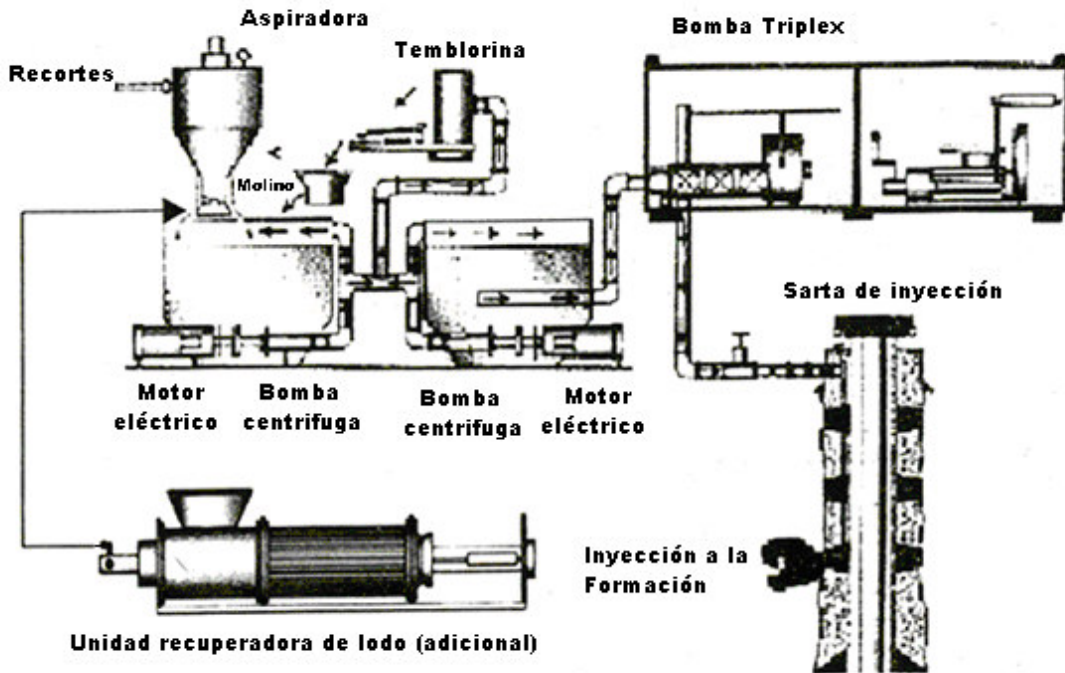


Figura 16 Diagrama del equipo para la inyección de recortes<sup>23</sup>.

#### IV.1.3 Lavado de recortes.

Una tecnología para el lavado de recortes impregnados de aceite, consiste básicamente de tres etapas (Fig 17).

##### 1.- Lavado del Recorte.

Concentrar todos los sólidos generados durante la perforación (recortes y desechos de los equipos de control del sólido del lodo) al inicio del sistema lavador. Para el lavado de los sólidos se requiere de un medio de transporte para canalizarlos al equipo de lavado. En el caso de los recortes estos se transportan por medio de la solución lavadora (95% agua y 5% detergentes surfactantes<sup>21</sup>) con la finalidad de iniciar la limpieza, antes de depositarlos en el tanque lavador, el cual mediante movimiento rotacional (10-25 r.p.m. según sea la

---

necesidad) separa los recortes del aceite que lleva impregnado, el tiempo de contacto varía de 2 a 5 minutos, dependiendo del porcentaje de aceite, recorte y producto lavador.

Se coloca una criba en la descarga del tanque. La cual separa los sólidos (recorte limpio) y permite (por gravedad) el paso del fluido, el contenido de este último es la solución lavadora debido al grado de eficiencia, contiene aceites separados del recorte y sólidos finos (menores a 117 micras) no detenidos por la criba.

En un proceso eficiente los recortes limpios no deben tener un contenido mayor de 5% en peso de aceite (reglamentación de PEMEX con estudios hechos por el IMP); la agencia de protección del ambiente (EPA) de Estados Unidos de América en 1994 estableció el 2%, además se deben separar entre 85-90% de los sólidos totales, los cuales pueden vertirse al mar.

### 2.- Separación Líquido-Sólido.

El fluido que proviene de la primera etapa consiste de: solución lavadora, aceites separados y sólidos finos; por lo que se requiere una separación bifásica (líquido-sólido) para eliminar la mayoría de los sólidos. Esto se logra haciendo circular la mezcla a través de un separador centrífugo de dos fases, eliminando los sólidos hasta de 5 micras; los sólidos así separados se vierten en el mar<sup>21,23</sup>.

### 3.- Separación sólido-agua-aceite.

La fase líquida descargada en la etapa anterior contiene: solución lavadora, aceite y sólidos ultra finos; ésta se hace pasar por un separador trifásico de acción centrífuga eliminando los sólidos, separando aceite y agua.

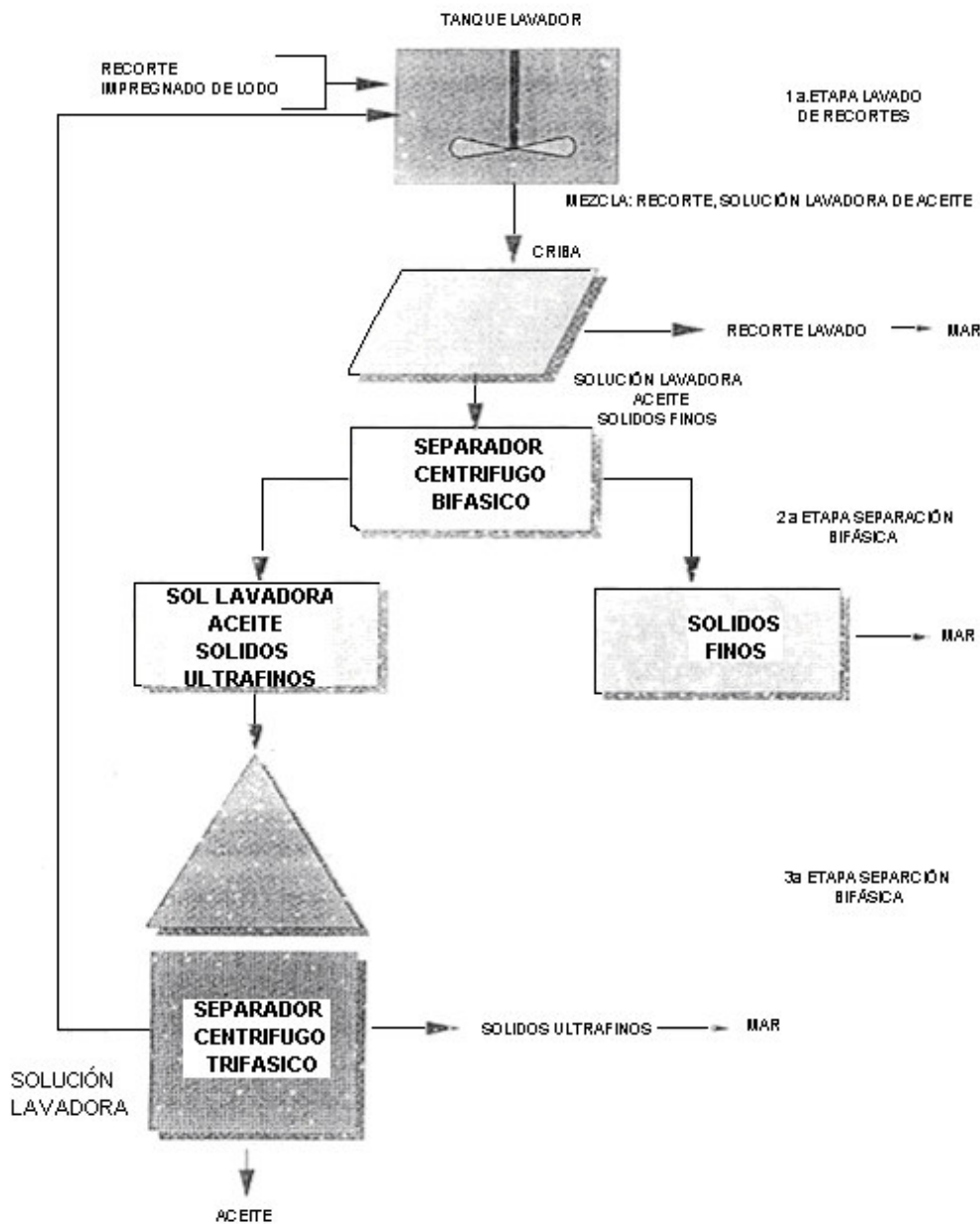


Figura 17 Proceso del lavado de los recortes<sup>17</sup>.

El sólido se vierte al mar, el aceite puede reutilizarse (para lodos), o bien almacenarse para su traslado a disposición, y las aguas de solución lavadora se puede reciclar nuevamente al proceso<sup>26</sup>.

Este proceso para poder hacerlo en las plataformas requiere de un área aproximada de 25 m<sup>2</sup> y el lugar para su instalación es el piso de producción.

El volumen de los recortes a lavar no es limitante, debido a que, en el equipo descrito anteriormente se pueden procesar hasta 6 toneladas por hora y el promedio estadístico de la generación de recortes es de 2 toneladas por hora<sup>23</sup>.

A diferencia del proceso de Inyección, con este proceso no se altera ni influye en las condiciones de la formación y puede ser empleado en plataforma y todo pozo que se perfora<sup>17</sup>.

#### **IV.2 Transportación a tierra del recorte impregnado de fluido** (lavado de recorte en tierra).

Otra alternativa para el manejo y control en plataformas marinas, de recortes generados durante la perforación, impregnados con lodo base aceite, consiste en recolectarlos en contenedores y enviarlos a una planta de tratamiento en tierra, esto permite realizar un proceso de limpieza del recorte en un lugar adecuado sin problemas de espacio, tiempo y manejo. Evitando así el vertir desechos tóxicos al mar. Para llevar a cabo esto se debe tener una buena coordinación de logística.

El lavado de los recortes en tierra presenta varias ventajas, algunas de estas son:

- a) No se vertirá el recorte al mar, por lo tanto, no habrá contaminación.
- b) No se tendrá límite de espacio, ni problemas de manejo, transporte del equipo e instalación dificultosa.
- c) Podrá emplearse para cualquier pozo, no es limitante para uno solo.
- d) Se disminuyen los tiempos de espera.
- e) El costo para movilizar los recortes de las plataformas es mucho menor que el requerido para instalar equipo en cada una de ellas.

Para la disposición final de recortes limpios se dispone de lugares exclusivos, los cuales son cuencas y desniveles, con el fin de rellenarlos, cubriendo la cuenca con una película de polietileno para evitar posibles filtraciones y una vez nivelado el terreno se cubren los recortes con una capa de cemento o asfalto, para que quede totalmente aislado, posteriormente esta área se puede utilizar para estacionamientos, canchas deportivas etc.

#### Sistemas Físico-químicos

En un sistema físico-químico los sólidos son separados de los líquidos por medio de un criba o colador; los sólidos se maceran o se trituran y se transfieren a un tanque de almacenamiento, de donde, posteriormente podrán ser bombeados al mar en una zona libre de restricciones. Los líquidos son tratados químicamente (con cloro o hipoclorito de sodio) para destruir sustancias químicas, bacterias y controlar olores.

Fluidos de perforación base aceite.

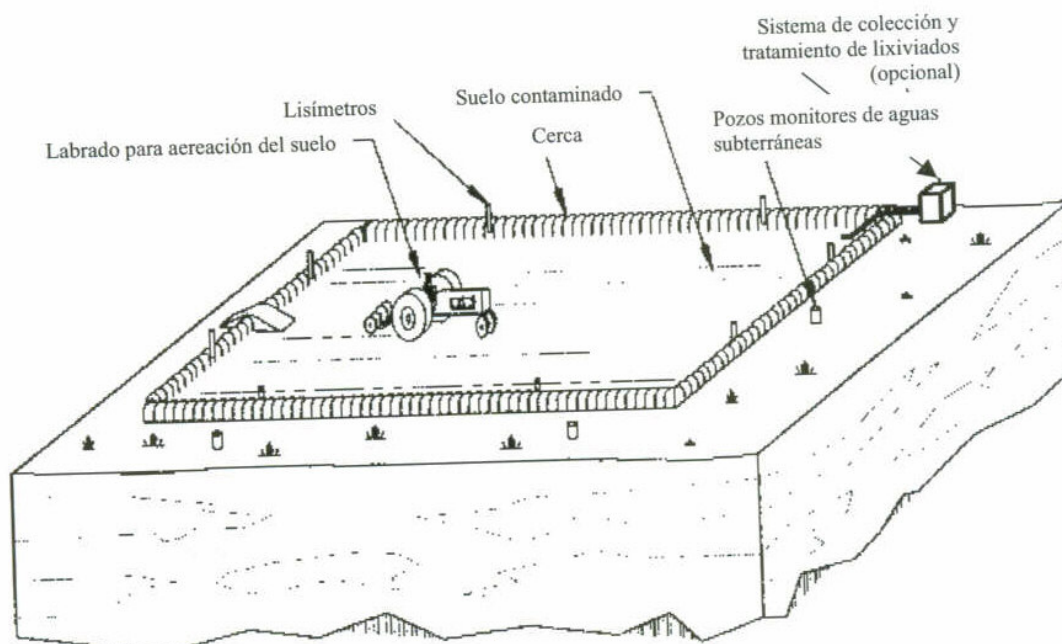
Los lodos de perforación base aceite se recirculan durante la perforación debido a su elevado costo y su grado de toxicidad. Estos se cargan en embarcaciones loderas, y son transportados a tierra, donde se someten a un tratamiento de reacondicionamiento para ser reutilizados en otras perforaciones<sup>17</sup>.

Esta técnica es recomendable para hacer disposición hacia cuerpos de agua (o bien) realizar un esparcimiento en suelos, asimismo es muy comúnmente usada en combinación con otras tecnologías: bio-restauración, incineración y solidificación<sup>26</sup>.

### **IV.3 Bio-restauración.**

Landfarming.

El landfarming o técnica de labrado, es una tecnología de bio-restauración en la cual los sólidos contaminados, sedimentos, o ripios (materiales de desecho para rellenar) son depositados en la superficie del suelo y periódicamente movidos o arados para oxigenar el desecho, con lo cual se reduce la concentración de los constituyentes a niveles aceptables para un posterior uso de la tierra. La técnica de labrado es desarrollada en el sitio y pueden hacerse varias aplicaciones de desechos con el tiempo. Adicionalmente, los desechos sólidos esparcidos no deben contener constituyentes con concentraciones peligrosas para los animales, suelo y vegetación (Fig 18).



**Figura 18 Técnica de labrado<sup>26</sup>.**

Las condiciones del suelo deben estar controladas para optimizar la velocidad de degradación de los contaminantes; las condiciones que normalmente se controlan incluyen: nivel de humedad, nivel de oxígeno, nutrientes como nitrógeno ( $N_2$ ) y fósforo (P), pH, etc<sup>18</sup>.

Esta técnica ha sido probada satisfactoriamente en el tratamiento de los residuos de petróleo (mientras más ligeros, más eficiente es la técnica, pues se aprovecha la volatilidad de los fluidos).

El proceso se puede resumir en los siguientes pasos:

- 1.- Recolección de recortes.
- 2.- Apilamiento temporal de recortes.
- 3.- Caracterización de recortes.
- 4.- Determinación de los contaminantes constituyentes.
- 5.- Determinación del área máxima de esparcimiento, basado en criterios de carga máxima de contaminantes.

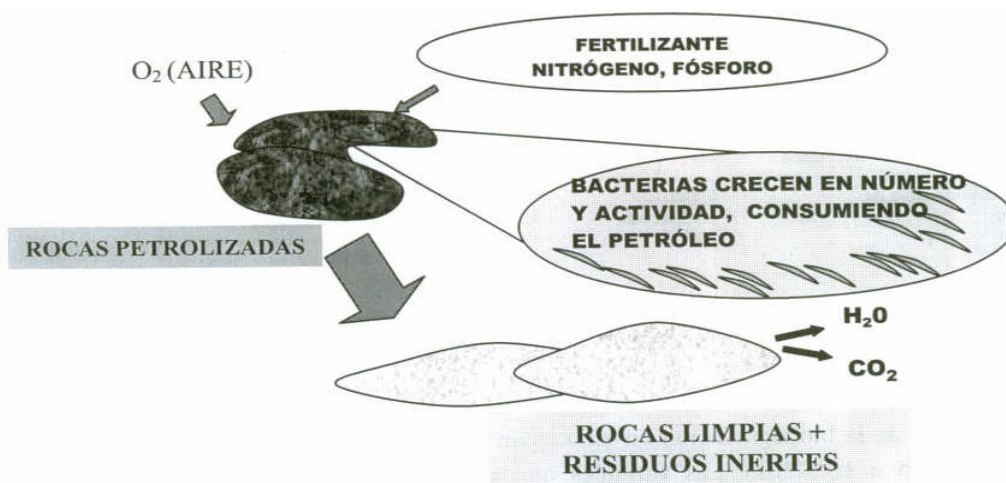
- 6.- Esparcimiento del material arado y mezcla (para lo cual se necesitan cargadores, tractores de arrastre, etc).
- 7.- Caracterización del suelo.
- 8.- Aplicación de fertilizantes y arado continuo<sup>26</sup>.

#### **IV.3.1 Biodegradación.**

Aunque ya sea ha hablado de técnicas que se caracterizan por relaciones con procesos biológicos, en el manejo de los desechos, en esta ocasión se describirá de forma individual; ya que la característica principal de la técnica de Biodegradación es la posibilidad de utilizar bacterias aclimatadas (son bacterias ajenas al proceso y se disponen en recipientes con condiciones especiales de temperatura para mantenerlas vivas), a diferencia del método de labrado.

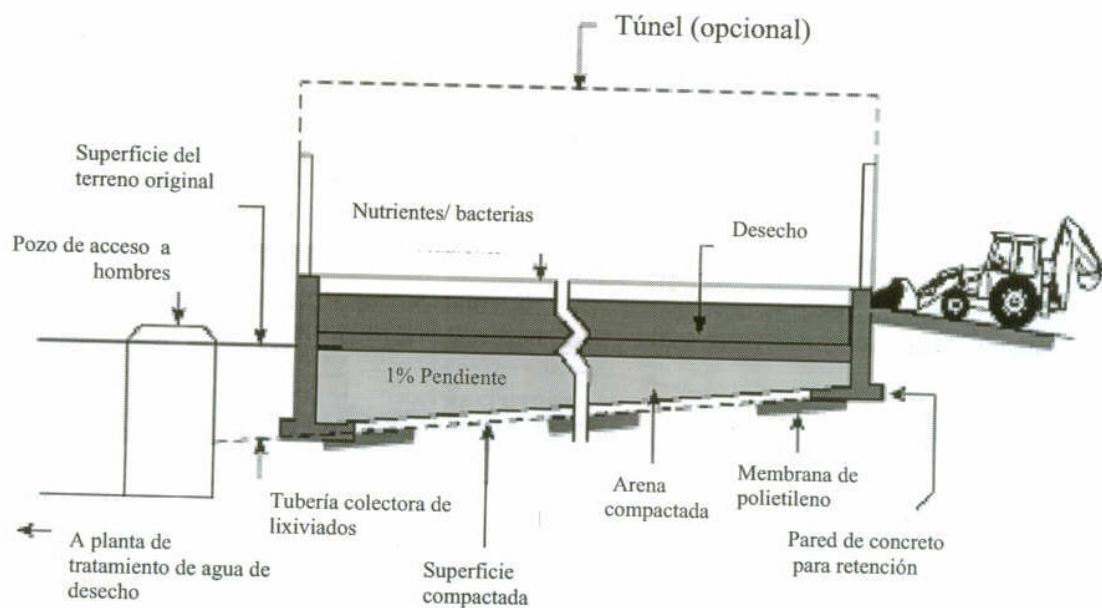
La biodegradación es un proceso en el que microorganismos (propios o añadidos) degradan (metabolizan) los contaminantes orgánicos presentes en el suelo o agua/suelo; en presencia de suficiente oxígeno (condiciones aeróbicas) los microorganismos podrán convertir completamente muchos contaminantes orgánicos a dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), agua (H<sub>2</sub>O) y masa de célula microbiana. En ausencia de oxígeno (condiciones anaeróbicas) los contaminantes serán completamente metabolizados a metano, una limitada cantidad de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), y cantidades trazas de gas hidrogenado (Fig 19); algunos contaminantes pueden ser degradados (a productos intermedios) que pueden ser menos, igual, o más peligrosos que el contaminante original<sup>18</sup>.





**Figura 19 Proceso de degradación<sup>26</sup>.**

La biodegradación en el suelo típicamente involucra la inyección de agua no contaminada, mezclada con nutrientes y saturada con oxígeno ( $O_2$ ) disuelto; algunas veces microorganismos aclimatados y/o alguna fuente de oxígeno, tal como peróxido de hidrógeno, son igualmente añadidos. Una galería de infiltración (o sistema de irrigación en spray) es típicamente usada para suelos muy bajos en humedad. La biodegradación ha sido satisfactoriamente usada para restaurar suelos contaminados con petróleo, solventes, pesticidas, y otros químicos (Fig 20). Un aspecto importante, consiste en que la circulación de soluciones (basadas en agua) a través del suelo puede incrementar la movilidad del contaminante y se necesitaría tratamiento de capas subterráneas.



**Figura 20 Técnica de biodegradación<sup>26</sup>**

### IV.3.2 Confinamiento en el suelo.

Esta tecnología se basa en la construcción de rellenos especiales, con facilidades para monitoreo, diseñados para el confinamiento de grandes volúmenes de desechos. En el diseño y construcción de los rellenos, para confinamiento se deben considerar los siguientes aspectos:

- El espacio debe ser adecuado para almacenar desechos durante un largo período de tiempo.
- Debe ser colocada una capa impermeable en el fondo del confinamiento, paredes y tope para que la fosa pueda contener completamente los desechos.
- Los desechos deben ser previamente tratados y mezclados con tierra del mismo lugar. Deben instalarse sistemas que permitan monitorear el terreno para conocer la efectividad del contenedor, es decir, para que no haya lixiviación (lavado) de los contaminantes.

- Se deben tomar previsiones especiales para la disposición de desechos líquidos, o prohibir la utilización de esta técnica.
- Es importante, una vez realizado el confinamiento, cubrir la parte superior con tierra formando una capa de por lo menos un metro, y luego sembrar en la superficie vegetación de la misma zona.
- Cumplir con las normas técnicas y legales, en cuanto a la separación con cuerpos de agua.

Aplicar esta técnica, debe tenerse en cuenta que todos los rellenos (de este tipo) pueden ser construidos siguiendo un mismo patrón y, que los desechos industriales deben ser dispuestos siguiendo un criterio adecuado y un apropiado monitoreo. Los sitios de confinamiento deben ser controlados.

#### **IV.4 Incineración.**

La incineración utiliza la combustión para convertir desechos en un menor volumen de materiales. La incineración puede referirse a una práctica de quemado de desechos a cielo abierto en fosas o al quemado en incineradores comerciales; aunque el grado de la combustión logrado en incineradores comerciales será difícil de alcanzar a cielo abierto.

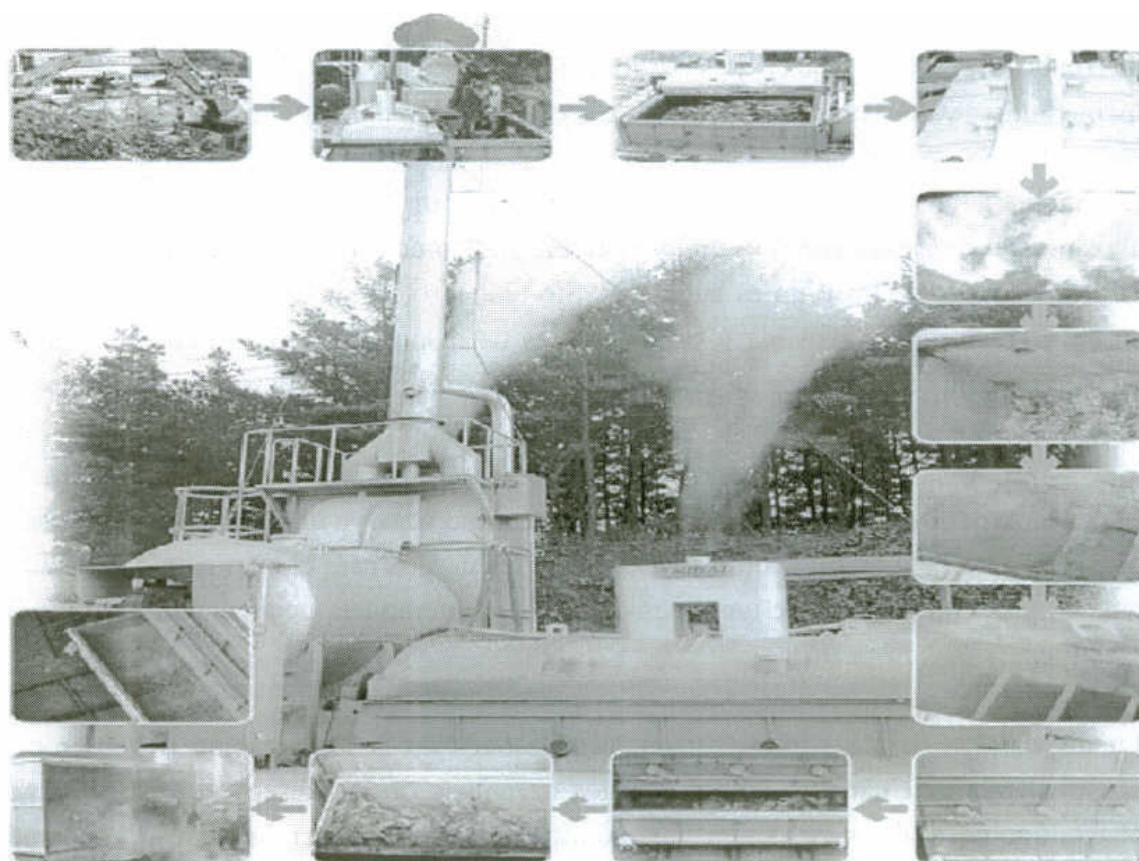
En los incineradores comerciales se puede controlar el tiempo de resistencia, la temperatura y turbulencia dentro de la cámara (del mismo) para optimizar la combustión. Estos incineradores están frecuentemente equipados con sistemas de control de contaminación de aire, puede separar partículas de la combustión incompleta y reducir las emisiones de óxido de azufre y óxido de nitrógeno. (Existen diversas clases de incineradores y de sistemas de control de contaminación del aire).

Los incineradores son usados para destruir los desechos orgánicos que poseen altos niveles de riesgo para la salud y el ambiente. Como regla, la incineración de la mayoría de los desechos de exploración y producción no es necesaria. Sin embargo, si las operaciones están localizadas en un ambiente muy sensible y otras técnicas de disposición no son posibles, entonces la incineración es la mejor forma de manejar los desechos petrolíferos de las operaciones de exploración y producción.

Un incinerador de gran aplicación es el de Horno rotatorio, ya que mueve el desecho y permite un contacto amplio con los gases calientes, usados para el quemado.

Dependiendo del tamaño y la complejidad de una operación, los incineradores pequeños pueden también ser efectivos.

La disposición de los sólidos remanentes después de la incineración, debe ser manejada apropiadamente. Cuando los componentes orgánicos de los desechos son incinerados, las concentraciones de metales (en los sólidos remanentes) se incrementan. El operador del incinerador debe asegurarse que los residuos (de la incineración de los desechos) serán debidamente manejados y dispuestos. En la foto 1 se muestra el proceso general de la incineración.



**Foto 1 Proceso general de la técnica de la incineración<sup>26</sup>.**

La incineración debe considerar los sistemas de Desabsorción Térmica.

El sistema de desabsorción térmica es un proceso de no-oxidación, que utiliza calor para desabsorber petróleo de desechos petrolíferos. La mayoría de los sistemas térmicos quemar combustible, para proveer calor y volatilizar el petróleo, pero hay otros que usan energía eléctrica o electromagnética para calentar. Los sistemas de desabsorción térmica son generalmente de dos temperaturas: a baja se encuentran entre los 250 y 350 °C, mientras que a alta se encuentran a más 520 °C. Los sistemas de baja temperatura son apropiados para tratar desechos con petróleo ligero. Los sistemas de alta temperatura son capaces de alcanzar contenidos de petróleo bajos en desechos que contenían petróleo pesado.

La desabsorción térmica produce al final otros desechos secundarios: sólidos, agua condensada, petróleo condensado, etc; cada uno de éstos requiere de un análisis para determinar sus características, que permitan seleccionar la mejor opción de reciclaje y/o disposición.

Otro aspecto de gran consideración (en el uso de la técnica de incineración) es la presencia (en los desechos) de elementos como: metales pesados que puedan producir residuos en el contenedor y necesiten un tratamiento especial, metales volátiles como cadmio (Cd), mercurio (Hg) que se unen a los gases volátiles, al momento de la combustión y se requiere de la instalación de sistemas de limpieza de gases, para su remoción y metales que pueden reaccionar con otros elementos como el sulfuro, formando componentes más volátiles y tóxicos que los originales<sup>26</sup>.

#### **IV.5 Solidificación y estabilización.**

Solidificación y estabilización es un proceso de fijación que tiene por finalidad inmovilizar los constituyentes contaminantes para prevenir la disolución de compuestos tóxicos y su liberación en el medio ambiente. Los mecanismos pueden ser interacciones químicas entre las moléculas del material de solidificación y los compuestos del desecho o pueden ser entrapamientos físicos de los constituyentes contaminantes en la estructura de la matriz. Los procesos de fijación con material de solidificación como cemento y cal viva son muy adecuados para tratar recortes sólidos con alto contenido de metales. Esta técnica

es ampliamente utilizada para tratar desechos peligrosos antes de ser enterrados en un relleno sanitario.

Por este método se pueden procesar  $5\text{m}^3$  de material por hora. El desecho y el material puzolánico se mezclan en una proporción de  $\frac{1}{2}$  barril de material por cada barril de desecho.

Esta medida requiere de equipos mecánicos y de cementación química: los materiales comunes de cementación incluyen cenizas y cemento. Los sólidos curados, los cuales han pasado las pruebas de lixiviación, pueden entonces ser confinados en sitios o transportados fuera del lugar para disposición. El agua puede ser dispuesta de acuerdo a limitaciones impuestas por la Ley Penal del Ambiente. Por medio de este proceso se pueden tratar los sólidos de lodos de base aceite y agua, mediante él se transforman los desechos líquidos aceitosos en un material sólido, eliminando la infiltración del líquido en el subsuelo.

El proceso puede describirse de la siguiente manera.

1.- Transporte de los desechos procedentes de las cribas primarias y secundarias: Todos los cortes provenientes del montón (vibradores primarios y secundarios), desarenador y deslamador, caerán por medio de una bandeja metálica en una sección del tornillo sin fin de 12", este tornillo sin fin transportará los recortes hasta el final de los tanques y los depositará en el equipo apropiado para el secado de cortes.

2.- Transporte de recortes sólidos procedentes de las centrífugas: Todos los sólidos descargados por la centrífuga del sistema activo, la centrífuga del sistema de deshidratación y de los limpiadores de lodo, caerán por intermedio de bandejas metálicas en una sección del tornillo de 12". Este tornillo sin fin transportará los recortes hacia el tornillo central de 18".

3.- Tornillo central de 18": Los recortes provenientes del secado y los recortes procedentes de las centrífugas caerán dentro del tornillo de 18" donde son mezclados con cal para su fijación. Esta sección del tornillo proporcionará una altura determinada para que los recortes caigan en un camión de volteo de cuatro metros cúbicos.

4.- Tolva de cal: Una tolva de 20 m<sup>3</sup> de capacidad con sistema de alimentación de cal será posicionada cerca de la sección del tornillo central de 18” para suministrar la cal requerida para fijar los recortes generados durante la perforación.

5.- Criba de secado: La criba de secado recibe cortes procedentes de las cribas primaria, secundaria y de la criba acondicionadora 3X1, su principal objetivo es remover la parte líquida de los recortes para recuperar el lodo de perforación y secar los recortes para facilitar su transporte y disminuir el uso de cal.

6.- Disposición final de los recortes: Los recortes procesados serán transportados a la zona de disposición final por ejemplo, hacia un relleno sanitario, técnica comentada en el decreto 2635 en su capítulo VI<sup>26</sup>, o como material para el asfalto de carreteras.

La utilización diaria de camiones de volteo para transportar los recortes puede ser suprimida utilizando una fosa de pequeña profundidad y apilando los recortes cerca de la localidad por medio de un cargador o depositándolos directamente en el relleno sanitario, si está se encuentra en la misma localidad.

En 1990 comienza a ser usado el método de inyección de recortes aceitosos, provenientes de la perforación con lodos base-aceite, en los campos petroleros de Estados Unidos de América y posteriormente en el Mar del Norte<sup>22</sup>, como respuesta a las regulaciones de la Agencia Estatal Noruega de control de la contaminación.

Debido a lo anterior se creó la técnica de inyección profunda de recortes aceitosos, con el fracturamiento de las formaciones expuestas, como consecuencia de la periodicidad de la operación y la presión de inyección suficiente para vencer los esfuerzos de la roca.

En virtud de que la perforación de pozos petroleros es una actividad que data de hace muchos años, la Región Sur tiene grandes volúmenes de recorte, los cuales generan riesgo de contaminar los suelos por infiltración de contaminantes. Esto ocasiona el descontento de las comunidades aledañas, que se traduce en el bloqueo de las instalaciones, así como la presencia de autoridades ambientales para la (restauración) del suelo y medio ambiente<sup>23</sup>.

La perforación petrolera en la Región Sur es relevante ya que en ésta se han perforado los pozos más profundos de México y América Latina, como lo refieren los anuarios estadísticos.

Se estima que durante la perforación de un pozo se generan entre 1000 y 1,200 toneladas de recortes (esto depende de su profundidad y diámetro de cada etapa del pozo), los cuales son considerados como residuos peligrosos. Estos volúmenes dan una idea del problema que enfrenta la empresa.

Aún cuando los esfuerzos de la dependencia, en beneficio de la protección ambiental, han logrado avances considerables en el desarrollo e instalación de sistemas preventivos de la contaminación, en el carácter industrial esta actividad obliga a ver más allá de su productividad, a fin de vislumbrar soluciones integrales que satisfagan plenamente las demandas ambientales, ya que las tecnologías convencionales y no convencionales de la perforación siguen arrojando un significativo volumen de desechos que deben manejarse y tratarse adecuadamente hasta hacerlos nulos e inofensivos.

Como ya mencionó existen diversos métodos para el tratamiento y disposición de los recortes y residuos de la perforación impregnados con fluidos base agua y base aceite: confinaciones controladas, micro encapsulados, bio-restauración, lavado y centrifugado, incineración, inyección a cuerpos receptores y extracción con solventes<sup>24</sup>. Desde luego, que cada una de estas opciones significa una erogación para la empresa que oscila entre 400 y 1,400 pesos por cada tonelada de residuos; además de los costos que representan el transporte, construcción de presas, el movimiento de los residuos dentro de la localización (localidad), etc., que prácticamente los duplican.

En forma general, se estima que los costos relacionados con el manejo, transportación, tratamiento y disposición final de los recortes y desechos, entre 1994 y 1997, ascendieron a unos 270 millones de pesos.



---

## V ANÁLISIS DE LAS VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE MÉTODOS DE DESTINO Y TRATAMIENTO DE DESECHOS SÓLIDOS.

### V.1 Encapsulación.

En este proceso se forman cápsulas de sílice pura, con un interior de forma hexagonal, tipo panal, el producto tiene una estructura sólida estable, ya que es insoluble, impermeable y consistente, tiene un tamaño promedio de (2micras). Los compuestos químicos utilizados durante el proceso no son tóxicos y su tiempo promedio para la degradación es de 80 mil años, los procesos de intemperismo, los cambios de humedad y los movimientos físicos de la tierra no afectarán la durabilidad de la cápsula de sílice, por lo que este proceso cumple satisfactoriamente con la pruebas de análisis CRETIB (corrosividad, reactividad, explosividad, toxicidad, inflamabilidad y biológico infecciosos), lo cual asegura un producto inerte. El proceso es versátil y puede llevarse a cualquier ámbito, así como dar tratamiento a cualquier tipo de suelo sin importar su volumen y grado de contaminación con hidrocarburos. El proceso es aplicable por este método a todo tipo de desechos peligrosos tal como, sedimentos de tanque de almacenamiento y/o de desperdicio. Los sólidos resultantes pueden emplearse como relleno sanitario, los recortes de perforación tratados que forman estos productos pueden ser depositados in-situ como tierras aptas para el cultivo, también en la elaboración de bloques para la industria de la construcción y mezclarse con tierra natural para diversos usos.

Siendo una desventaja que se requiere de instalaciones que ocupan una amplia área, para su proceso, dado que se necesita un tanque de almacenamiento, uno de tratamiento, una banda transportadora y un área de mezclado, por lo que el tiempo de procesamiento incrementa su costo.

**V.2 Método de inyección de recortes.**

Es un método factible de aplicarse a yacimientos agotados con propiedades petrofísicas favorables para la inyección lo cual representa una atractiva solución a los riesgos de contaminación ambiental en la industria petrolera.

En este método de inyección de los recortes contribuye a reducir el riesgo ambiental tanto en el equipo de perforación durante el proceso de elaboración de la lechada como en el fondo del pozo ya que limita la extensión de la fractura.

El yacimiento en donde se va llevar a cabo la inyección debe estar cerca lo cual ocasiona una disminución de costos por logística.

Entre las desventajas de este método que pueden observarse se encuentra el represionamiento del intervalo de la formación donde se esta inyectando el fluido (lechada de recorte y lodo) a una densidad equivalente de presión mayor a la presión de formación, debido a que la inyección se lleva a cabo a una presión mayor a la de fracturamiento.

Otra desventaja es el de considerar un espacio para instalar un equipo de inyección, para el almacenamiento y manejo de contenedores con recortes que realmente no siempre es factible en cada pozo y mucho menos en una plataforma.

**V.3 Lavado del recorte.**

En este proceso no se alteran las condiciones de la formación y puede ser empleado en plataforma o bien en todo pozo que se este perforando, otra de sus ventajas es que se pueden procesar hasta 6 toneladas por hora, pues el promedio de generación de los recortes es de 2 toneladas por hora

Otra alternativa para manejar y controlar los recortes generados durante la perforación, es el de recolectarlos en contenedores y enviarlos a una planta de tratamiento (lavado del recorte a tierra), ello permitirá realizar un proceso de limpieza en lugar adecuado y sin problemas de espacio, tiempo y manejo. Lo cual evita el verter los desechos altamente tóxicos al mar o tierra por lo tanto no habrá contaminación.

Disminución en el tiempo de espera de los recortes a tratar de pozos cercanos, se estarían movilizandolos recortes con lo cual el costo sería menor que el de estar instalando un equipo en cada uno

Una vez recuperado el aceite se puede reutilizar en el sistema de lodos, ya sea para la generación de un nuevo lodo, o bien para su uso directo.

Un aspecto importante consiste en que se logra alcanzar con este método las normas internacionales en cuanto a la cantidad máxima permisible de aceite en los recortes de perforación que es de 1%. El aceite recuperado en la tercera etapa finalmente sigue constituyendo, en la mayoría de las veces un material utilizable y la alternativa para su disposición en la inyección. Una desventaja es el espacio requerido para llevar a cabo el proceso (Aprox 25 m<sup>2</sup>), que en una plataforma es un espacio de consideración y el lugar más apropiado para su instalación sería en el piso de producción.

Para la disposición final de los recortes limpios se debe disponer de un lugar exclusivo para su vertimiento, los cuales son cuencas y desniveles con el fin de rellenarlos, cubriéndolos con una película de polietileno para evitar posibles filtraciones y una vez nivelado el terreno cubrir los recortes con una capa de cemento o asfalto para que quede totalmente aislado, posteriormente esta área podría utilizarse para estacionamiento, canchas deportivas, etc.

#### **V.4 Bio-restauración.**

Básicamente en este método o técnica es usualmente aplicado en sitio, pues hay que estar aireando periódicamente los sedimentos, con lo cual se reduce la concentración de los constituyentes a niveles aceptables, para el uso posterior del recorte tratado. Utiliza microorganismos naturales del suelo (para degradar la fase de aceite en el recorte).

Algunos de los inconvenientes es que no se pueden manejar cantidades muy grandes de contaminantes. Sólo se puede llevar a cabo este tipo de bio-restauración en tierra y no en el mar. El costo de mantenimiento es caro, pues hay que estar aireando la tierra continuamente al igual que aplicar fertilizantes. Su tiempo de ejecución es largo aproximadamente de 270 días y a demás su eficiencia es limitada a la actividad biológica del suelo. Otra limitación en la aplicación de este método, es el área que se necesita para poder estar separando adecuadamente los recortes.

**V.5 Tratamiento térmico.**

Una de las ventajas de este proceso es la viabilidad para poder eliminar los residuos de la perforación petrolera, así como el reducir o liminar los espacios requeridos para el confinamiento de los recortes de perforación y evitar la contaminación de los suelos por infiltraciones. Reducir los costos por manejo, transportación y tratamiento, así como evitar el descontento de las comunidades aledañas donde se esta perforando; se elimina la descarga de contaminantes y mejorar el desempeño ambiental, la imagen de socialización de la empresa, con lo cual se cumpliría el preservamiento del medio ambiente.

El hecho de saber que los componentes de los recortes presenta una composición similar a la de las calizas y arcillas que se usan como materia prima en la industria del cemento, hace viable el método y lo recomienda, pues existen grandes cantidades de desechos como para ser aprovechables para el; el visualizar el proceso de fabricación del cemento hace la posibilidad para dar un destino final a los residuos de la industria petrolera, eliminando así el problema ambiental que es costoso para la empresa.

Hasta mediados de 1998 ya se había dado tratamiento a más de 1,500 toneladas de este material, el cual ha sido incorporado al clinker de cemento, con lo que se han logrado eliminar los residuos de la perforación de una manera eficiente, limpia, bajo costo, y sin generar residuos que requieran de una disposición final. En suma, la incineración de los recortes de perforación a altas temperaturas en los hornos de fabricación de cemento, es un proceso rápido y de resultados inmediatos, pero lo más importante, es el lograr conjugar los procesos de dos industrias en la solución de un problema ambiental, otro beneficio es el destruir desechos orgánicos que poseen niveles de riesgo para la salud y el ambiente.

En este tipo de tratamiento el efecto es inmediato como solución al problema de los desechos, también posee mayor capacidad para grandes volúmenes, por lo cual estos desechos se convierten en un menor volumen de materiales.

Como todo tratamiento hay inconvenientes que es la elevada contaminación que generan los gases de combustión a la atmósfera. El petróleo que se quema no se ha refinado por lo cual su contenido de azufre es alto, y la presencia de grandes cantidades de óxidos de azufre (SOx) y la presencia de otros posibles compuestos que se forman por efecto de la temperatura, aunado a que se requiere suministrar energía para la combustión, por lo que no es realmente un alternativa de tratamiento

**VI****PROPUESTA PARA APLICAR MÉTODO  
ALTERNATIVO AL TRATAMIENTO DE  
RECORTES DE PERFORACIÓN.**

Debido a que los métodos de tratamiento de recortes de perforación antes mencionados, son caros y no representan una alternativa de solución a este problema y únicamente se puede recurrir a ellos cuando no existe otra opción.

Por lo cual se considera necesario proponer métodos alternativos nuevos, como es el método de flotación, en este método tiene que llevarse a cabo un acondicionamiento y tratamiento para poder lograr una óptima recuperación de aceite, que es lo que se considera importante.

La materia prima (para llevar a cabo este método) serán los desechos sólidos (recortes) que salen con el lodo de perforación que pudieran haber sido antiguamente depositados en tierra, consolidados o sin consolidar dependiendo del tiempo que estos tengan de haber salido del pozo, pero que se sabe contienen petróleo crudo. Los desechos más antiguos deben contener barita o bentonita las cuales podrán ser recuperadas.

Se conoce que en los métodos de tratamiento los desechos se compactan en terrones y se transportan a lugares que deben estar bien acondicionados y ubicados.

Para su flotación y separación óptima, se tiene que triturar el desecho para hacerlo un polvo fino el mezclado de este polvo no es completamente homogéneo ya que tiene diferente naturaleza y composición y deben ser llevadas a diferentes condiciones, las estrategias para el control del proceso son muy importantes.

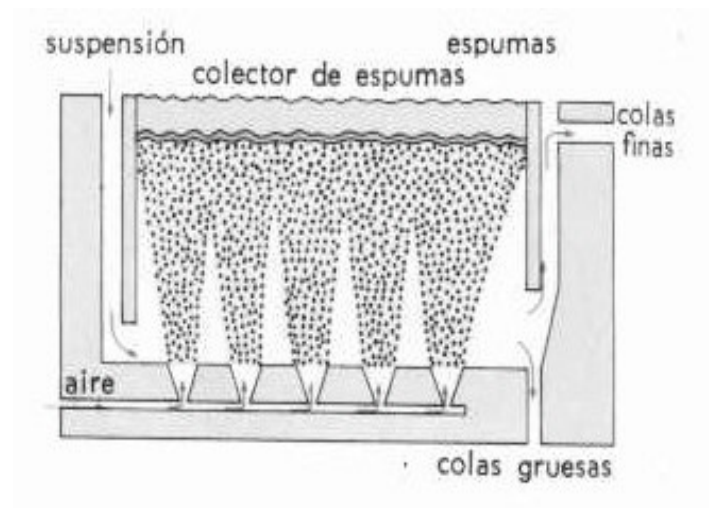
**VI.1 Teoría de la flotación.**

Se puede definir como un proceso de separación de partículas (o agregados) en diferentes fases por medio de adhesión preferencial a burbujas de aire. Las unidades burbuja-partícula presentan una densidad menor al del medio acuoso y “levitan” o “flotan” hasta la superficie de un reactor (celda de flotación) o interfase líquida/aire, de donde son removibles<sup>27</sup>.

Se empezó a desarrollar este método en 1921 con los trabajos de C. Perkins sobre los agentes de flotación. Se basa principalmente en diferentes propiedades químicas superficiales de las partículas, colectores y promotores. Son adsorbidos por el sólido,

formando una o más capas que modifican su mojabilidad, dependiendo de los reactivos las partículas pueden ser hidrofílicas, mojándose completamente con agua, mientras que otras son hidrofóbicas.

Otros reactivos empleados son: Espumantes, Sirven para evitar que las burbujas de aire al salir puedan romper la espuma; son sustancias poco solubles y no ionizables como: alcoholes alifáticos (hexanol, heptanol, octanol); ácidos cresílicos con queroseno; aceite de eucalipto y pino.( Fig 21 ).



**Figura 21. Célula de flotación de Callow<sup>28</sup>.**

Las separaciones efectuadas por medio de la flotación incluyen no sólo la concentración de menas metálicas básicas, sino también aplicaciones muy diversas, tales como la separación de tinta del papel reconvertido en pulpa, de guisantes de sus vainas, de aceites de los desperdicios industriales, de hulla de pizarra y de cloruro de potasio (KCl), de cloruro de sodio (NaCl). Sin embargo, la primera aplicación y la que ha sido mejor estudiada es la concentración de minerales<sup>29</sup>. Una nueva aplicación se está llevando a cabo en la industria del reciclado de papel de desperdicio. La importancia de usar ésta tecnología en la industria del papel radica en que para producir una tonelada de papel es necesario 5m<sup>3</sup> de madera pero al reciclar una tonelada de papel de desperdicio se salva 1.7m<sup>3</sup> de madera, sin embargo cuando el proceso de destintado es muy eficiente se puede salvar el 99% del

suministro de papel. El principal problema del reciclado de papel son los altos costos de transportación del papel hacia las plantas de reciclamiento, lo cual ha originado que muchas de las compañías dedicadas a este negocio se estén instalando cerca de los centros urbanos.

La flotación aplicada a la concentración de minerales se usa en asociación con otras operaciones de Ingeniería de minerales, tales como: la fragmentación, la clasificación, la concentración por gravedad, el espesamiento y la filtración.

La flotación es un procedimiento tan polifacético que se puede ejecutar en asociación con una, todas o ninguna de las operaciones auxiliares antes mencionadas. La producción y regulación de películas superficiales es trabajo de la química orgánica, inorgánica y coloidal, de suerte que el tema es sumamente complejo. Con todo, la mayor parte de la práctica de la flotación continúa siendo empírica y hay muchas discusiones y divergencias de opinión acerca de sus principios fundamentales<sup>29,33</sup>.

En principio, la flotación depende de la humectabilidad relativa de las superficies. Un sistema de flotación consta de un líquido, un gas y algún material reducido a partículas. Este último puede ser un líquido (gotitas de aceite), pero frecuentemente en un sólido cuyas dimensiones varían desde algo menos de 1mm hasta menos de  $1\mu$ . La superficie del material puede ser naturalmente resistente a la humectación, pero frecuentemente tiene que ser tratado con diversos reactivos de flotación para producir el grado conveniente de humectabilidad o resistencia a la humectación.

Se puede exponer la teoría de la flotación estudiando por separado los agentes químicos y físicos que en ella participan<sup>29,33</sup>. El rasgo característico de la flotación, a la diferencia de otros métodos de concentración de minerales, es que la separación se efectúa tomando como base la humectabilidad relativa de las superficies de minerales.

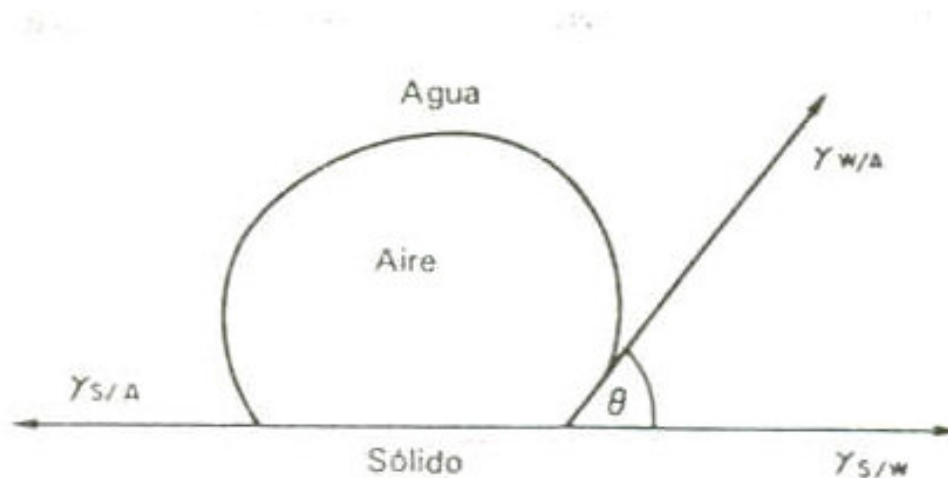
Los factores químicos que han de ser considerados al estudiar la flotación son: la estructura cristalina de los minerales, la estructura y composición del agua, la química de los reactivos de flotación y sus reacciones químicas de superficie con los minerales, así como las asociaciones naturales de éstos<sup>29</sup>.

Las burbujas de aire solamente se pegan a las partículas minerales si estas desplazan agua de la superficie del mineral, lo cual únicamente sucede si el mineral repele en cierta medida al agua o es hidrofóbico. Una vez que las burbujas de aire alcanzan la superficie, únicamente pueden continuar sosteniendo la partícula del mineral si forman una

espuma estable; de otro modo revienta y cae la partícula del mineral. Para poder alcanzar estas condiciones, es necesario usar numerosos reactivos químicos.

La actividad de una superficie mineral, en relación a los reactivos de flotación en el agua, depende de las fuerzas que operan sobre esa superficie.

En la Figura. 24 se muestran las fuerzas que tienden a separar una partícula y una burbuja. Las fuerzas de tensión conducen al desarrollo de un mineral y la superficie de la burbuja. En equilibrio<sup>32,33</sup>.



**Figura 24. Ángulo de contacto θ<sup>32,33</sup>.**

$$\tilde{\alpha}_{S/A} = \tilde{\alpha}_{S/W} + \tilde{\alpha}_{W/A} \cos \theta \dots\dots\dots (1)$$

donde  $\tilde{\alpha}_{S/A}$ ,  $\tilde{\alpha}_{S/W}$  y  $\tilde{\alpha}_{W/A}$  son energías de superficie entre las fases sólido-aire, sólido-agua y sólido-agua-aire respectivamente y  $\theta$  es el ángulo de contacto entre la superficie mineral y la burbuja.

La fuerza necesaria para romper la interfase partícula-burbuja es llamada de adhesión,  $W_{S/A}$ , y es igual al trabajo necesario para separar la interfase sólido- aire y produce las interfases separadas aire- agua y sólido-agua, es decir

$$W_{S/A} = \tilde{\alpha}_{W/A} + \tilde{\alpha}_{S/W} - \tilde{\alpha}_{S/A} \dots\dots\dots (2)$$

Al combinar la ecuación 2 con la ecuación 1 nos queda:



$$W_{S/A} = \bar{\alpha}_{W/A} + \bar{\alpha}_{S/W} - \bar{\alpha}_{S/A}$$

$$W_{S/A} = \bar{\alpha}_{W/A} + \bar{\alpha}_{S/W} - (\bar{\alpha}_{S/W} + \bar{\alpha}_{W/A} \cos \theta)$$

$$W_{S/A} = \bar{\alpha}_{W/A} + \bar{\alpha}_{S/W} - \bar{\alpha}_{S/W} - \bar{\alpha}_{W/A} \cos \theta$$

$$W_{S/A} = \bar{\alpha}_{W/A} (1 - \cos \theta)^{32,33,34}$$

Mientras mayor sea el ángulo de contacto más grande será el trabajo de adhesión entre la partícula y la burbuja; además el sistema es más elástico ante las fuerzas de rompimiento. Por consiguiente la flotabilidad de un mineral aumenta con el ángulo de contacto y se dice que los minerales con alto ángulo son aerofílicos, es decir que tienen mayor afinidad por el aire que por el agua<sup>32</sup>.

## VI.2 Colectores.

Todos los minerales se clasifican en tipos no-polares o polares según sus características superficiales. Las superficies de los minerales no polares se caracterizan por enlaces moleculares relativamente débiles. Los minerales están compuestos de moléculas covalentes que se mantienen juntas por las fuerzas de Van der Waals; las superficies no-polares no se unen fácilmente a los dipolos del agua y en consecuencia son hidrofóbicas. Los minerales de este tipo, como el grafito, azufre, molibdenita, diamante, carbón y talco tienen alta flotabilidad natural con ángulos de contacto de 60° y 90°. Aunque es posible flotar estos minerales sin ayuda de agentes químicos, es universal incrementar su capacidad hidrofóbica por la adición de aceites hidrocarburos o agentes espumantes.

Para flotar los minerales se les debe impartir cierta calidad hidrofóbica. Para lograrlo se le agregan surfactantes a la pulpa, los que se conocen como colectores y el tiempo concedido para la adsorción durante la agitación se conoce como período de acondicionamiento. Los colectores son compuestos orgánicos que convierten a los minerales seleccionados en repelentes al agua por la adsorción de moléculas o iones sobre la superficie mineral, reduciendo la estabilidad de la capa hidratada que separa la superficie mineral de la burbuja de aire, hasta un nivel tal que la adhesión de la partícula a la burbuja puede hacerse por contacto.

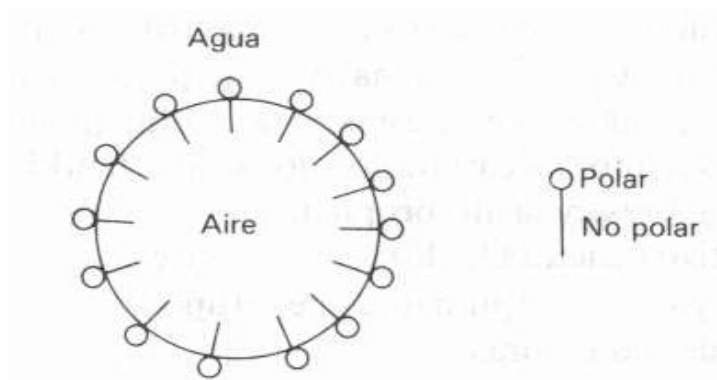
### VI.3 Espumantes.

Estos tienen dos funciones: mejorar la dispersión de las burbujas finas en la pulpa y controlar las características de la espuma<sup>31</sup>.

El comportamiento ideal del espumante ocurre totalmente en la fase líquida y no influye sobre el estado de la superficie del mineral. Sin embargo en la práctica hay una interacción entre el espumante, el mineral y otros reactivos, la selección de un espumante apropiado para una mena en particular solamente se puede hacer después un amplio trabajo de prueba.

Un buen espumante debe tener un poder colector despreciable y también producir una espuma que sea sólo estable para facilitar la transferencia de mineral flotado desde la superficie de la celda hasta el canal colector.

Los espumantes generalmente son reactivos orgánicos de superficie activa heteropolar, capaces de ser absorbidos en la interfase aire-agua. Cuando las moléculas de superficie activa reaccionan con el agua, los dipolos del agua se combinan rápidamente con los grupos polares hidratándolos, pero prácticamente no hay reacción con el grupo de hidrocarburo no-polar, la tendencia es forzar al último hacia el interior de la fase aire. De este modo la estructura heteropolar de la molécula se concentra en la superficie, con los grupos no-polares orientados hacia el aire y los grupos polares hacia el agua (Fig. 25).



**Figura 25. Acción del espumante<sup>32</sup>.**

Los espumantes deben ser, hasta cierto grado, solubles en agua, de otra manera se distribuyen muy irregularmente en una solución acuosa y sus propiedades de activador de superficie no resultan completamente efectiva<sup>32</sup>.

#### **VI.4 Promotores.**

Estos reactivos alteran la naturaleza química de las superficies del mineral de tal modo que se convierten en hidrofóbicas debido a la acción futura del colector, los promotores generalmente son sales solubles que se ionizan en solución y los iones reaccionan entonces con la superficie del mineral.

#### **VI.5 Depresores.**

La depresión se usa para incrementar la selectividad de la flotación volviendo hidrofílicos (ávidos de agua) a ciertos minerales y evitando así la flotación.

Existen una gran cantidad de depresores cuyas acciones son complicadas y variadas y en la mayoría de los casos se conocen poco, lo cual dificulta controlar la depresión más que si se aplicaran otros tipos de reactivos.

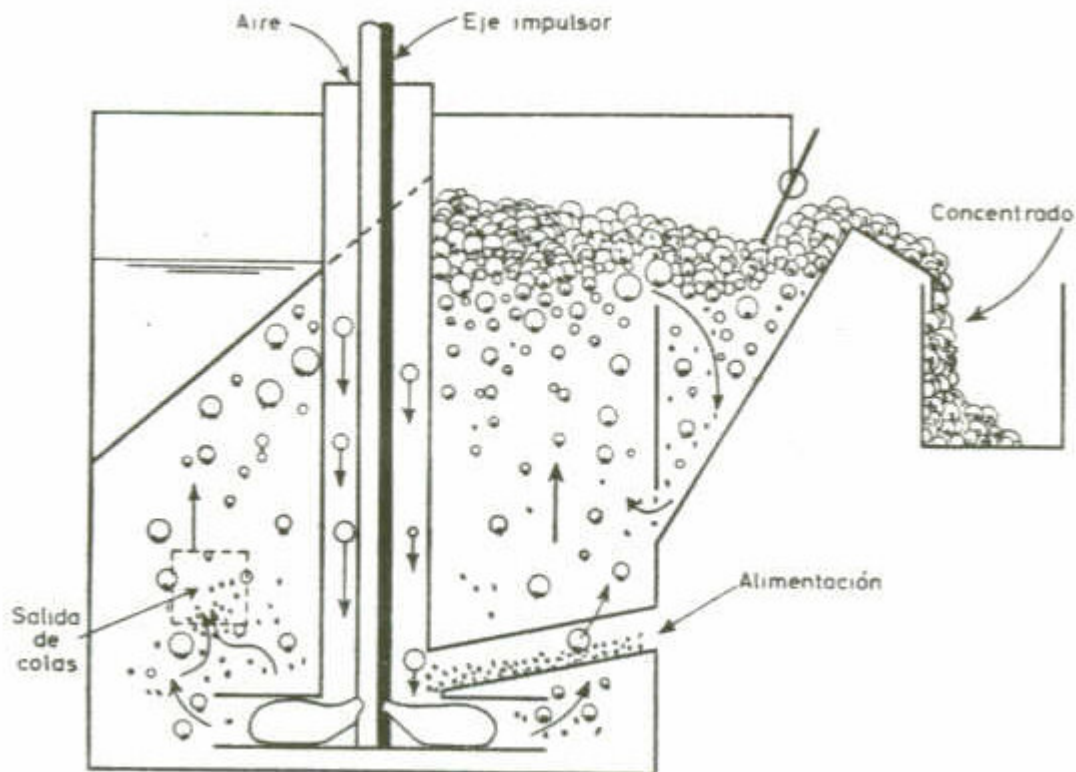
Los cianuros se utilizan mucho en la flotación selectiva de las menas de plomo-cobre-zinc y cobre-zinc, como depresores para la esfalerita (ZnS) Sulfuro de zinc, piritita (FeS<sub>2</sub>) Sulfuro de hierro y ciertos sulfuros de cobre.

La cal evita los efectos adversos de las sales solubles sobre la flotación, precipitándolas como hidróxidos metálicos. También se usa mucho como depresor de la piritita y arsenopiritita (FeAsS)<sup>32</sup>.

El proceso de flotación con espuma es sin lugar a duda la operación unitaria de procesamiento de minerales más importante y comúnmente usada en el mundo. La flotación es un proceso selectivo y continuo que se usa para separar minerales valiosos y/o materiales sólidos de otros con los que se encuentran asociados, a los cuales se les denomina ganga (mineral sin valor que acompaña a los minerales metálicos).

La flotación se lleva a cabo en una cuba o tanque rectangular llamado celda de flotación (Fig 22). En la celda se introducen partículas relativamente finas del material a tratar en una fase líquida que por lo general es agua, a esta suspensión se le adiciona reactivos químicos, normalmente orgánicos, los cuales modifican la interacción superficial

del mineral a concentrar volviéndolo hidrofóbico (aerofílico), al inyectar aire por debajo del tanque se producen burbujas y las partículas del mineral que se desea concentrar se adhieren a ellas, las partículas que no se adhieren a las burbujas se van al fondo (colas) de la celda. A medida que la espuma con mineral sube a la superficie de la celda de flotación, se recoge mediante paletas convenientemente diseñadas y arroja luego dentro de una artesa llamada lavadero. Este último descarga las partículas de mineral separadas (concentrado) en un tanque o cuba provisto de una serie de filtros cubiertos de lona que tienen la forma de discos huecos, denominados hojas, que se hacen girar lentamente sobre un eje horizontal. Sólo la parte inferior de los discos se sumergen en el concentrado del tanque de filtro. Este sector inferior gira lentamente, hallándose bajo vacío, hace que una capa de concentrado se adhiera a él. La parte del disco que contiene el concentrado asciende a la superficie, y el vacío es automáticamente remplazado por una presión, que hace que la capa se desprenda de la hoja. Este mineral se recolecta para que después sea enviado a otros procesos metalúrgicos en donde los productos metálicos de valor servirán en la producción de piezas metálicas, herramientas, productos ornamentales, etc.



**Figura 22. Celda de flotación con espuma<sup>29</sup>.**

Actualmente se están desarrollando nuevas máquinas para hacer más eficiente el proceso de flotación siendo la columna de flotación la innovación tecnológica con mayor éxito de los últimos 50 años. Desafortunadamente, muchas columnas se han construido sin tener un criterio de diseño y ocasionando que, muchas instalaciones hayan fracasado, al no tener los resultados que se esperaban en cuanto a las leyes del concentrado, recuperación, etc.

Un buen diseño de columnas requiere de tres aspectos fundamentales que son:

- 1) Geometría de la celda (largo x diámetro).
- 2) Formación de burbujas (sistemas dispersores).
- 3) Agua de lavado.

En muchas aplicaciones, el diámetro requerido de la columna es dictado por la máxima capacidad de acarreo de la espuma. Una vez que se conoce el diámetro, el largo es

---

determinado por el tiempo de retención de la partícula y la constante de flotación necesaria para llevar a cabo la recuperación deseada de las partículas flotables.

Después que la columna está establecida, un sistema de dispersión de aire debe ser elegido. En una columna de flotación se requieren de burbujas pequeñas, homogéneas que se eleven a lo largo de la columna en una forma lineal. Idealmente se requiere que el sistema de dispersión no tenga problemas de obstrucción, resistente al agua y que su mantenimiento sea fácil de realizar.

Aunque existen varios diseños de máquinas de flotación (Fig 23), todas ellas tienen la función primaria hacer que las partículas que se han convertido en hidrofóbicas entren en contacto y se adhieran a las burbujas de aire, permitiendo así que dichas partículas se eleven a la superficie y formen una espuma, la cual puede ser removida. Para lograr esta función, una máquina de flotación debe:

1.- Mantener todas las partículas en suspensión. Esto requiere que las velocidades ascendentes de la pulpa sobrepasen a la velocidad de asentamiento, de todas las partículas presentes (incluso las más grandes y las más pesadas).

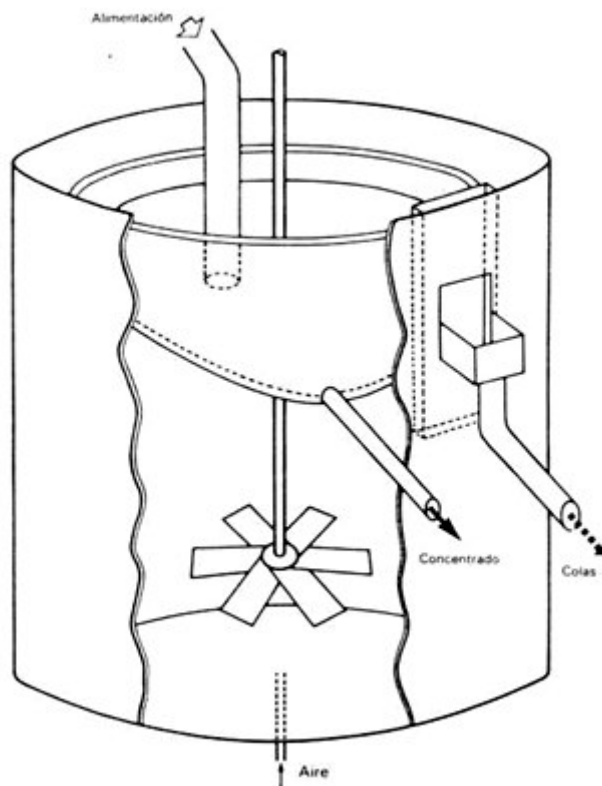
2.- Asegurar que todas las partículas que entren a la máquina tengan la oportunidad de ser flotadas. Debe minimizarse el desvío de corrientes y la formación de cortos circuitos en el interior de la máquina. De modo semejante, es indeseable o espacio muerto por que reduce el volumen efectivo de la máquina.

3.- Dispersar burbujas finas de aire en el seno de la pulpa. El grado de aireación necesario depende del sistema mineral en particular y de la fracción de masa que ha de flotarse.

4.- Promover el contacto partícula-burbuja de manera que las partículas hidrofóbicas puedan adherirse a las burbujas y elevarse a la espuma. Esto puede hacerse mediante agitación vigorosa, flujo a contracorriente o precipitación de aire(gas) en disolución.

5.- Proporcionar una región de pulpa en quietud, inmediatamente debajo de la espuma, para minimizar el arrastre de pulpa hacia la espuma y la disolución turbulenta de la capa de espuma.

6.- Proporcionar suficiente espesor de espuma para permitir que ocurra el drenaje de las partículas arrastradas.



**Figura 23. Máquina de flotación de Maxwell<sup>31</sup>.**

La flotación con espuma funciona tradicionalmente en tanques o celdas, pero en la actualidad están surgiendo nuevas innovaciones, siendo la columna de flotación la más importante en los últimos 50 años<sup>30</sup>.

#### **VI.6 Método de separación de bitumen de arenas naturales.**

Existe una aplicación industrial del método de flotación para separar bitumen a partir de arenas naturales en Atabasca, Alberta, Canadá, el proceso consiste en acondicionar las arenas para una recuperación posterior del bitumen por flotación en agua caliente. Estas arenas son depósitos de piedras areniscas sin consolidar, que contienen aceite crudo denominado bitumen, químicamente similar al aceite crudo o petróleo convencional, pero con una densidad más grande (menos grados API y más viscosidad, 1,000,000 mPa-s).

Las arenas aceitosas están formadas por granos de tamaño muy fino a fino (62.5 a 250 micrómetros de diámetro), se caracterizan por no ser consistentes y presentan

porosidades altas (de 30 a 35 %) debido a la ausencia de cementos minerales. Los granos de aceite contienen agua, la cual forma anillos pendulares (con espesor de 10 nanómetros) alrededor de los puntos de contacto de los granos de arena. El aceite migra dentro del ambiente mineral-agua y es degradado debido a la combinación de evaporación, difusión y oxidación bacteriana de sus componentes.

La arena aceitosa (después de minada) es acondicionada con agua en mezclador horizontal rotatorio, se agrega vapor para elevar la temperatura del mezclador a 80 °C, el aire no se aplica directamente en este proceso pero se utiliza para airear al aceite, se añade hidróxido de sodio (NaOH) para elevar el pH de la solución, las cantidades de reactivos empleados están típicamente en la proporción de arena aceitosa/agua/ NaOH =1/0.4/0.0012 en masa.

La pulpa se descarga, desde los mezcladores, en mallas vibratorias y se lava con agua caliente para separar los sólidos grandes y terrones desde la arena aceitosa, esta acción puede permitir una entrada adicional de aire; los sólidos separados (cerca de 5% de la arena aceitosa) son desechados; la pulpa contiene 7 % de gotas de bitumen aireado, 43 % de agua y 50 % de sólidos suspendidos; después de agregarle más agua caliente se bombea al recipiente de flotación primaria. Las gotas de bitumen aireado tienen la densidad más baja y se desplazan hacia la superficie del recipiente de flotación primaria, de forma superior cilíndrica e inferior cónica. El recipiente permanece quieto para facilitar la flotación, así como el asentamiento de los sólidos gruesos que van al fondo. La pulpa se retiene aquí por un tiempo aproximado de 45 minutos. Como el proceso es continuo la presencia de minerales finos puede incrementar la viscosidad.

Para optimizar la flotación de bitumen y sedimentación de sólidos la viscosidad y densidad de la pulpa se mantienen bajas ajustando la alimentación de agua y la velocidad de separación de una corriente de medios. El asentamiento de los sólidos gruesos también se favorece por el uso de rastrillos mecánicos colocados en el fondo en donde los sólidos son retirados en forma de pulpa (colas).

Los sólidos suspendidos más pequeños que no se asientan y las gotas de bitumen que no flotan rápidamente son extraídos en forma de pulpa desde la parte media del recipiente (medios).



Las corrientes de medios y de colas primarias que contienen bitumen se combinan y bombean a un circuito especial de celdas de sub-aireación.

La espuma primaria “de estas celdas” se bombea a un circuito de flotación para una recuperación secundaria de bitumen ( Fig 26 ).

Las espumas de flotación primaria y secundaria se combinan para un tratamiento posterior que permite la separación del bitumen puro desde éstas.

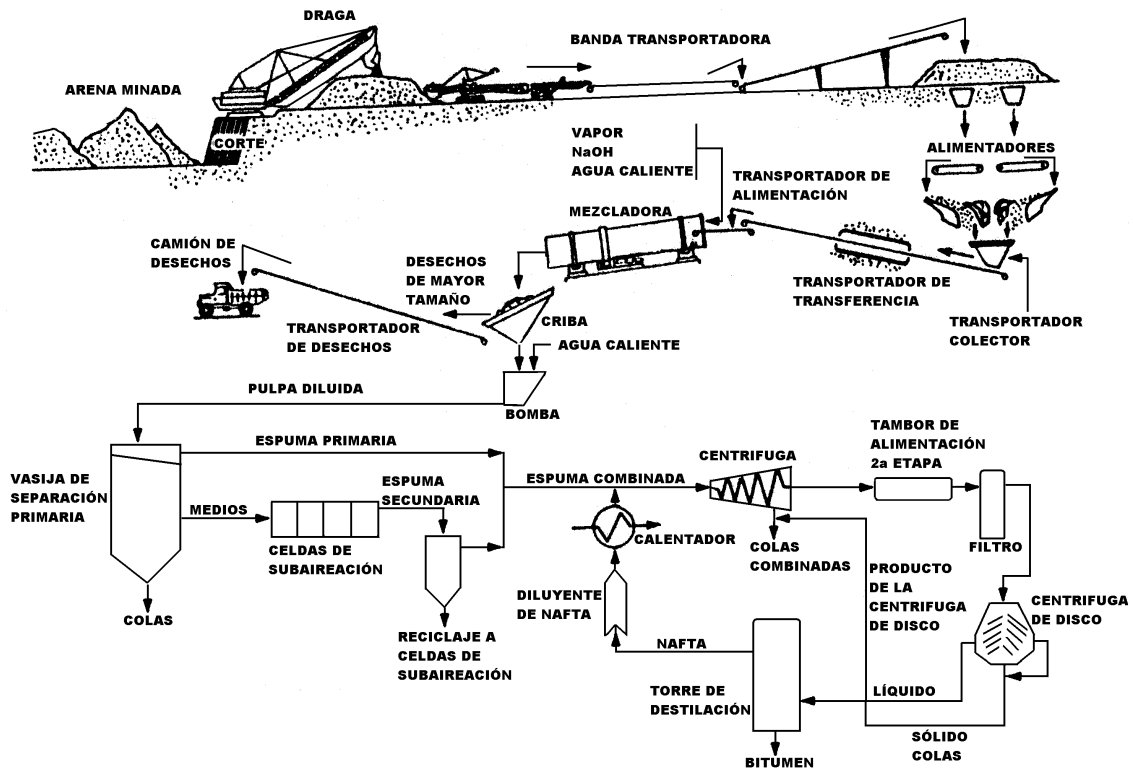
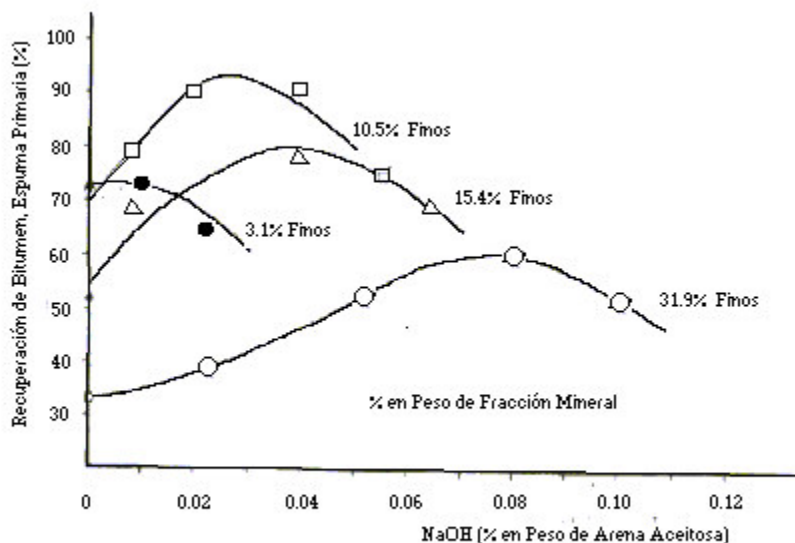


Figura. 26 Minado comercial de arenas aceitosas y su proceso de flotación con agua caliente<sup>35</sup>.

En investigaciones previas se encontró que la adición de hidróxido de sodio (NaOH) es la variable principal del proceso, se pensó que era necesario para lograr mantener un pH constante que debería estar entre 7-8.5 sin embargo, se demostró que el pH no era el parámetro más importante, más bien lo fue la cantidad de adición del hidróxido de sodio que debería agregarse con relación al contenido de finos. En la figura 27 se muestran curvas de porcentaje de recuperación de aceite, para 4 tipos de arena de diferente granulometría, en función del porcentaje de hidróxido de sodio. Se observa que al existir mayor presencia de finos en una arena es necesario agregar más hidróxido de sodio y se tiene menor recuperación de bitumen; esto probablemente se debe a una mayor adhesión del bitumen en la arena por el incremento superficial.

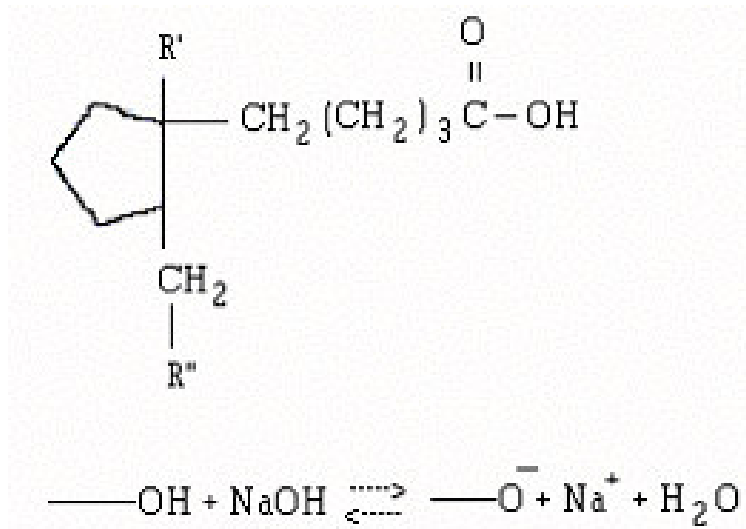


**Figura 27. Curvas de porcentaje de recuperación de aceite, para 4 diferentes tipos de arenas.**

La flotación con agua caliente para separar bitumen desde las partículas de arena se basa en sus propiedades superficiales. El acondicionamiento de la pulpa ocasiona: erosión, mezclado, transferencia de masa y calor y reacciones químicas. La separación del bitumen desde los sólidos se favorece si sus superficies respectivas pueden llegar a ser hidrofílicas. Esta separación de fases se favorece por efectos mecánicos de presión de separación y de

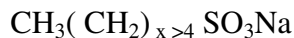
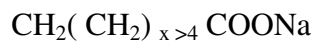
corte; como la arena aceitosa de Atabasca contiene una película acuosa delgada, alrededor de los granos de arena con aceite, existe una separación preexistente que necesita únicamente ser incrementada.

El papel principal del hidróxido de sodio consiste en producir una saponificación en el bitumen de la arena, formándose surfactantes tal como se observa en la figura 28 la cual muestra la formación de sales carboxílicas de ácidos nafténicos que ayudan a la flotación del bitumen.



**Figura 28. Formación de sales carboxílicas de ácidos nafténicos.**

Para arenas con alto contenido de bitumen no es necesaria la adición de hidróxido de sodio y simplemente el agua caliente es lo que se requiere para liberar bitumen, ya que esta contiene surfactantes naturales del tipo que se muestra en la figura 29.



**Figura 29. Surfactantes naturales.**

### **VI.7 Propuesta del método de flotación para separar aceite de recortes de perforación.**

Tomando como base el método industrial de flotación de bitumen desde arenas se procede a estructurar una propuesta para separar aceite desde los recortes de la perforación de pozos de petróleo. Este método, de ser viable, presentaría diversas ventajas de tipo: económico, ambiental y funcional en comparación con los procesos actuales que se utilizan para tal fin. Un recorte de perforación consiste de una mezcla de sólidos complejos, formados principalmente de materiales sedimentarios, tal como se analizó en los mapas estratigráficos del capítulo 2, aceite (principalmente diesel) y agua. Este sistema de tres fases es semejante al de las arenas aceitosas de Atabasca, por lo que, la posible forma de realizar la flotación de recortes deberá ser similar. No obstante es importante detectar las diferencias entre estos dos sistemas, lo cual podría obligar a efectuar cambios radicales en la forma de llevar a cabo la flotación de recortes, en comparación con la de arenas. Algunas diferencias que se perciben a simple vista son: 1) una granulometría más pequeña en el recorte de perforación, 2) una composición más variable del sólido de perforación, 3) menor compactación del sólido de perforación, por su formación más reciente, 4) composición más simple del aceite del recorte, en comparación con el bitumen de las arenas, lo cual determina diferencias en sus propiedades como viscosidad y densidad, 5) proporción diferente en cuanto a la relación sólido-líquido, 6) por las razones anteriores existe menos asociación entre el sólido del recorte, aceite y agua y 7) posiblemente el aceite del recorte no reaccione con el hidróxido de sodio para ser saponificado.

Al considerar las diferencias mencionadas en el párrafo anterior, y las principales etapas de la flotación de bitumen desde arenas, se procede a efectuar pruebas simples de orientación, a nivel laboratorio.

## Pruebas de Orientación

## 1) Muestra

Para flotar ----- 20 Kg

Fue homogenizada y se determinó que tiene 9 % de humedad y 2.5 % de aceite.

## 2) Análisis granulométrico

| ϕ m  | mallas (taylor) | %    |
|------|-----------------|------|
| 850  | -20 +60         | 3.3  |
|      | +20             | 3.9  |
| 250  | -60 +250        | 8.6  |
| 62.5 | -250            | 84.2 |

## 3) Equipo.

La flotación del recorte se efectúa en una columna de flotación de laboratorio (de forma cuadrada y elaborada de acrílico) cuyas dimensiones son: altura 1.60 m, ancho 12 cm, dividida en 6 compartimentos, por el 1 y 3 inferiores se insufla aire por medio de un dispersor apropiado(vea la figura 30).



**Figura 30. Columna de Flotación**

#### 4) Experimentación.

Para efectuar un experimento se toma 1 kg de muestra de recorte y se le agregan 600 ml de solución acuosa caliente (a 80 °C) que contiene NaOH, la pulpa formada se agita durante un tiempo de 10 minutos para dispersar las partículas y gradualmente se alimenta por una parte lateral superior a la columna de flotación, previamente llena con agua caliente a 80 °C y con acceso de aire, el cual se insufla durante el tiempo que transcurre la flotación. Por la parte superior rebosa una mezcla que contiene agua, aceite y sólidos muy finos y por la inferior se descarga una mezcla de agua-aceite con los sólidos mas gruesos. Se realizaron tres experimentos de flotación, en los que se varió la concentración de NaOH.

#### 5) Resultados.

Pero no se logró separar de manera eficiente el aceite del recorte. Se observó que se formaba un aceite muy viscoso, difícil de aislar del sólido(ver las figuras31,32).



**Figura 31. Aceite extraído del recorte con queroseno.**

**A**



**B**



**Figura 32. Muestra de recorte antes y después de la flotación con queroseno.**



Es necesario revisar con detalle la situación y elaborar un adecuado diseño experimental que permita separar de manera eficaz el aceite. Algunos parámetros que se deben estudiar son: la altura de la columna, concentración de NaOH, temperatura, tiempo de residencia y de acondicionamiento, grado de insuflación de aire, uso de aditivos para dispersar y que faciliten la separación del aceite, grado de dilución, etc. El primer paso de acondicionamiento de la arena bituminosa de Atabasca requiere de adición de vapor, hidróxido de sodio y agua caliente, con el propósito de reducir la asociación de bitumen-sólido y de facilitar la de sólido-agua, disgregación de sólidos y la clasificación granulométrica posterior. Debido a una probable asociación aceite-sólido más débil, menor compactación de sólidos y menor granulometría, en el recorte de perforación. Es posible que esta etapa de acondicionamiento se tenga que realizar pero con condiciones de operación diferentes. La arena bituminosa se clasifica, después del acondicionamiento, para eliminar un 5% de sólidos de mayor tamaño y grumos, lo cual permite una mejor operación de la etapa de flotación primaria posterior. El recorte de perforación no requiere de clasificación de sólidos porque son muy finos pero si de un proceso de disgregación que facilite la flotación. La mezcla alcalina agua-aceite-sólido de la arena bituminosa, que pasa la malla de clasificación, se envía a un recipiente de flotación primaria para una separación parcial del bitumen desde el sólido, no se encuentran totalmente asociados, por la acción del agua caliente e hidróxido de sodio desde el acondicionamiento. Es necesario mantener una viscosidad y densidad de pulpa apropiadas para que sea eficiente la flotación. En la etapa de flotación primaria se genera una corriente de medios que forma una pulpa de arena fina y bitumen asociados. Esta corriente requiere de una etapa de aireación para romper tal asociación de sólidos finos-bitumen y aplicarle una posterior etapa de flotación secundaria, que permita una separación adicional de bitumen desde los sólidos.

La mezcla recorte-aceite-agua también posiblemente requiera de flotación primaria, pero podría ser más eficiente que la de la arena bituminosa, si es que se lograra mayor liberación de aceite durante la etapa previa de acondicionamiento. Es probable que se necesite únicamente esta etapa de flotación, pero también se puede requerir de una segunda etapa de flotación precedida de aireación, al igual que con la arena bituminosa.

En la arena bituminosa existen hidrocarburos oxidados saponificables, con el hidróxido de sodio, en el caso del recorte de perforación quizá sería necesario agregar a

propósito surfactantes. En cualquier método de flotación la cantidad de surfactantes necesarios, por tonelada de pulpa, es relativamente pequeña.

Como se observa en la figura 26, las espumas de flotación primaria y secundaria, de las arenas de Atabasca, se combinan y pasan a una extracción en caliente del bitumen, por medio de nafta, después, por métodos de centrifugación-filtración, se aísla la mezcla bitumen-nafta del sistema y finalmente se efectúa la separación de esta mezcla para producir el bitumen comercial y reutilizar la nafta.

#### Cambio de solución:

Tomando en cuenta el tratamiento con nafta de las espumas de flotación, se consideró viable aplicar un procedimiento similar de extracción al recorte de perforación utilizando queroseno, el cual extrae de manera eficiente el aceite que contiene el recorte, a temperatura ambiente. Al aplicar este proceso se genera una mezcla de queroseno-aceite y otra de sólido-queroseno; ambas mezclas se pueden tratar por un proceso de destilación simple para separarles el queroseno y reutilizarlo en la extracción, generándose recortes totalmente limpios y aceite que podría comercializarse como combustible o reutilizarse en la perforación. Los recortes limpios son materiales que contienen entre 60 y 70 % de  $\text{CaCO}_3$  y, como tienen una granulometría muy fina, podrían directamente comercializarse, para muchos fines ó ser tratados metalúrgicamente para producir diversos subproductos.

Este proceso se podría enlazar con la misma perforación (en plataforma o en tierra) para ello se haría uso de una columna de flotación vertical a la cual se le introduce queroseno, por un lado inferior y, en contracorriente el recorte de perforación, que se alimenta por la parte superior. Por el lado superior se descarga una mezcla de diesel-queroseno-sólidos finos y por la parte inferior una mezcla de recorte-queroseno. A ambas mezclas se les pueden aplicar procesos de destilación para separar los diferentes componentes el diesel y queroseno podrían reutilizarse y el recorte sólido quedaría completamente libre de estos aceites. En la figura 33 se propone un esquema por medio del cual se puede lograr este propósito.

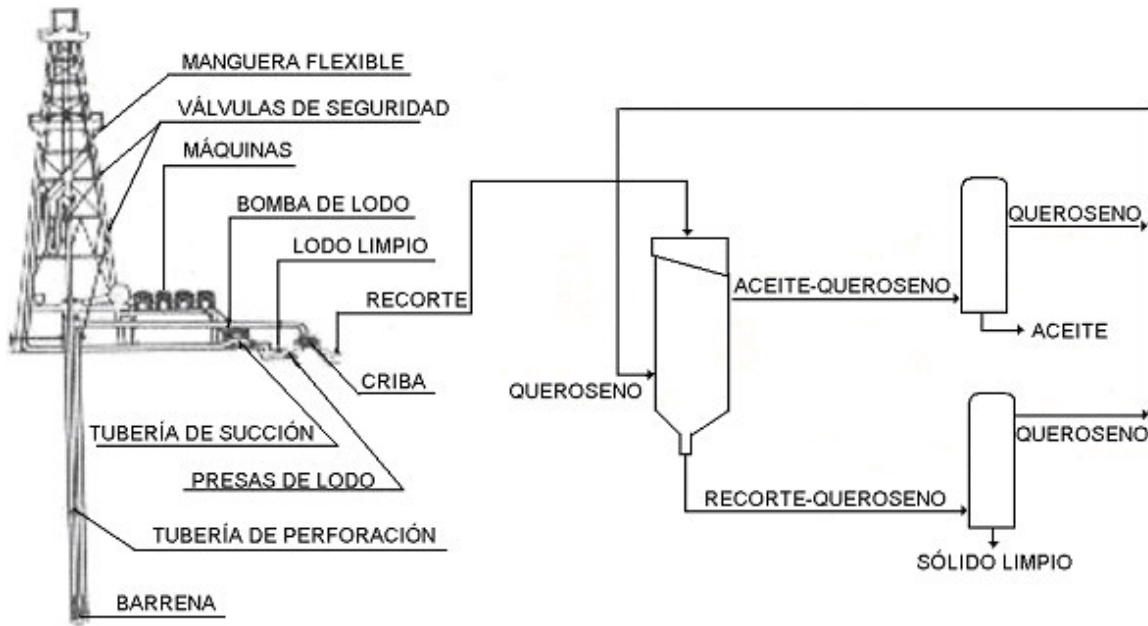


Figura 33. Columna de flotación.

**VII****CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.****CONCLUSIONES**

- ⊖ Los recortes de perforación de pozos petroleros se consideran peligrosos “por el aceite que contienen” no cumplen las pruebas CRETIB.
- ⊖ Existen ciertos métodos clásicos industriales para tratar recortes de perforación, (y reducir su peligrosidad) que se aplican de manera independiente a su generación.
- ⊖ Las medidas que se aplican actualmente para el tratamiento de los recortes las realizan empresas particulares que tienen concesión.
- ⊖ Durante la búsqueda bibliográfica se hace mención del método de flotación para recortes, lo cual indujo a estudiar esta posibilidad.
- ⊖ Es conveniente investigar el método de flotación en una columna con agua por que (de poder realizarse) presenta ventajas técnicas, económicas y ambientales, además de poder acoplarse (in situ) a la perforación.
- ⊖ Las pruebas de orientación, a nivel laboratorio, de extracción de diesel del recorte con queroseno indican que es posible separar en forma eficaz el sólido del aceite.
- ⊖ Es factible usar la flotación en columna (con queroseno) del recorte para separarle el aceite, junto con una destilación para aislar el queroseno remanente del sólido y del diesel. Este método se puede acoplar (in situ) con la perforación.

**RECOMENDACIONES**

- ⊖ Se sugiere realizar pruebas a nivel laboratorio de flotación con agua variando: la longitud de la columna, temperatura, dilución, concentración de NaOH, dilución de pulpa, grado de aireación, tiempo de acondicionamiento, adición de aditivos como colectores, aglomerantes, etc.
- ⊖ Buscar las mejores condiciones para romper la asociación del aceite con las partículas finas.
- ⊖ Una vez obtenidos buenos resultados de laboratorio es necesario llevar la investigación a nivel planta piloto.
- ⊖ Es necesario determinar las mejores condiciones operacionales para la flotación-destilación con queroseno al tratar los recortes, es decir se deben estudiar las dimensiones de la columna, características de alimentación y descarga, consumo de energía durante la destilación, la posible necesidad de centrifugación, etc.
- ⊖ Este proceso se debe implementar también a nivel planta piloto.

**BIBLIOGRAFÍA.**

- 1.- Enciclopedia Salvat Diccionario, Salvat Editores S.A., Tomo 10, 1976 ( pag 2624 )
- 2.- Ernesto López Ramos, Geología general, Tomo 1, Apuntes, México, 1970, páginas 357 ( pag 184-185 ).
- 3.- Lester Charles Uren, Ingeniería de producción del petróleo, Compañía Editorial Continental S.A., México, 1969, páginas 969 ( pag 22 - 23 ).
- 4.- El Petróleo, Gerencia de información y relaciones públicas de Petróleos Mexicanos, México, 1984.
- 5.- El Petróleo, 50 Aniversario de Petróleos Mexicanos, Gerencia de Información y Relaciones Públicas de Petróleos Mexicanos, México, 1986.
- 6.- L. Don Leet, Sheldon Judson, Fundamentos de geología física, Editorial Limusa, México, 2001, Páginas 450 ( pag 369-389 ).
- 7.- Kennet K. Landes, Geología del Petróleo, Ediciones Omega S.A. Casanova, Barcelona, 1977, páginas 463 ( pag 13 – 16 ).
- 8.- Lourdes Celis Salgado, La Industria Petrolera en México, Una Crónica, TOMO I, De los Inicios a la Expropiación, PEMEX, 1988, ( pag 19 ).
- 9.- Chester R. Lonwell y Richard F. Flint, Geología Física, Editorial Limusa, México, 1991, páginas 545 ( pag 506-509 ).
- 10.- James Gilluly, Principios de Geología, Aguilar S.A, 1964, Páginas 692 ( pag 632-643 ).
- 11.- E.C Dapples, Geología Básica en Ciencias e ingeniería, Ediciones Omega S.A, 1965, Páginas 639 ( pag 53-76 ).
- 12.- Joseph M. Trefethen, P.H.D , Geología para Ingenieros, Compañía Editorial Continental S.A, México, 1996, Páginas 668 ( pag 21-39 ).
- 13.- Simon y Schusters, Guide to Rocks and Minerale, Arnoldo Mondador, Editore S.p.A, 1993, Páginas 607( pag 31-45 ).
- 14.- Edward Henry Kraus, Mineralogía, MC Graw-hill, 1965, Páginas 656 ( pag 95-115 ).
- 15.- F. Klockman, Tratado de mineralogía, Editorial Gustavo Gili, S.A,1951, Páginas 736 ( pag 144-145 ).
- 16.- Ernest Wallace Gary, Los materiales de la Tierra, Ediciones Omega S.A, Barcelona, 1982, Páginas 101 ( pag 31-32 ).

- 
- 17.- Pérez Ávila Eduardo, Generación de contaminantes en una plataforma marina de perforación, Facultad de ingeniería, UNAM, 1995, Páginas 96 ( pag 22 -53 ).
  - 18.- Proyecto CDC 8302 “Investigación de tecnologías y equipos para el tratamiento de los desechos de perforación, Subdirección de exploración y producción, IMP, 1996, Páginas (1- 42 ).
  - 19.- Benítez Hernández Miguel Ángel, Apuntes de fluidos de perforación, Facultad de ingeniería, UNAM, 1985, Páginas 180 ( pag 14-19 ).
  - 20.- Mota Peralta Alejandrina, Análisis del efecto de la fracción de gas sobre las propiedades de los fluidos espumosos, Facultad de ingeniería, UNAM, 2003, ( pag 20-22 ).
  - 21.- Martínez Pérez José, Estudio de la tecnología para la prevención y control de la contaminación en la perforación de pozos petroleros, Facultad de ingeniería, UNAM, 1995, Páginas 129 ( pag 44-74 ).
  - 22.- Alfonso Mora Ríos, Alternativas para reducir el impacto ambiental causado por los fluidos de perforación, Facultad de ingeniería, UNAM, 1998, ( pag 20-31 ).
  - 23.- Reyes Reza Placido G, Disposición de desechos contaminantes a través de la inyección superficial, Facultad de ingeniería, UNAM, 2000, ( pag 8- 80 ).
  - 24.- Humberto Castro Martínez, Disposición de recortes de perforación mediante su inyección en formaciones naturalmente fracturadas, Revista de Ingeniería petrolera, Junio 2002, ( Pag 22- 28 ).
  - 25.- Heberto Ramos Rodríguez, Conversión de recortes de perforación en energía y materia prima para la industria del cemento, Facultad de ingeniería, UNAM, 1999, ( pag 11-16 ).
  - 26.- González Virginia María, Estudio descriptivo de la técnica de inyección y comparación con otros métodos de manejo de desechos de exploración y producción, Universidad de los Andes, Facultad de ingeniería, 2000, Páginas 26 ( pag 1- 26 ).
  - 27.- [www.aguamarket.com/temas-interes/031.asp](http://www.aguamarket.com/temas-interes/031.asp)
  - 28.- Enciclopedia Salvat Diccionario, Salvat Editores S.A., Tomo 5, 1976 ( pag 1428 ).
  - 29.- Enciclopedia Kirk-Othmer, Enciclopedia de Tecnología Química, Volumen 8 (pag 180-198 ).
  - 30.-Hugo Alberto Hernández Álvarez, Innovación del proceso de flotación en columna en la industria del papel, Facultad de Química, UNAM, 1997, ( pag 11- 36 ).

- 31.-Errol G. Nelly, David j. Spottis Wood, Introducción al procesamiento de minerales, Ed Limusa, 1990, ( pag 331- 352 ).
- 32.- B. A. Wills, Tecnología de procesamiento de minerales (Tratamiento de menas y recuperación de minerales), Ed Limusa, 1988, ( pag 345- 419 ).
- 33.- Gómez Cruz José Daniel, Efecto de oxidantes sobre la flotación de la Pirita, Facultad de Química, UNAM, 1994, ( pag 1- 8 ).
- 34.- Chávez González Joaquín Rolando, Estudio por flotación y mesa Wilfley de arenas detríticas provenientes del Edo de Campeche, Facultad de Química, UNAM, 1980, ( pag 14-17 ).
35. - Laurier Lincoln, Schramm, Surfactans (Fundamentals and applications in the petroleum industry), Cambridge University, 2000, ( pag 365- 377 ).