

**CARACTERIZACIÓN DE SEDIMENTOS Y FLUIDOS TOMADOS TANTO EN FONDO
DE POZO COMO EN SUPERFICIE EMPLEANDO EL MÉTODO DE CENTRIFUGACIÓN
PROGRESIVA.**

JUAN MANUEL RODRIGUEZ CORRALES
Ingeniero Químico

ALEX FABIAN NIETO VELASQUEZ
Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
SEGUNDA PROMOCIÓN
BUCARAMANGA
2011**

**CARACTERIZACIÓN DE SEDIMENTOS Y FLUIDOS TOMADOS TANTO EN FONDO
DE POZO COMO EN SUPERFICIE EMPLEANDO EL MÉTODO DE CENTRIFUGACIÓN
PROGRESIVA.**

JUAN MANUEL RODRIGUEZ CORRALES
Ingeniero Químico

ALEX FABIAN NIETO VELASQUEZ
Ingeniero de Petróleos

Trabajo para optar al título de
ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

Director
ANTENOR SARMIENTO DELGADO.
Ingeniero de Petróleos
Gerente de Distrito Perenco Colombia Limited

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
SEGUNDA PROMOCIÓN
BUCARAMANGA
2011**

*A Papá y Mamá por ser gestores de lo que soy hoy
A mis Hermanos por ser mis amigos Incondicionales
A mi querida esposa por ser el motor de mis días
A mis hijos, por ser mi esperanza*

A mi querido Fernando, mi guía permanente.

Juan Manuel Rodríguez Corrales

A mi esposa VERONICA PALACIO por ser la estrella de mi vida, quien ilumina mi camino en cualquier situación y quien me acompaña incondicionalmente con todo su Amor y Comprensión.

A Dios por bendecir mi Hogar y acompañarme durante mi desarrollo tanto Profesional como Personal.

Alex Fabián Nieto Velásquez

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a todas y cada una de las personas y entidades que de alguna forma posibilitaron el desarrollo de éste proyecto, en especial a:

PERENCO COLOMBIA LIMITED, Empresa Soporte. Por su colaboración técnica y financiera durante el desarrollo del proyecto.

Antenor Sarmiento Delgado, Ingeniero de Petróleos. Director del proyecto. Perenco Colombia Limited. Empresa Soporte. Por sus valiosas asesorías y seguimiento general del proyecto.

Docentes de la Especialización, Ingenieros que de una u otra forma contribuyeron al desarrollo profesional y compartieron en gran medida su conocimiento, permitiendo obtener mayores habilidades para el futuro.

Mónica Hernández, Profesional de posgrados. UIS. Por su gran espíritu y Personalidad que hacen de ella una gran persona en el manejo de programas así.

María Isabel Archila y Lady Contreras, Por su buena actitud, disposición y Colaboración durante el programa.

Grupo de Estudio de la Especialización de la Segunda Promoción, Gracias a los integrantes de este grupo, el programa tuvo muchos más aportes que en una sola cátedra.

CONTENIDO

| | Pág. |
|---|------|
| INTRODUCCIÓN | 23 |
| 1 GENERALIDADES | 25 |
| 1.1 AGENTES GENERADORES DE DEPOSITOS | 26 |
| 1.1.1 Tipo de Fluido | 26 |
| 1.1.1.1 Hidrocarburos | 26 |
| ➤ Mecanismos de Deposición de los compuestos Orgánicos | 26 |
| ➤ Temperatura | 27 |
| ➤ Presión | 27 |
| ➤ Herramientas para identificar problemas de precipitados orgánicos | 29 |
| ➤ Asfáltenos | 29 |
| ➤ Parafinas | 33 |
| 1.1.1.2 Agua de Formación | 34 |
| ➤ Carácter Corrosivo del agua | 34 |
| ➤ Carácter Incrustante del agua | 35 |
| ➤ Índice de Langelier | 36 |
| ➤ Índice de estabilidad de Ryznar | 37 |
| ➤ Índice de Puckorius | 39 |
| 1.1.2 Depósitos por completamiento | 41 |
| 1.2 TIPOS DE DEPOSITOS | 42 |
| 1.2.1 Precipitación Orgánica | 42 |
| 1.2.1.1 Hidrocarburos Saturados | 43 |

| | | |
|---------|---|----|
| 1.2.1.2 | Ceras Parafinas | 43 |
| 1.2.1.3 | Hidrocarburos Aromáticos | 44 |
| 1.2.1.4 | Resinas | 46 |
| 1.2.1.5 | Asfáltenos | 47 |
| 1.2.2 | Precipitación Inorgánica | 49 |
| 1.2.2.1 | Carbonato de Calcio | 49 |
| 1.2.2.2 | Sulfato de Bario | 49 |
| 1.2.2.3 | Sulfato de Estroncio | 50 |
| 1.2.2.4 | Hierro | 51 |
| 1.2.2.5 | Cloruros | 51 |
| 1.2.3 | Material Inerte | 53 |
| 1.3 | TIPOS DE SOLVENTES | 54 |
| 1.3.1 | Generalidades de los Solventes | 54 |
| 1.3.2 | Normal Pentano | 55 |
| 1.3.3 | Xileno | 55 |
| 1.3.4 | Tolueno | 55 |
| 1.3.5 | Alcohol Isopropílico | 55 |
| 1.3.6 | Acido Acético | 55 |
| 1.3.7 | Acido Clorhídrico | 55 |
| 1.4 | TIPOS DE MUESTREADORES PARA FONDO DE POZO | 63 |
| 1.4.1 | Generalidades de las operaciones de Slickline | 63 |
| 1.4.2 | Bailers | 64 |
| 1.4.2.1 | Bailers Mecánicos | 65 |

| | | |
|---------|---|----|
| 1.4.2.2 | Bailers Hidrostáticos | 66 |
| 2 | DESCRIPCION DEL METODO | 67 |
| 2.1 | EXTRACCION DE FRACCIONES POR CENTRIFUGACION | 67 |
| 2.1.1 | Principio | 67 |
| 2.1.2 | Método de Centrifugación Diferencial | 69 |
| 2.1.3 | Método de Centrifugación en Gradiente de Densidad | 70 |
| 2.2 | EXTRACCION DE FRACCIONES EMPLEANDO SOLVENTES | 71 |
| 2.2.1 | Principio | 71 |
| 2.3 | METÓDO PROPUESTO PARA LA CARACTERIZACIÓN EMPLEANDO EL SISTEMA DE CENTRIFUGACIONES PROGRESIVAS | 73 |
| 2.3.1 | Procedimiento de centrifugación. | 73 |
| 2.3.2 | Preparación de la muestra. | 73 |
| 2.3.3 | Extracción de aceite. | 73 |
| 2.3.4 | Dilución de las parafinas. | 73 |
| 2.3.5 | Cambio de humectabilidad. | 74 |
| 2.3.6 | Extracción de carbonatos. | 74 |
| 2.3.7 | Extracción de óxidos de hierro. | 74 |
| 2.3.8 | Material inerte. | 74 |
| 3 | DESARROLLO DEL METODO | 76 |
| 3.1 | DESARROLLO DE LAS PRUEBAS | 76 |
| 3.1.1 | Pruebas realizadas a muestras tomadas en fondo de pozo. | 76 |
| 3.1.2 | Pruebas realizadas a muestras tomadas en fondo de tanques de fiscalización. | 77 |

| | | |
|-------|--|----|
| 3.1.3 | Pruebas realizadas a equipos de proceso. | 77 |
| 3.2 | RESULTADOS OBTENIDOS | 78 |
| 3.2.1 | Resultados obtenidos a muestras de fondo de pozo. | 78 |
| 3.2.2 | Resultados obtenidos a muestras de tanques de fiscalización. | 80 |
| 3.2.3 | Resultados obtenidos a muestras de equipos de proceso. | 82 |
| 3.3 | VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL METODO | 83 |
| 4 | CONCLUSIONES | 84 |
| 5 | RECOMENDACIONES | 85 |
| 6 | BIBLIOGRAFÍA | 86 |
| 7 | ANEXOS | 90 |

LISTA DE FIGURAS

| | Pág. |
|--|------|
| Figura 1. Efecto de la Temperatura sobre la Tensión Superficial. | 27 |
| Figura 2. Efecto de la presión en la precipitación de Asfáltenos. | 28 |
| Figura 3. Fracciones Separadas a partir del Análisis SARA. | 30 |
| Figura 4. Prueba de Oliensis para un Crudo. | 31 |
| Figura 5. Aporte de hierro para la generación de nuevos compuestos indeseables. | 42 |
| Figura 6. Estructura de diferentes ejemplos de parafinas de bajo y alto peso molecular | 44 |
| Figura 7. Estructura de Algunos Hidrocarburos Aromáticos. | 45 |
| Figura 8. Estructura del Xileno. | 45 |
| Figura 9. Actividad de los Solventes Aromáticos. | 45 |
| Figura 10. Estructura de las Resinas. | 47 |
| Figura 11. Posible estructura molecular de los asfáltenos de un crudo de Venezuela. | 48 |
| Figura 12. Esquema básico de una Micela. | 49 |
| Figura 13. Representación Grafica de la liberación de CO ₂ , ocasionando una precipitación del CaCO ₃ . | 50 |
| Figura 14. Efecto del CO ₂ en la precipitación de escamas de CaCO ₃ | 50 |
| Figura 15. Nucleación y Crecimiento de las escamas | 51 |
| Figura 16. Estructura Normal – Pentano | 57 |
| Figura 17. Isómeros del Xileno | 58 |
| Figura 18. Estructura del Tolueno | 59 |
| Figura 19. Estructura del Alcohol Isopropílico | 60 |
| Figura 20. Estructura del Acido Acético | 61 |

| | |
|---|----|
| Figura 21. Herramienta de Muestreo de Fondo – Bailers. | 65 |
| Figura 22. Herramienta de Muestreo de Fondo – Sand Bailers mecánico. | 66 |
| Figura 23. Herramienta de Muestreo de Fondo – Sand Bailers hidrostático. | 66 |
| Figura 24. Esquema de Centrifugación. | 67 |
| Figura 25. Esquema de Centrifugación Diferencial. | 69 |
| Figura 26. Esquema de Centrifugación en Gradiente de Densidad. | 70 |
| Figura 27. Secuencia de Análisis. | 75 |
| Figura 28. Resultados Análisis muestras de fondo de Pozo. | 79 |
| Figura 29. Resultados Análisis muestras de Tanque de Almacenamiento | 80 |
| Figura 30. Resultados Promedio - Análisis muestras de Tanque de Almacenamiento | 81 |

LISTA DE TABLAS

| | Pág. |
|---|------|
| Tabla 1. Equipos Centrífugos en función de las Fases a Separar. | 68 |
| Tabla 2. Solventes utilizados y Análisis realizado. | 75 |
| Tabla 3. Resultados de muestras tomadas a fondo de Pozo. | 77 |
| Tabla 4. Resultados de muestras tomadas a Tanques de Almacenamiento. | 77 |
| Tabla 5. Resultados obtenidos de muestras de Fondo Analizadas | 79 |
| Tabla 6. Resultados de muestras puntuales tomadas a Fondo de Pozo. | 80 |
| Tabla 7. Resultados obtenidos de muestras de tanques de almacenamiento Analizadas. | 81 |
| Tabla 8. Resultados obtenidos de muestras de equipos de proceso analizadas | 82 |

LISTA DE ECUACIONES

| | Pág. |
|---|------|
| Ecuación 1. Índice de inestabilidad coloidal | 32 |
| Ecuación 2. Delta de índice de refractividad | 33 |
| Ecuación 3. Índice de refractividad del petróleo | 33 |
| Ecuación 4. Índice de saturación de Langelier | 36 |
| Ecuación 5. pH de saturación de Langelier | 36 |
| Ecuación 6. Índice de estabilidad Ryznar | 37 |
| Ecuación 7. pH de equilibrio de Ryznar | 38 |
| Ecuación 8. Índice practico de incrustación | 40 |
| Ecuación 9. pH de equilibrio de Puckorius | 40 |

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Hoja Técnica del Normal Pentano

Anexo B. Hoja Técnica del Xileno

Anexo C. Hoja Técnica del Tolueno

Anexo D. Hoja Técnica del Alcohol Isopropilico

Anexo E. Hoja Técnica del Acido Acético

Anexo F. Diagrama del Método

GLOSARIO

- **Agente Peptizante:** Sustancias que incrementan el grado de dispersión de un Coloide que se encuentra en Solución.
- **Agentes Quelantes:** Son compuestos orgánicos que extraen ciertos iones disueltos en el agua, incorporándolos a su estructura, también se llaman agentes secuestrantes.
- **Alcalinidad:** Es la capacidad del agua para aceptar protones (H^+), es por lo tanto la capacidad de neutralizar los ácidos; se caracteriza por la presencia natural de iones carbonatos ($CO_3^{=}$), bicarbonatos (HCO_3^-) e hidróxidos (OH^-). Los hidróxidos pueden estar presentes en aguas que han sido ablandadas por el proceso cal-carbonato o que han estado en contacto con concreto fresco.
- **Anión:** Un ión cargado negativamente.
- **Calcio:** Un elemento metálico, normalmente presente en el agua en forma de carbonato ($CaCO_3$), produciendo dureza en el agua y posibilidades de incrustación.
- **Catión:** Un ión cargado positivamente.
- **Centrifugación Isopícnica:** Centrifugación de equilibrio en gradiente permite que los sólidos sedimentables se muevan por el gradiente hasta que alcanzan un punto donde su densidad y la del gradiente son idénticas.
- **Ceras Parafinicas:** Se denomina a los sólidos orgánicos generados por la depositación hidrocarburos compuesto por cadenas superiores a Octadecanos.
- **Coloides:** Son partículas muy pequeñas, de 10 a 1000 Ångstrom, que no se sedimentan si no son coaguladas previamente. Tienen una carga negativa y fácilmente obstruyen las membranas y los sistemas de ablandamiento y des-ionización.
- **Co-Surfactante:** Un cosurfactante es aquel compuesto químico que necesita de otro compuesto para poder funcionar como tal, mientras que el surfactante no.
- **Dureza:** Es la presencia de sales de calcio y magnesio en el agua. La dureza disminuye la capacidad del jabón de producir espuma. Una alta dureza causa problemas de incrustación en calderas y tuberías e interfiere en procesos de purificación por osmosis inversa.
- **Dureza de Carbonatos:** Dureza en el agua, causada por los bicarbonatos y carbonatos de calcio y magnesio.
- **Dureza de no carbonatos:** Es la dureza del agua producida por los cloruros, sulfatos y nitratos de calcio y magnesio.

- **Drift:** Diámetro Interno que tienen las tuberías el cual indica el diámetro externo que deben tener las herramientas que se van a emplear en cualquier operación.
- **Incrustación:** Son depósitos minerales que pueden recubrir las partes internas de las calderas y tubería de intercambio de calor en donde cierto tipo de agua circula. Consiste principalmente de carbonato de calcio, el cual precipita de la solución bajo ciertas condiciones.
- **Inorgánico:** Referente a lo mineral, incluyendo todo el material que no es animal o vegetal. Sustancias inorgánicas que normalmente al disolverse, se disocian formando iones.
- **Ión:** Un átomo o grupo de átomos con una carga positiva (Cación) o una negativa (Anión), como resultado de haber perdido o ganado electrones.
- **Fluidos Supercríticos (FSC):** Se denomina a aquellas sustancias y/o compuestos que se encuentran en condiciones de Presión y Temperatura por encima del punto crítico.
- **Fuerza Centrifuga:** Fuerza ejercida en un cuerpo sólido o líquido hacia el Exterior (Afuera).
- **Fuerza Centrípeta:** Fuerza ejercida en un cuerpo sólido o líquido hacia el interior (centro).
- **Materia orgánica:** Comprende a las moléculas naturales y artificiales, que contienen carbono e hidrógeno. Toda la materia viva presente en el agua, es de moléculas orgánicas.
- **Micela:** Es un asfalteno rodeado por resinas, las cuales lo mantienen en solución (Brindan estabilidad) en el Crudo.
- **pH:** Es el logaritmo base 10, de la actividad molar de los iones hidrógeno de una solución.
- **Parafinas:** Se denomina a todas las cadenas de Hidrocarburos con enlaces sigma sin importar la cantidad de carbonos.
- **Precipitado:** Cuando una solución llega a su saturación, el soluto empieza a "salir" de la solución, en forma de precipitado. De esta forma, el carbonato de calcio precipita del agua, causando incrustaciones.
- **Tensión Interfacial:** Fuerza resultante de la fricción entre dos o más interfases de fluidos en un medio.
- **Slickline:** Cable delgado que se emplea en operaciones de bajada de herramientas a un Pozo para realizar diversas operaciones.

- **Snubbing:** Suaveo que se realiza en un pozo con el fin de estimular su energía y activar el flujo.
- **Solución Isocrática:** Fluido compuesto por una mezcla de varios fluidos y compuestos de diferente densidad.

LISTA DE ABREVIATURAS

| | |
|----------|---|
| dyn | Dyna |
| EDTA | Acido Etilen Diamino Tetracético. |
| EPP | Elementos de Protección Personal. |
| IPA | Alcohol Isopropilico. |
| ISR | Índice de Estabilidad de Ryznar (Index Stability Ryznar) |
| LSI | Indice de Saturación de Langelier (Langelier Saturation Index) |
| MPa | Mega Pascales |
| NORM | Material Radioactivo de Ocurrencia Natural (Naturally Occurring Radioactive Material) |
| PCM | Progressive Centrifugation Method (Método de Centrifugación Progresiva) |
| P_{IR} | Es el IR de una mezcla de petróleo y la mínima cantidad de heptano a la cual agregados de asfáltenos pueden ser observados microscópicamente (320X) |
| PSI | Índice de Puckorius – Índice Práctico de Incrustación (Practical Scaling Index) |
| P_R | (Pressure Reservoir) Presión de Yacimiento |
| P_{wf} | (Pressure Well Flow) Presión de Pozo Fluyendo |
| TDS | Sólidos Totales Disueltos (Total Dissolved Solids) |

RESUMEN

TITULO: Caracterización de sedimentos y fluidos tomados tanto en fondo de pozo como en superficie empleando el método de centrifugación progresiva.¹

AUTOR: JUAN MANUEL RODRIGUEZ CORRALES / ALEX FABIAN NIETO VELASQUEZ ²

PALABRAS CLAVE: Sedimentos, caracterización, PCM, Extracciones con solventes

En la ejecución de los diferentes trabajos de fondo de pozo producto de estimulaciones, obstrucciones, cambios de estados mecánicos, etc, puede detectarse la presencia de sedimentos aportados por la formación, los fluidos, la metalurgia de las tuberías entre otros. Dichos sedimentos afectan negativamente los procesos de Producción de Fluidos e Inyección de aguas residuales ocasionando pérdidas de producción por las restricciones que se pueden dar tanto en los pozos productores como en los pozos Inyectores.

Para lograr la formulación ó la evaluación de soluciones se requiere de un método práctico para determinar las fracciones principales de la obstrucción, del fluido contenido ó del sedimento.

Con el presente trabajo se pretende desarrollar una metodología de fácil aplicación en campo para la Caracterización de muestras de sedimentos y fluidos tomados en fondo de pozo y superficie a fin de suministrar una herramienta de orientación para la toma de decisiones respecto a las acciones inmediatas para intervenir el pozo.

El método de centrifugación progresiva (**P.C.M.**) se basa en el manejo de una muestra problema a través de una secuencia de extracciones con solventes sometidas a un proceso de Centrifugación lo cual permite la separación de diferentes componentes a mayor velocidad de asentamiento y separación.

El método fue probado en 25 muestras de diferentes tipos, muestras de fondo de pozo, muestras de fondo de tanques de almacenamiento y sedimentos obtenidos de equipos de separación con el fin de comprobar la versatilidad del proceso.

De acuerdo con los resultados obtenidos, el presente método ejecutado bajo el procedimiento descrito, constituye una herramienta de fácil acceso la cual aporta en un corto periodo de tiempo información valiosa respecto a la sustancia a la cual se está enfrentando en ese momento y permite evaluar de manera objetiva las diferentes alternativas de solución.

¹ Monografía.

² Ingeniero Químico / Ingeniero de Petróleos. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director: Ing. Antenor Sarmiento Delgado.

ABSTRACT

TITLE: Characterization of sediments and fluids taken both in down hole as well as in surface using the Progressive centrifugation Method¹.

Author: JUAN MANUEL RODRIGUEZ CORRALES / ALEX FABIAN NIETO VELASQUEZ²

Key Words: Sediments, Characterization, PCM, Extraction with the use of solvents.

In the execution of the different down hole's tasks, product of stimulations, obstructions, change in mechanical status, and others, the presence of sediments created by the reservoir, the fluids, the pipes' metallurgy and others can be detected.

Such sediments negatively affect the process of fluids production and the residual waters injection; generating as a result, production losses due to the restrictions that can be present in both the production wells and the injection wells.

To achieve the formulation, or the evaluation of proper solutions, a practical method is required to determine the main fractions of the obstruction, the production fluid and/or the sediment.

With the following study/research we are developing a methodology of easy application in the field, for the characterization of sediments and fluids samples taken at the down hole as well as in the surface. The intention is to provide a tool that will provide more information for the decision making process when immediate actions are needed to intervene the well.

The Progressive Centrifugation Method (P.C.M.) is based in the handling of a sample test through a sequence of different solvent extractions. These extractions are subject to a centrifugation process, which allows the separation of the different components, also speeding up the drop of separated solids and the non-soluble solids.

With the intention to prove the process' versatility, we tested the method in 25 samples of different kinds, samples of down holes, samples of storage tanks down holes, and sediments obtained from separation equipment.

Based on the obtained results, the present method, when applied under the described procedure, becomes an easy to use tool, which in a short period of time can provide very valuable information from the sample test that are being treated at any particular moment. It also allows the objective evaluation of the different solution alternatives.

¹ Monography

²Chemical Engineer / Petroleum Engineer. Physicochemical Faculty Engineering. Hydrocarbons Production Specialization. Director: Ing. Antenor Sarmiento Delgado

INTRODUCCION

En el planteamiento de alternativas para la solución de problemas de obstrucción de pozos Productores, pozos Inyectores, líneas de transferencia, fondo de tanques y para los casos en los cuales el factor tiempo no permite un análisis detallado de muestras en laboratorios acreditados que permitan determinar la forma y los elementos necesarios para la remoción de tales sedimentos, se hace necesario contar con herramientas de fácil aplicación para así lograr la correcta ejecución de los procesos remediales.

En la actualidad las compañías de servicios ofrecen procedimientos basados generalmente en experiencias anteriores, pruebas realizadas con muestras de fondo pero las cuales por efectos de desplazamiento obligan a retardar la toma de decisiones hasta conocer los productos recomendados por ellos. Las metodologías de laboratorio están diseñadas para ser realizadas en centros habilitados para estos procedimientos siendo necesario el desplazamiento de las muestras y personal aún para casos sencillos de tratamiento.

Una vez se obtiene el procedimiento sugerido, no se cuenta con las pautas de laboratorio en campo que permitan las rápidas evaluaciones se da viabilidad y confirmación sobre la propuesta, siendo en un gran número de casos la aceptación sin discusión.

De presentarse una incorrecta selección de los trabajos,

- El problema puede resolverse
- El problema original puede no resolverse causando el gasto innecesario de productos y servicios.
- El problema original puede no resolverse causando el gasto innecesario de productos y servicios y en cambio originar nuevos procesos que afecten la integridad del pozo/línea.

De esta forma, esta monografía ha desarrollado una metodología de fácil aplicación en campo para la caracterización de las muestras de sedimentos y fluidos tomados en fondo de pozo y superficie a fin de suministrar una herramienta de orientación para la toma de decisiones respecto a las acciones inmediatas para intervenir el pozo.

Para su realización se tomaron experiencias respecto a las necesidades en campo para la evaluación de este tipo de problemas, los recursos disponibles para realizar procedimientos de laboratorio y las pruebas que ya se realizaban de manera aislada.

Las muestras fueron de diferentes tipos (fondo de pozo, tanques de almacenamiento, separadores, etc) buscando la generalización del método, la cual se basa en la investigación aplicada, ya que solo se pretende la implementación de unos conceptos y experiencias adquiridas para solucionar el problema expuesto. Los resultados fueron expuestos de manera puntual y grupal mostrando diferentes alternativas para su análisis, con resultados muy importantes y sobre todo concluyentes de no tener soluciones generales para los casos, cada uno debe ser tratado de forma independiente.

Se espera con éste método denominado C.P.M. (Método de Centrifugaciones Progresivas) aportar a la comunidad profesional una herramienta de fácil adquisición, de fácil implementación y divulgación a todo el personal operativo a fin de mejorar e incrementar las ayudas de campo en el ejercicio profesional del Ingeniero Químico / Petróleos para la evaluación temprana de problemas en los campos de producción de petróleo.

1. GENERALIDADES

En la ejecución de los diferentes trabajos de fondo de pozo producto de estimulaciones, obstrucciones, cambios de estados mecánicos, revisión de la integridad ,etc, puede detectarse la presencia de sedimentos aportados por la formación, los fluidos, la metalurgia de las tuberías entre otros.

Dichos sedimentos afectan negativamente los procesos de inyección de aguas residuales ocasionando pérdidas de producción por restricción en el caudal inyectado.

Por otro lado, durante las labores de procesamiento, almacenamiento, fiscalización y transporte pueden generarse diversos tipos de sedimentos que alteran los procesos mecánicos y químicos del sistema.

La realización y obtención rápida de resultados así como el oportuno análisis permite determinar la manera efectiva de intervenirlo, bien sea con el tipo mecánico ó químico (solvente, el ácido ó biocida) necesario para:

- Permitir el trabajo de cambio de sistemas mecánicos de fondo
- Lograr desplazar sedimentos
- Corroborar los productos a utilizar en la estimulación
- Tomar decisiones como el cambio de aleación de tuberías ó la implementación de inyección de productos químicos a través de capilar

En este capítulo se presentarán los diversos agentes formadores de depósito, tipos de depósitos, tipos de solventes que podrían ser empleados y los equipos actuales para la toma de muestras en fondo de pozo.

1.1. AGENTES GENERADORES DE DEPÓSITO¹

Los Yacimientos son formaciones en los que la roca y los fluidos llevan millones de años en equilibrio. Este equilibrio mantenido por tanto tiempo es alterado por los cambios fisicoquímicos que sufren los fluidos por la variación de las condiciones de confinamiento como la Presión y la temperatura durante sus diferentes etapas de desarrollo como lo es la Perforación y la Producción. Dicho rompimiento en el equilibrio normalmente genera fenómenos de precipitación de minerales y sustancias orgánicas ya sea en los poros de la formación o en los equipos mecánicos como lo es el completamiento y las facilidades instaladas en superficie.

Los depósitos generados normalmente vienen dados por la composición de los mismos fluidos de producción como lo es el Agua de formación y el Crudo producido, los cuales al sufrir cambios en sus condiciones termodinámicas se

¹ ECONOMIDES, Michael J. y NOLTE, Kenneth G. : Reservoir Stimulation. Houston, Texas. : Schlumberger Educational Services, 1987 3ª Edition.

inestabilizan dando origen a los depósitos que conocemos como obstrucciones de flujo o depósitos indeseables que no permiten el buen desempeño de las operaciones como se ha dado en los equipos de Deshidratación y Fiscalización. Los depósitos encontrados normalmente en las operaciones de campo corresponden en gran proporción a los fluidos producidos, pero se encuentra un tercer agente que permite generar compuestos con otro tipo de características como lo son el sulfuro de hierro y óxidos férricos, este agente es el residuo metálico generado por un ambiente corrosivo en el estado mecánico, ocasionando una pérdida de material de las tuberías o revestimientos que finalmente se mezclaran con los compuestos del Agua y del Crudo.

En base a lo anterior se puede decir que los principales agentes generadores de depósitos en los equipos instalados para drenar un yacimiento ya sea en condiciones de fondo o superficie son:

- Agua de Formación.
- Petróleo.
- Completamiento de pozo.

1.1.1. Tipo de Fluido^{1,2}. A continuación se mencionan las características de los fluidos que se producen normalmente en un campo y que ocasionan los depósitos como se explico anteriormente.

1.1.1.1. Hidrocarburos³. El primer paso para la evaluación de la existencia de problemas de precipitación de parafinas y asfáltenos es una caracterización del fluido producido con el fin de determinar cuáles son las variables del mismo que posiblemente están generando los depósitos, lo cual se ve traducido en una caída considerable de la producción por restricciones al flujo. Es por esto que la metodología del análisis SARA, es una herramienta muy valiosa y de gran utilidad para dar inicio al estudio del problema, ya que permite identificar la composición principal de un petróleo crudo a partir del contenido de Hidrocarburos Saturados, Hidrocarburos Aromáticos, Resinas y Asfáltenos.

- **Mecanismos de depositación de los compuestos orgánicos.** Los depósitos orgánicos se pueden generar por la alteración de diferentes variables como lo son la temperatura, la presión y la composición entre otras. Dentro de estas variables mencionadas solo algunas aplican tanto para la depositación de Ceras Parafinas como para la de los Asfáltenos. Para un mejor entendimiento, cada una de estas variables va a ser explicada a continuación

¹ NIETO VELASQUEZ, Alex Fabián y ROBAYO OJEDA, Wilsón Orlando. Tesis de Pregrado : Estudio de Diagnostico y Tratamiento de Daño en la Formación Barco de los campos operados por BP Colombia. Bogotá D.C. : BPXC – Universidad de América, 2005. p. 40-63.

² BOCANEGRA LEMUS, Germán Andrés y CLAVIJO ALVARES, Julián Alfonso. Tesis de Pregrado : Estudio de Diagnóstico de Daño de Formación Asociado a Escamas Orgánicas en los campos operados por BP Colombia. Bogotá D.C. : BPXC – Universidad de América, 2005. p. 12-26.

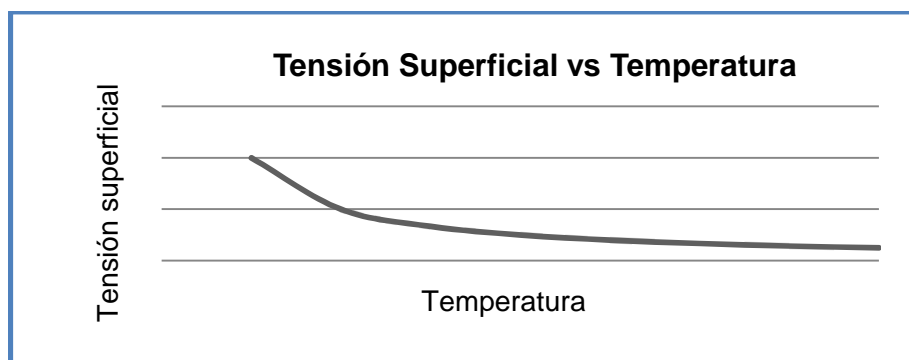
³ SIMANZHENKOV, Vasily y IDEM, Raphael. Crude Oil Chemistry. 2003. P. 3-55.

- ✓ **Temperatura.** En cuanto a las parafinas, es normalmente el factor que más influye en la depositación de las Ceras parafinas es la temperatura¹. Si la temperatura del fluido en la formación cae por debajo del punto de nube, temperatura en la cual se forma el primer cristal de Ceras Parafinas, estas empiezan a formar cristales, depositándose en las superficies de los equipos parcialmente bloqueando o taponando el flujo y por consiguiente generando una disminución en la producción.

Con respecto a los Asfáltenos, el efecto de la temperatura es un factor un poco controversial ya que en algunos documentos especializados se afirma un efecto positivo y en otros un efecto negativo en caso tal que se genere una disminución en la temperatura. En este proyecto nos orientamos al efecto positivo que tiene la disminución en la temperatura, debido a que a medida que la temperatura aumenta se genera una disminución en la tensión superficial de los fluidos (ver Figura 1), adicional a esto, fluidos que tengan una tensión superficial inferior a 25 Din/cm son más propensos a generar problemas de depositación de asfáltenos.

En el caso de las resinas, estas como se mencionó anteriormente actúan como agentes peptizantes de los asfáltenos, pero este efecto solo se evidencia si la tensión superficial de estos componentes es superior a 25 dinas/cm, por esta razón en caso tal que la temperatura aumente la probabilidad de tener problemas de precipitación de asfáltenos es mayor.

Figura 1. Efecto de la Temperatura sobre la Tensión Superficial.



Fuente. Los Autores

- ✓ **Presión.** No afecta directamente la solubilidad de las Ceras Parafinas en el crudo. Sirve para mantener los gases disueltos y los constituyentes volátiles en solución. Algunas veces ayuda a mantener la solución y temperatura de la formación; es





¹ ADDISON, G. E., Identification and treating of downhole organic deposits. (paper SPE 18894). p. 1.

imposible producir un crudo por primera vez sin tener una caída considerable de presión en el pozo. Estas caídas de presión aumentan la densidad del aceite.

Debajo de la presión del punto de burbuja, el gas en solución producido y los remanentes en la fase líquida se hacen cada vez más ricos en componentes pesados, causando que la solubilidad se incremente. Este comportamiento indica que la precipitación es más probable a la presión de saturación.

En el caso de los Asfáltenos, la presión al contrario de la temperatura, tiene un efecto negativo en caso que se presente una disminución de la misma (hasta ciertos límites). A medida que nos acercamos al **onset** o inicio de precipitación de asfáltenos (Figura 2), la muestra estará más propensa a presentar problemas de asfáltenos, aunque esto es valedero hasta ciertos límites, por ejemplo en la práctica se ha encontrado que para un yacimiento de petróleo negro (**Black Oil**), a presiones cercanas pero superiores a la presión de burbuja la probabilidad de presentar problemas de asfáltenos es muy alta¹ y a una presión inferior a la presión de burbuja, el problema puede detenerse debido a la liberación de gas (componentes livianos) que ya no van a competir por la solubilidad en el crudo, permitiendo con más facilidad la solubilidad de los asfáltenos.

Figura 2. Efecto de la presión en la precipitación de Asfáltenos

| 17.2 MPa | 20.7 MPa | 24.1 MPa | 27.6 MPa | ID de la muestra |
|---|---|---|---|------------------|
|  |  |  |  | Sin tratar |

Fuente. AKBARZADEH, Kamran, HAMMAMI,Ahmed, KHARRAT, Abdel y ZHANG, Dan. Los Asfaltenos: Problematicos pero ricos en Potencial. Oilfield review. Pag 12.

La figura nos muestra fotografías de un petróleo crudo de América del Sur, tomadas con el microscopio de alta presión (HPM) a medida que se reduce la presión, en el petróleo sin tratamiento alguno las partículas oscuras interpretadas como asfáltenos precipitados aparecen a una presión de 3500 psi (24,1 MPa) y se vuelven más grandes a medida que la presión continua reduciéndose.

¹ GALOPPINI, M. y TAMBINI, M. Asphaltene deposition monitoring and an experience in ultra deep wells. (paper SPE 27622).

De acuerdo con M.E. Newberry y K.M. Barker¹, los asfáltenos tienden a precipitarse cuando el petróleo pierde su habilidad para dispersar ya sea por cambio en las condiciones termodinámicas, por cambios en la composición misma del crudo o por adicionar fluidos externos al yacimiento; también se piensa que los asfáltenos pueden estar sujetos a efectos eléctricos creados por el flujo (movimiento) constante del petróleo que viaja a través de los poros de la formación, lo cual genera su depositación

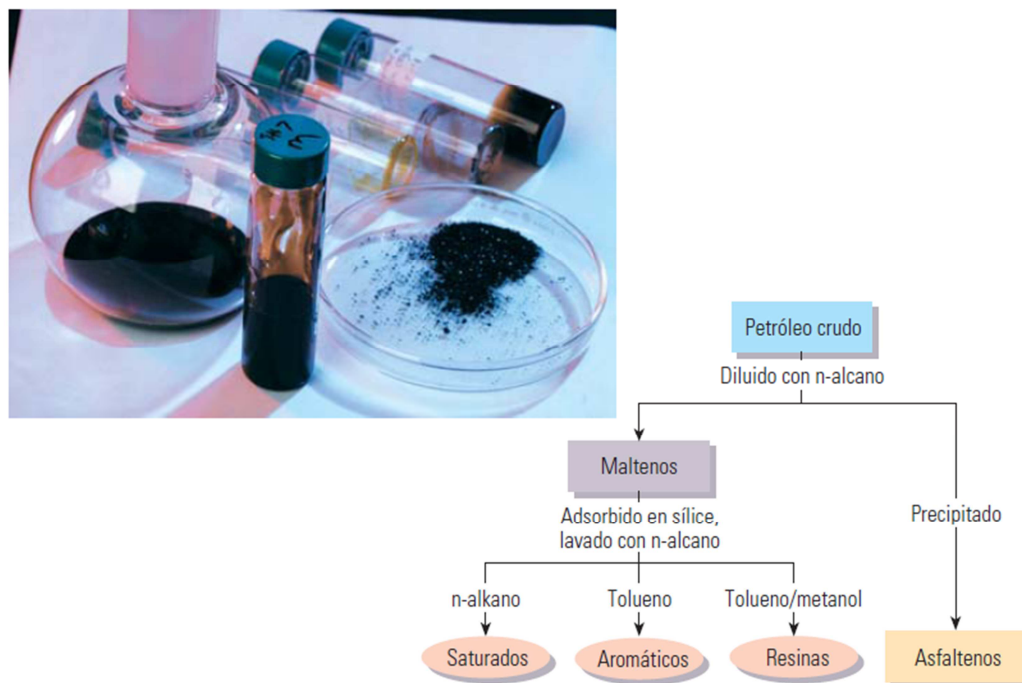
- **Herramientas para identificar problemas de precipitados orgánicos.** Existen varios procedimientos y/o pruebas para identificar y medir los precipitados que resultan de los fluidos (Asfáltenos, Resinas, Saturados (parafina/ceras), aromáticos y minerales inorgánicos). Estas técnicas son utilizadas para identificar las fracciones y cuantificar la concentración de cada una de ellas; algunas de ellas son:

- ✓ **Asfáltenos**

Análisis SARA. Es un método usado para describir composicionalmente los petróleos crudos (Figura 3). En éste análisis se dividen los componentes de mayor peso molecular en cuatro fracciones básicas (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos) las cuales se diferencian por su peso molecular y por su polaridad en donde los saturados son la fracción no polar.

¹ NEWBERRY, M. E. y BARKER, K. M. Formation damage prevention through the control of paraffin and asphaltene deposition. (paper SPE 13796)

Figura 3. Fracciones Separadas a partir del Análisis SARA.



Fuente. AKBARZADEH, Kamran, HAMMAMI,Ahmed, KHARRAT, Abdel y ZHANG, Dan. Los Asfaltenos: Problematicos pero ricos en Potencial. Oilfield review. Pag 25.

La importancia de esta herramienta, es que sirve como punto de partida para evaluar otras metodologías de evaluación de estabilidad de asfaltenos existentes en la literatura, como lo son el Índice de Inestabilidad Coloidal (IIC) y el Índice de Refracción (IR).

Por esta razón se hace necesario identificar el equipo o el método utilizado para desarrollar esta prueba de laboratorio, ya que no todas las metodologías existentes arrojan los mismos resultados¹. Dentro de los métodos existentes se encuentra:

Separación cromatográfica conducida por gravedad (gravity-driven chromatographic separation): También conocida como el procedimiento ASTM D2007-93 en el cual se usa n-hexano para separar los asfáltenos. Los

¹ FAN, T., WANG, J. y BUCKLEY, J. S. Evaluating crude oils by SARA analysis. (paper SPE 75228).

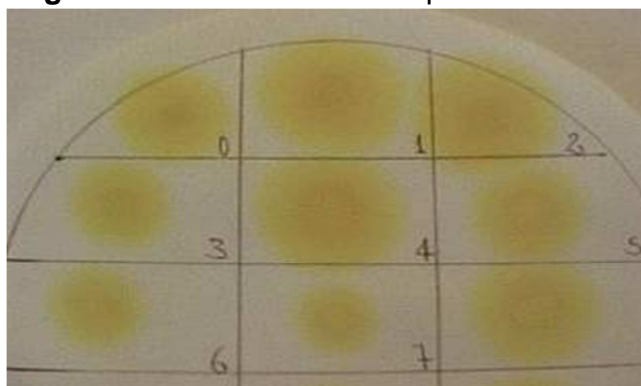
componentes perdidos durante este proceso se calculan por diferencia de peso.

Cromatografía de capa delgada (Thin Layer Chromatography – TLC).

Cromatografía líquida de alta presión (High Pressure Liquid Chromatography – HPLC). Según estudios previamente realizados¹ se identificó que el método más preciso es el de HPLC, seguido por el ASTM D2007-93. Métodos que arrojan resultados muy precisos debido a las condiciones a las cuales se realizan. Por su parte, el método conocido como TLC debido a que deja perder gran cantidad de componentes volátiles arroja resultados erróneos que pueden conllevar a análisis inapropiados.

Ensayo de Oliensis (Oliensis Spot Test)². Esta prueba consiste en determinar la cantidad de n-heptano que es necesaria agregar a una muestra de petróleo crudo para lograr la precipitación de los asfáltenos (Figura 4). Este método provee una medida para la evaluación de compatibilidad de contactos entre materiales asfálticos y poder determinar la estabilidad de los asfáltenos en una muestra de crudo. La estabilidad de los asfáltenos se determina mediante pruebas de ensayo en laboratorio basados en una escala de 1 a 13 donde 1 es altamente inestable y 13 es totalmente estable.

Figura 4. Prueba de Oliensis para un Crudo.



Fuente. Los Autores

¹ Ibid, p. 7.

² SANCHEZ, O. I., BARRETO, D. L., MOGOLLÓN, J., ORTEGA, C., DEL PINO, J., ALBERTI, A., MARTINEZ, E. y GUTIERREZ, R. Reporte final del Proyecto “mejoramiento de la productividad del campo cupiagua para la compañía British Petroleum”. Universidad Nacional de Colombia. 2005. p. 55.

Índice de Inestabilidad Coloidal¹. Este método consiste en la relación que existe entre las fracciones malas (saturados y asfáltenos) y las fracciones buenas (resinas y aromáticos) o en otras palabras como la relación entre los factores de desequilibrio y los factores de equilibrio. Se dice que son factores de desequilibrio debido a que los asfáltenos generan problemas en el yacimiento por la formación de agregados y la precipitación de los mismos.

Los saturados cuando se encuentran en gran proporción pueden desestabilizar los asfáltenos generando problemas. A su vez, se consideran los aromáticos y las resinas como factores de equilibrio ya que son buenos solventes de los asfáltenos que ayudan a mantenerlos en solución y actúan como agentes peptizantes que confieren estabilidad a los asfáltenos respectivamente. A continuación se presenta la Ecuación 1, que sirve para evaluar la estabilidad de los asfáltenos:

$$CII = \frac{(Saturados + Asfáltenos)}{(Resinas + Aromáticos)} \quad \text{Ecuación 1}$$

Según Ken Barker², si el valor de CII es mayor a uno ($CII > 1$) existe la posible inestabilidad de los asfáltenos y si el valor de CII es menor a uno ($CII < 1$) los asfáltenos se encuentran estables en la micela.

El problema existente es que esta metodología fue desarrollada a partir de información de yacimientos de Petróleo Negro, razón por la cual es factible que los límites existentes no sean los mismos que se deben usar en el caso de estar evaluando un yacimiento de gas condensado.

Índice de Refractividad³. Es una propiedad medible en los petróleos que sirve como indicio para determinar la estabilidad de los asfáltenos. Este calcula la diferencia entre el ángulo de incidencia y el de refracción del haz antes y después de ingresar al medio. La medición de este índice puede ser difícil para petróleos livianos o volátiles ya que pueden perder sus componentes livianos durante la medición.

El valor del índice de refractividad de una muestra (IR_{oil}) por sí solo no indica nada, pero si la comparamos con el índice de refractividad de la misma muestra en el onset (inicio de la formación de agregados de

¹ BAKER, Ken. Workshop sponsored by PTTC's south midcontinent region. Smackover, Arkansas: Julio 16, 2003. p. 3.

² Ibid, p. 3.

³ FAN, Op. cit., p. 2.

asfáltenos – P_{IR}), sirve como una herramienta más para corroborar la estabilidad de los asfáltenos.

P_{IR} : Es el IR de una mezcla de petróleo y la mínima cantidad de heptano a la cual agregados de asfáltenos pueden ser observados microscópicamente (320X).

La diferencia entre el IR_{oil} de la muestra de petróleo y el P_{IR} es una medida de la estabilidad de los asfáltenos (ver ecuación 2).

$$\Delta IR = IR_{oil} - P_{IR} \quad \text{Ecuación 2}$$

Si el valor de ΔIR es menor a 0.04 ($\Delta IR < 0.04$) existe la posible inestabilidad de los asfáltenos, y si el valor de ΔIR es mayor a 0.06 ($\Delta IR > 0.06$) nos encontramos con petróleos que tienen posible estabilidad de asfáltenos. Al igual que para el IIC, la metodología del ΔIR fue determinada a partir de información de yacimientos de Petróleo Negro, razón por la cual se debe ajustar en caso tal que el yacimiento a analizar sea de otro tipo.

Después de realizados una serie de pruebas de laboratorio¹, se encontró una correlación entre el análisis SARA y el IR, a través de la cual se puede encontrar el IR_{oil} a partir de cada una de las fracciones del análisis SARA, esto ya que cada fracción aporta un porcentaje al IR total (ver ecuación 3).

$$IR_{oil} = \frac{[S * 1,4452 + A * 1,4982 + (R + As) * 1,6624]}{100} \quad \text{Ecuación 3}$$

✓ **Parafinas.**

Determinación del Punto de Nube y del punto de Fluides. Una metodología muy utilizada en la industria para identificar la existencia de problemas de cristalización de parafinas es la determinación del punto de nube (Cloud Point) y del punto de fluides (Pour Point) de las mismas.

Punto de Nube: Es la temperatura a la cual se forma el primer cristal de parafina.

¹ FAN, Op. cit., p. 6.

Punto de Fluidez: El punto de fluidez de un petróleo es definido en el procedimiento ASTM D97 como la temperatura a la cual el petróleo deja de moverse o de fluir en un tubo de diámetro interno 30 – 33.5 mm cuando este es rotado de forma vertical a horizontal durante 5 segundos.

La utilidad de la determinación de estas dos condiciones, es que indica la temperatura a la cual puede empezar a generarse problemas de parafinas, y con la utilización del gradiente de temperatura se puede generar un gráfico donde se identifique la profundidad a la cual el problema toma lugar.

1.1.1.2. Agua de Formación. El agua es conocida por su propiedad de "disolvente universal", es decir, dependiendo de las circunstancias puede disolver "casi" todos los materiales con más o menos tiempo de por medio.

El agua tanto puede ser corrosiva como provocar incrustaciones. El agua que se torna corrosiva o forma incrustaciones se llama agua desequilibrada, mientras que el agua que no causa estos males se llama agua equilibrada.

El agua corrosiva es "agresiva" por su naturaleza, tiende a disolver el cemento y los metales con cierta rapidez, ocasionando problemas múltiples como roturas en intercambiadores de calor, agujeros en filtros de acero, disminución del espesor de las superficies metálicas, etc.

El agua incrustante hace exactamente lo opuesto, tiende a depositar o precipitar compuestos a base de carbonatos y Sulfatos (entre otros), causando deposiciones en la superficie de las formaciones, tuberías, equipos y accesorios.

Para entender este efecto hay que imaginarse que el agua trata de buscar un equilibrio o neutralidad, en el cual disuelve lo soluble para buscar una proporción, de tal manera que cuando el agua se encuentra saturada precipita su excedente en forma de incrustación

- **Carácter corrosivo del agua.** Se entiende por corrosión el proceso de oxidación de los metales, durante su interacción con el medio ambiente y en especial, con el aire y el agua. En algunos casos como la corrosión en estructuras de hierro, la oxidación se manifiesta mediante la formación de depósitos de óxido férrico, débilmente adheridos a la superficie del metal, mientras que en otros casos, la corrosión se manifiesta mediante la reducción del calibre de las tuberías de conducción, por disolución del metal en un fluido corrosivo. En cualquiera de los casos, la corrosión reduce la capacidad de los ductos, frente a los esfuerzos para los cuales estos han sido diseñados. Algunos de los factores que impulsan el carácter corrosivo del agua son:

Valores de pH inferiores a 7, indican aguas ácidas que favorecen el carácter corrosivo del agua.

Concentraciones de Oxígeno Disuelto mayores a 2 mg/L, confieren un carácter corrosivo adicional.

La presencia de gases disueltos de naturaleza ácida, tales como el CO₂ y el H₂S, (especialmente este último), le confieren al agua un carácter fuertemente corrosivo.

Contenidos en sólidos disueltos (TDS), mayores a 1.000 mg/l, suelen causar problemas de corrosión electrolítica, es decir de intercambio iónico entre la solución y las paredes metálicas del ducto o recipiente.

La presencia de ión cloruro en concentraciones mayores a 500 mg/L, ocasiona problemas de corrosión adicionales. En efecto, los cloruros son el veneno de los aceros.

El carácter corrosivo del agua está determinado por la presencia y concentración de cada uno de los agentes corrosivos antes mencionados. Sin embargo, el carácter corrosivo conjunto de las aguas que contienen más de uno de estos factores, es por lo general mayor que el que cabría esperar a partir de la suma de cada uno de los efectos individuales.

- **Carácter Incrustante del agua.** La “Incrustación”, es un fenómeno de depositación de minerales sobre la superficie interna de las tuberías que transportan un fluido. Los fenómenos de incrustación traen como consecuencia una reducción en el diámetro efectivo de conducción de las tuberías, que se traduce en una disminución del caudal de diseño y/o en un aumento de la presión interna, que termina finalmente por reventar las tuberías. Algunos de los factores que impelen carácter incrustante al agua son:

Valores de pH mayores a 7,5 indican aguas con tendencias incrustantes.

Valores de Dureza Carbonatada mayor a 300 mg/l, indican posibilidad de incrustación por precipitación de carbonato de calcio.

Concentraciones de hierro, mayores a 0,5 ppm y/o de manganeso, mayores a 0,2 ppm, indican posible formación de incrustaciones debidas a la precipitación de óxidos e hidróxidos de hierro y manganeso

Puesto que conociendo el carácter incrustante o corrosivo del agua se pueden planificar y emprender las acciones correctivas en el diseño de las estructuras

expuestas y en el tratamiento del fluido, se han desarrollado algunos métodos analíticos tendientes a evaluar estas características.

El índice de Langelier, el índice de Ryznar y el índice de Puckorius, constituyen tres de estos métodos¹.

En el año 1930, el Dr. Wilfred F. Langelier descubrió la fórmula durante un trabajo de investigación consistente en estudiar cómo se formaban las incrustaciones en las tuberías de distribución del agua pública, observando como esa capa de incrustación protegía a veces de la corrosión.

El resultado de las investigaciones arrojó un estudio con una fórmula que emitía un índice el cual determinaba el estado de corrosividad ó incrustación del agua

- **Índice de Langelier²**. Es una medida del grado de saturación del carbonato de calcio en el agua, el cual se basa en el pH, alcalinidad y dureza (Ecuación 4 y 5). Si el índice de Langelier es positivo, el carbonato de calcio puede precipitar de una solución y formar incrustaciones. En caso de que el índice sea negativo el agua tenderá a ser corrosiva. El valor PERFECTO es CERO (0), puesto que se establece para una temperatura determinada y mide el estado de equilibrio del agua en relación con su carácter incrustante o corrosivo. Se define teóricamente como:

$$LSI = pH_A - pH_s \quad \text{Ecuación 4}$$

$$pH_s = (9,3 + A + B) - (C + D) \quad \text{Ecuación 5}$$

Dónde:

LSI = Índice de Saturación de Langelier (Langelier Saturation Index)

pH_A = Medida del pH Actual del agua

pH_s = pH de saturación o pH al cual se logra el equilibrio calcio-carbónico del agua

A = Factor en Función de los Sólidos Disueltos Totales (TDS)

B = Factor de Temperatura

C = Logaritmo de Ca⁺² expresado como CaCO₃

D = Logaritmo de Alcalinidad expresado como CaCO₃

¹ BLAKE, R.T. Water treatment for HVAC and potable water systems (1980) Ed. Mc Graw - Hill

² Carrier System Design Manual, Part 5: Water Conditioning, Carrier Corporation, Syracuse, N.Y., 1968, p. 5-14.

Dónde las variables A, B, C y D se calculan de la siguiente forma:

$$A = (\text{Log} [\text{TDS}] - 1)/10$$

$$B = -13,12 * \text{Log} (^\circ\text{C} + 273) + 34,55$$

$$C = \text{Log} [\text{Ca}^{+2} \text{ como CaCO}_3]$$

$$D = \text{Log} [\text{Alcalinidad como CaCO}_3]$$

Interpretación del Índice de Saturación de Langelier¹

Debido a ello, cuando LSI tenga un valor negativo se tratará de un agua con tendencia corrosiva, tendencia tanto mayor cuanto menos sea el LSI. En cambio, para valores de LSI positivos el agua tendrá una tendencia incrustante provocando la deposición de carbonato cálcico.

Teniendo en cuenta la anterior teoría, la interpretación de los resultados del Índice de Saturación de Langelier quedaran de la siguiente forma:

LSI = 0, Agua en equilibrio químico

LSI < 0, Agua con tendencia a ser corrosiva

LSI > 0, Agua con tendencia incrustante

- **Índice de Estabilidad de Ryznar^{2,3}**. Es similar al índice de Saturación de Langelier y basado en los mismos parámetros (Ecuación 6). Si el índice de Ryznar tiene un valor menor a 6.0, el agua tiene tendencia incrustante, con un índice que obtenga valores por encima de 7.0 se encontraran problemas por corrosión, a medida que el valor aumenta a valores superiores de 7.5, se incrementa el problema de la corrosión.

El método de Ryznar se origina a raíz de constatar que aunque en un agua se consiga el equilibrio calcio-carbónico no se elimina por completo la posibilidad de que esa agua sea corrosiva.

El índice de Estabilidad de Ryznar (ISR) se define matemáticamente como:

Ecuación 6

$$I_R = 2 * pH_E - pH_A$$

Dónde:

¹ Carrier System Design Manual, Part 5: Water Conditioning, Carrier Corporation, Syracuse, N.Y., 1968, p. 5-14.

² Carrier System Design Manual, Part 5: Water Conditioning, Carrier Corporation, Syracuse, N.Y., 1968, p. 5-14.

³ J.W. RYZNAR. A New Index for Determining Amount of Calcium Carbonate Scale Formed by a Water. J. American Water Works Association, 1944, vol. 36, No 4, G. TCHOBANOGLOUS and E.D. SCHROEDER. Water Quality. Addison Wesley Publishing Company, 1985.

ISR = Índice de Estabilidad de Ryznar (Index Stability Ryznar)
 pH_A = Medida del pH Actual del agua
 pH_E = pH de equilibrio, al cual se logra el equilibrio calcio-carbónico del agua (pH de Saturación)

$$pH_E = pCa + pHCO_3^- + pK_{La} + pf_{La} \quad \text{Ecuación 7}$$

Dónde:

$$pCa = -\log \{[Ca^{+2}]\}$$

$$pHCO_3^- = -\log \{[HCO_3^-]\}$$

$$pK_{La} = -\log K_{La}$$

$$\log K_{La} = \log K_2 - \log \{L\} - 6$$

$$\log K_2 = \frac{-2902.39}{T} + 6,498 - 0,02379 * T$$

Dónde T es la temperatura en K (°C+273)

$$\log L = -12,126 + \frac{1136}{T}$$

$$pf_{La} = -\log\{f_{La}\}$$

$$\log f_{La} = 5 \log\{f_1\}$$

$$f_1 = \frac{0.5\sqrt{\mu}}{31.6 + 1.4\sqrt{\mu}}$$

$$\mu = \frac{1}{2} * \sum c(i) * [z(i)]^2$$

Los términos de estas ecuaciones y sus unidades se definen a continuación:

[Ca⁺²] = concentración calcio [mmol/L]

[HCO₃⁻] = concentración bicarbonato [mmol/L]

pH_A = pH actual del agua

K_{La} = Constante termodinámica de Langelier (en función de la temperatura)

μ = Fuerza iónica [mmol/L] *

$c(i)$ = concentración de cada ión, i [mmol/L]

$z(i)$ = carga de cada ión, i

f_{La} = coeficiente de actividad para K_{La}

*NOTA: El parámetro de la fuerza iónica se emplea en el cálculo de los factores de actividad. Estos factores de actividad son los que determinarán la concentración real (actividad) de cada especie en una solución. Básicamente la fuerza iónica es un parámetro matemático que se emplea para tener en cuenta la interacción de todas las especies presentes en la solución acuosa y hacer que los métodos de cálculo se aproximen más a la realidad.

Interpretación del Índice de Estabilidad de Ryznar^{1,2}

Una vez calculado el índice de Estabilidad de Ryznar se define el carácter del agua de una manera más detallada en los siguientes intervalos:

$4,0 \leq ISR < 5,0$, Agua Fuertemente incrustante

$5,0 \leq ISR < 6,0$, Agua Ligeramente incrustante

$6,0 \leq ISR < 7,0$, Agua en Equilibrio

$7,0 \leq ISR < 7,5$, Agua Significativamente corrosiva

$7,5 \leq ISR < 9,0$, Agua Fuertemente corrosiva

$ISR \geq 9,0$ Agua Intolerablemente corrosiva

➤ **Índice de Puckorius^{3,4,5,6,7}**

El Índice Práctico de Incrustación es similar al de Ryznar, salvo que utiliza un valor calculado de pH del agua en lugar del pH medido el cual es denominado pH de equilibrio (pH_{EQ}) (Ecuación 7).

¹ J.W. RYZNAR. A New Index for Determining Amount of Calcium Carbonate Scale Formed by a Water. J. American Water Works Association, 1944, vol. 36, No 4, G. TCHOBANOGLOUS and E.D. SCHROEDER. Water Quality. Addison Wesley Publishing Company, 1985.

² Carrier System Design Manual, Part 5: Water Conditioning, Carrier Corporation, Syracuse, N.Y., 1968, p. 5-14.

³ "The Nalco Water Handbook", F. N. Kemmer, 2nd. Ed., 1988.

⁴ "Handbook of Industrial Water Conditioning", Betz Laboratories Inc., 8th Ed., 1980.

⁵ "Timing a Cooling Tower (Part 1)", J. D. Warner, Chemical Engineering, Setiembre 30, 1985

⁶ "Timing a Cooling Tower (Part 2)", J. D. Warner, Chemical Engineering, Octubre 23, 1985.

⁷ "Cooling Water Calculations", R. G. Kunz, A. F. Yen, T. C. Hess, Chemical Engineering, Agosto 1, 1977.

$$PSI = 2(pH_{EQ}) - pH_E \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

PSI = Índice Práctico de Incrustación (Practical Scaling Index)

pH_{EQ} = pH de equilibrio de Puckorius

pH_E = pH de Equilibrio de Ryznar (pH de Saturación)

El pH de equilibrio de Puckorius se calcula de la siguiente forma:

$$pH_{EQ} = 1,465 * \text{Log} [\text{Alcalinidad}] + 4,54 \quad \text{Ecuación 9}$$

Notas sobre el Índice de Puckorius:

1. Alcalinidad = $[\text{HCO}_3^-] + 2[\text{CO}_3^{2-}] + [\text{OH}^-] - [\text{H}^+]$, Se trata de la definición más rigurosa en términos de concentraciones molares. En la práctica se puede despreciar los dos últimos términos de la ecuación. Para el cálculo de los Índices de Ryznar y Langelier hay que expresar la alcalinidad en mg/L de CaCO_3
2. El índice de Puckorius (Practical Scaling Index) usa el pH de equilibrio en lugar del pH actual del agua para determinar su carácter agresivo o incrustante. De esta manera tiene en cuenta la capacidad tampón del agua.
3. Para el cálculo de los Sólidos Suspendidos Totales (TDS) se utiliza una aproximación:

$$\text{TDS (mg/L)} = \text{CE } (\mu\text{S/cm}) \times 0,64.$$

Interpretación del Índice de Puckorius

PSI < 4,5, Agua con Tendencia a la incrustación

$4,5 \leq \text{PSI} < 6,5$, Agua en Equilibrio

PSI $\geq 6,5$, Agua con Tendencia a la corrosión

El agua de formación al encontrarse en desequilibrio químico puede ocasionar diferentes tipos de problemas, dentro de los cuales para efectos prácticos de este

estudio está el análisis de los sólidos generados por su composición, dichos sólidos son conocidos como Incrustación Inorgánica (Scale).

Las Escamas Inorgánicas son compuestos que se encuentran solubles en el agua y que precipitan como respuesta a cambios en las condiciones fisicoquímicas del ambiente en el que se encuentran o debido a una mezcla incompatible de aguas.

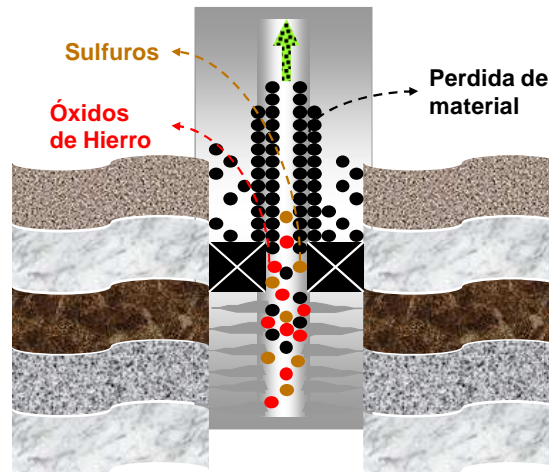
Estas pueden estar presentes en la tubería de producción, en las perforaciones y/o en la formación. Los tipos de escamas más comunes son: Carbonato de Calcio, Sulfato de Calcio, Sulfato de Bario y Sulfato de Estroncio. El agua de producción de un campo cualquiera puede ser estable a condiciones de yacimiento, pero puede empezar a estar sobresaturada de iones a medida que la presión disminuye, permitiendo que el dióxido de carbono (CO₂) se libere, la precipitación de escamas está influenciada por caídas de presión, temperatura, gases disueltos, sitios que permitan nucleación de escamas y cualquier componente que afecte el equilibrio de la solución.

1.1.2. Depósitos por completamiento¹. Este tipo de Depósitos es el resultado de operaciones como Perforación, Completamiento, trabajos de reacondicionamiento, tratamientos de estimulación y Operaciones de inyección. En este ítem se tiene en cuenta la suciedad que adquieren las líneas con el tiempo y la exposición a los fluidos de producción, donde pudo haber sufrido efectos adversos como la Corrosión.

El principal depósito aportado por los estados mecánicos o completamientos, es por la pérdida de material que puede tener los accesorios metálicos, los cuales suministran las fuentes de hierro necesarias para completar los otros compuestos indeseables en la etapa de producción como lo son los Óxidos de Hierro y los Sulfuros. En la Figura 5.

¹ NIETO VELASQUEZ, y ROBAYO OJEDA, Op. Cit., p. 61

Figura 5. Aporte de hierro para la generación de nuevos compuestos indeseables.



Fuente. Los Autores

Una forma muy útil de ver si existe aporte de hierro por parte de la tubería de fondo, es tomar los perfiles y concentraciones en periodos de tiempo recurrentes, con lo cual se pueda generar una estadística del comportamiento de los iones. Para las líneas de superficie se puede realizar perfiles en tiempo real y con mayor facilidad, puesto que se pueden tomar dos nodos como referencia del proceso y en el cual la concentración no debe variar, en el caso de que la concentración se incremente, significaría que las líneas o equipos que se encuentran en medio de los nodos establecidos están realizando aporte de hierro (se están deteriorando), en el caso que estas concentraciones disminuyan, significaría que en medio de los nodos está ocurriendo una depositación.

1.2. Tipos de Depósitos^{1,2}.

1.2.1. Precipitación Orgánica. La precipitación de orgánica es definida como el proceso mediante el cual compuestos orgánicos de alto peso molecular (Ceras Parafinas y Asfáltenos) se agregan y depositan debido a alteraciones en las condiciones termodinámicas (presión y temperatura), a cambios químicos (composición) y a la adición de fluidos externos al yacimiento. Debido a la depositación de los compuestos anteriormente mencionados se puede generar una disminución en los diámetros de flujo, lo cual se ve reflejado en una disminución en la producción.

¹ NIETO VELASQUEZ y ROBAYO OJEDA, Op. Cit., p. 43.

² CAPITULO ESTUDIANTIL SPE y VALENCIA, Alberto. Seminario de Estimulación de Pozos y Daño de Formación : Fundamentos y Mecanismos de Daño de Formación. Bogotá D.C. : Fundación Universidad De América y Halliburton Company, 1993

1.2.1.1. Hidrocarburos Saturados. Cuando se habla de hidrocarburos saturados se refiere a los alcanos (parafinas) normales y ramificados, y los ciclo alcanos (naftenos). Estos compuestos que consisten en material no polar y reciben este nombre debido a que tienen adheridos a los átomos de carbono y la mayor cantidad posible de átomos de hidrógeno. Dentro de este grupo se puede encontrar compuestos como lo son el pentano, hexano y n-heptano los cuales tienen un gran impacto en la depositación de los Asfáltenos¹

Por otro lado, las parafinas² (que también hacen parte de este grupo) son alcanos saturados de alto peso molecular, cuyo tamaño puede oscilar entre C₂₀ y C₆₀ y su forma o estructura puede ser normal o ramificada (ver Figura 6).

Su nombre proviene del latín *parum affinis* (poca actividad)³, debido a su naturaleza no reactiva. Estas pueden depositarse una vez la formación de sus cristales y la aglomeración de los mismos tome lugar a lo cual se denomina Ceras Parafínicas, este tipo de ceras causan daños o problemas tanto en yacimiento como en superficie.

1.2.1.2. Ceras Parafinas. Cuando algunos crudos se ven alterados por cambios en las condiciones termodinámicas (en especial la temperatura y la composición) las ceras parafínicas tienden a precipitarse en forma de cristales afectando el comportamiento de flujo obstruyendo las líneas de flujo. Según G. E. Addison⁴ las parafinas con el punto de fusión más alto y el peso molecular mayor son las primeras en separarse de la solución. La solubilidad de las parafinas en un crudo específico y a una temperatura dada, disminuye a medida que aumenta el punto de fusión y el peso molecular de las mismas.

Dentro de las propiedades básicas de las Ceras parafinas se puede encontrar:

- Debido a su naturaleza no inerte, son resistentes a los ataques por bases y ácidos⁵.
- Las parafinas normales presentan mayores puntos de fusión que sus equivalentes (en tamaño) en forma ramificada.

¹ HERRERA, David Y MELO, Andrés. Evaluación y tratamiento de los precipitados orgánicos en el campo Rubiales. Bogotá, 2004. p. 20-21.

² BAKER, Ken. Workshop sponsored by PTTC's south midcontinent region. Smackover, Arkansas: Julio 16, 2003.

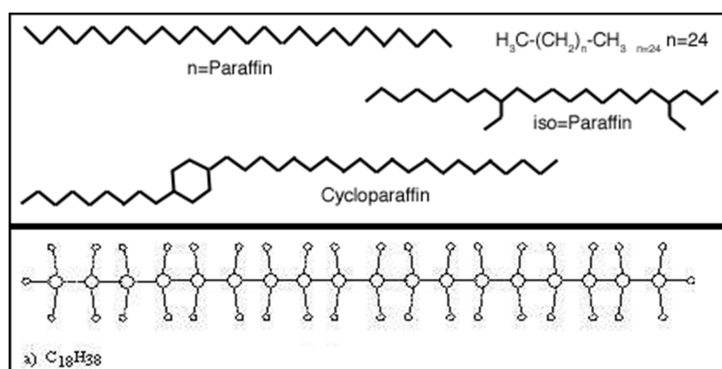
³ SILVA SANCHEZ, Moisés Alfonso y URIBE BERNAL, Misael. programación de un modelo para estudiar la precipitación de asfaltenos. Bogotá, 1996. p. 24-25.

⁴ ADDISON, G. E., Identification and treating of downhole organic deposits. (paper SPE 18894). p. 1.

⁵ ALLEN, Thomas O. and ROBERTS, Alan P. Production operations. 2nd Edition. Tulsa, Oklahoma: Oil and Gas Consultants International, Inc., 1978-1982. p. 11-14

- Son solubles en xileno, n-heptano y en hidrocarburos lineales
- Sus puntos de fusión incrementan a medida que incrementa la longitud de la cadena parafínica.
- La dureza de los cristales incrementa con el tamaño molecular.
- Se precipitan una vez se rompe el equilibrio de condiciones de presión y temperatura.
- Son muy sensibles a cambios en la temperatura en donde es necesario tener en cuenta el punto de nube.
- Al incrementarse el tamaño molecular, cada grupo adicional CH₂ se incrementa proporcionalmente el punto de ebullición y la gravedad específica.

Figura 6. Estructura de diferentes ejemplos de parafinas de bajo y alto peso molecular



Fuente. IGIWAX¹

1.2.1.3. Hidrocarburos Aromáticos. Son compuestos cuya estructura esta en forma de anillos con enlaces sencillos y dobles alternados, que poseen cierto grado de polaridad. Los hidrocarburos aromáticos incluyen aromáticos puros, moléculas de ciclo alcanos aromáticos (nafteno-aromáticos) y compuestos cíclicos de azufre. Todos ellos se pueden considerar derivados del benceno, que es una molécula cíclica, de forma hexagonal y con un orden de enlace intermedio entre un enlace sencillo y un doble enlace² (ver Figuras 7 y 8).

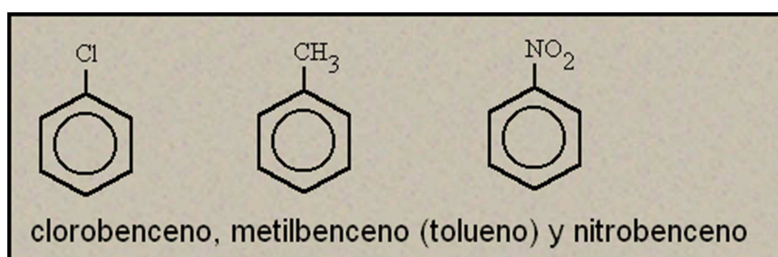
Los hidrocarburos aromáticos son muy importantes en el estudio de depósitos orgánicos debido al comportamiento de los mismos frente a diferentes solventes o compuestos aromáticos (p. ej: tanto los Asfáltenos como las Ceras Parafinas son

¹ IGIWAX, en línea, (http://www.igiwax.com/wax_overview.shtml#paraffin), 2010

² LYCOS, Hidrocarburos Aromáticos, en línea, (<http://usuarios.lycos.es/alonsoquevedo/formulaorganica/aromaticos.htm>), 2010.

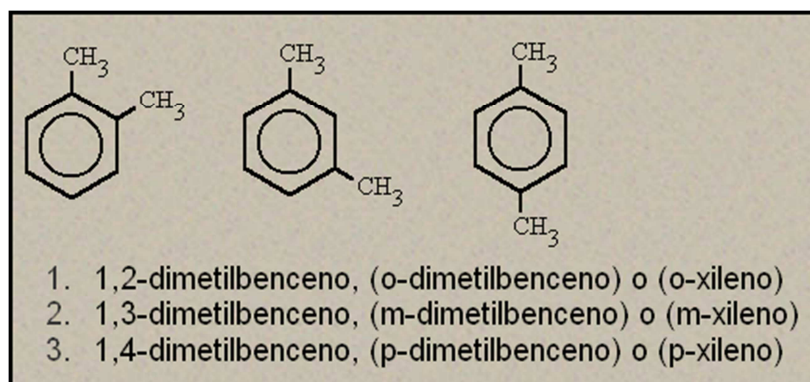
compuestos solubles en presencia del xileno), cada uno de los hidrocarburos aromáticos tiene un poder diferente de disolver los precipitados de Asfáltenos como se observa en la Figura 9.

Figura 7. Estructura de Algunos Hidrocarburos Aromáticos.



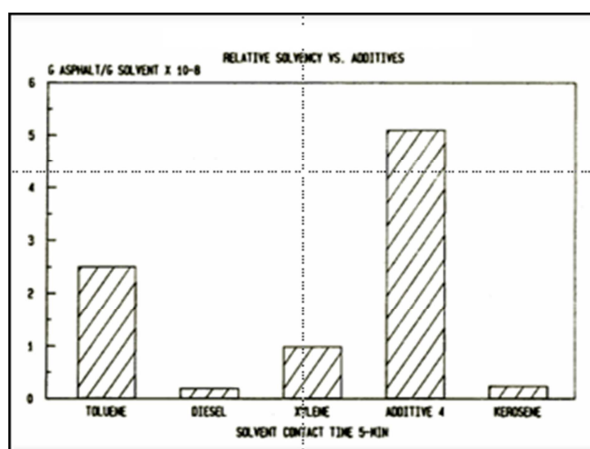
Fuente. <http://usuarios.lycos.es/alonsoquevedo/formulaorganica/aromaticos.htm>

Figura 8. Estructura del Xileno.



Fuente. <http://usuarios.lycos.es/alonsoquevedo/formulaorganica/aromaticos.htm>

Figura 9. Actividad de los Solventes Aromáticos.



Fuente. Formation damage prevention through the control of paraffin and asphaltene deposition. (paper SPE 13796)

1.2.1.4. Resinas. Las Resinas son moléculas muy polares cuyo peso molecular es elevado pero menor que el presentado por los Asfáltenos. Compuestas principalmente por hidrógeno, carbono, azufre, oxígeno o nitrógeno. Según J. G. Speight¹ las resinas son muy similares a los Asfáltenos pero como se mencionó anteriormente son moléculas más pequeñas y tienen una mayor proporción de cadenas parafínicas con relación a los anillos aromáticos condensados (ver Figura 10)

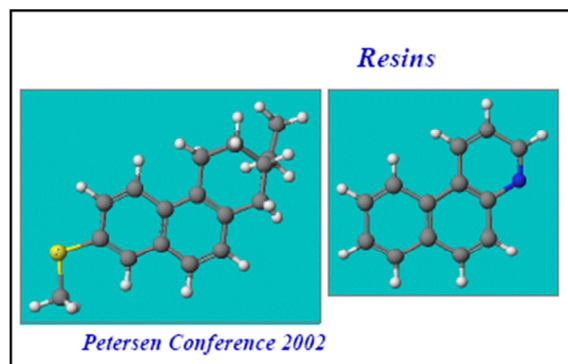
Propiedades²:

- Son insolubles en álcalis (carbonatos o hidróxidos derivados de metales alcalinos) y ácidos, y son completamente miscibles con el petróleo.
- Son solubles en algunos líquidos que precipitan Asfáltenos (n-pentano, n-heptano) líquidos.
- Usualmente solubles en la mayoría de líquidos orgánicos, excepto en los alcoholes más bajos y acetona.
- Son precipitadas por propano y butano líquidos.
- En presencia de propano, las resinas se precipitan con los asfáltenos debido a que ninguna de las dos fracciones es soluble en este compuesto.
- Actúan como agentes peptizantes con los asfáltenos, lo cual previene la precipitación de los mismos.
- Son fuertemente adsorbidas por los asfáltenos.
- Sirven como indicador para analizar la estabilidad de los asfáltenos.
- Pueden ser reducidos a hidrocarburos de cadenas más pequeñas mediante hidrogenación.
- Se encuentran en solución en el petróleo.

¹ SPEIGHT, J.G. Petroleum asphaltenes, Part 1: Asphaltenes, resins and the structure of petroleum .Oil and Gas Science and Technology. (Vol 59), Institut Français du Pétrole. 2004. p. 474.

² Ibid. p. 473-475.

Figura 10. Estructura de las Resinas.



Fuente. GERMINARIO, L. y CUTSHALL, T. Aging Effects on Compatibility, Stability and orphology of Asphalt-Polymer Blends. Part 1. Petersen Conference 2002

1.2.1.5. Asfaltenos. Son hidrocarburos que presentan una estructura molecular extremadamente compleja y difícil de analizar de anillos aromáticos que contienen oxígeno, nitrógeno, azufre y metales pesados así como también cantidades significativas de níquel, vanadio y hierro (ver Figura 11). Son compuestos de alto peso molecular y así mismo son los constituyentes más polares del petróleo debido a la presencia de los heteroátomos anteriormente mencionados, razón por la cual tienen tanta afinidad con las resinas.

La definición de asfaltenos, al igual que las resinas se encuentra en términos de solubilidad debido a la complejidad que se mencionó anteriormente. Boussingault, en 1837, fue el primero que usó la palabra Asfalteno para describir la parte residual de destilación obtenida del petróleo que fue insoluble en alcohol pero soluble en turpentina. De ahí en adelante se definió el término asfalteno como la fracción aromática polar pesada que es soluble en solventes aromáticos tales como el Tolueno y Xileno, pero insolubles en alcanos normales como el n-heptano¹.

Los depósitos de Asfáltenos se identifican por ser sólidos amorfos de color café oscuro a negro, los cuales no tienen punto de fusión definitivo y pueden humectar parcialmente la roca, lo que permite un flujo preferencial de agua. Se obtienen del petróleo a partir de la adición de solventes no polares con tensión superficial menor a 25 dinas/cm a 25 °C (77°F). Dentro de los líquidos utilizados para tal fin tenemos: nafta de petróleo con bajo punto de ebullición, éter de petróleo, n-pentano, iso-pentano, n-heptano entre otros²

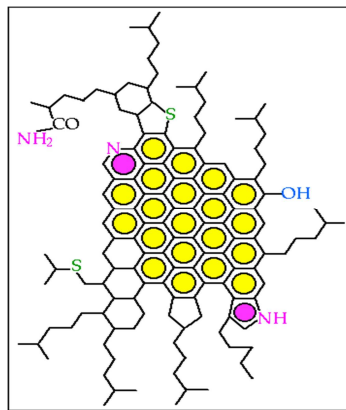
¹ SANCHEZ, O. I., BARRETO, D. L., MOGOLLÓN, J., ORTEGA, C., DEL PINO, J., ALBERTI, A., MARTINEZ, E. y GUTIERREZ, R. Reporte final del Proyecto “mejoramiento de la productividad del campo cupiagua para la compañía British Petroleum”. Universidad Nacional de Colombia. 2005. p. 49.

² SPEIGHT, Op. cit., p. 468.

Propiedades:

- Por encima de 300 y 400 °C, estos no se derriten pero si se descomponen formando carbono y productos volátiles.
- No se cristalizan y no pueden ser separados en componentes individuales o fracciones más pequeñas.
- La molécula es polar dependiendo de la génesis del petróleo.
- La temperatura casi no tiene efecto en la solubilidad de los asfaltenos.
- Se presentan en forma de dispersión coloidal.
- Debido a su naturaleza polar, adsorben a las resinas formando una capa protectora que previene su agregación y futura precipitación.
- Solubles en solventes aromáticos

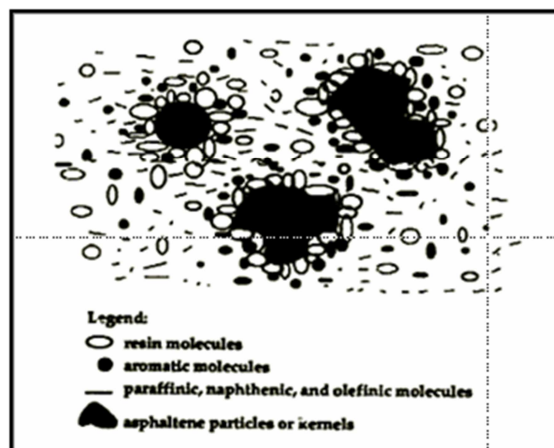
Figura 11. Posible estructura molecular de los asfaltenos de un crudo de Venezuela.



Fuente. http://tigger.uic.edu/~mansoori/Asphaltene.Molecule_html

Adicional a esto, es necesario recalcar que los asfáltenos junto con las resinas interactúan formando una micela en la que los asfáltenos se encuentran rodeados por las resinas adheridas, actuando como una capa protectora que evita la agregación y por lo tanto la precipitación de distintas moléculas de asfáltenos. Por esta razón, las resinas son conocidas como agentes peptizantes o dispersantes de los asfáltenos que confieren estabilidad a estos. En la Figura 12, se ve más claro la interacción de estos dos componentes.

Figura 12. Esquema básico de una Micela.



Fuente. Asphaltene Deposition: A Comprehensive Description of Problem Manifestations and Modeling Approaches. (paper SPE 18892).

1.2.2. Precipitación Inorgánica.

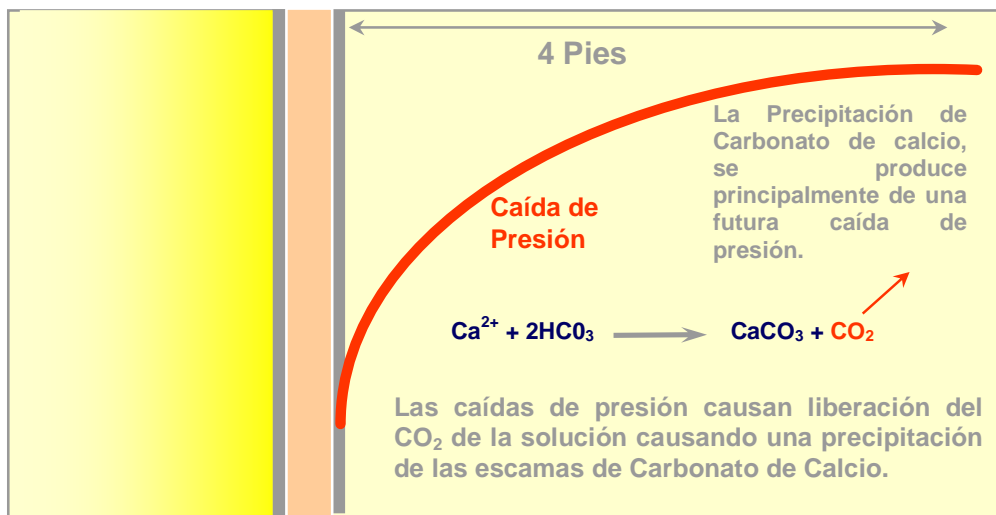
Los precipitados Inorgánicos provienen de diferentes interacciones y cambios termodinámicos que se dan en medio de los procesos en la etapa de Perforación y Producción.

Estos compuestos vienen ligados a la composición del agua y se pueden dar de diferentes formas y tipos, para lo cual se encuentran dentro de los más relevantes y comunes los siguientes precipitados:

1.2.2.1. Carbonato de Calcio. Carbonato de Calcio o Calcita (CaCO_3): Se forma cuando hay una disminución en la presión que está afectando aguas ricas en iones Calcio y Bicarbonato. Su depositación puede estar afectada por la liberación de CO_2 Figura 13, que incrementa los valores de pH haciendo inestable las altas concentraciones de Calcio (Figura 14). Las escamas minerales de CaCO_3 tienden a precipitarse cuando su ambiente o medio en el cual se encuentran no es lo suficientemente ácido para mantener los iones en solución, este medio debe ser inferior a valores de pH de 3, de lo contrario el ambiente empieza a ser favorable a la precipitación del Carbonato de Calcio.

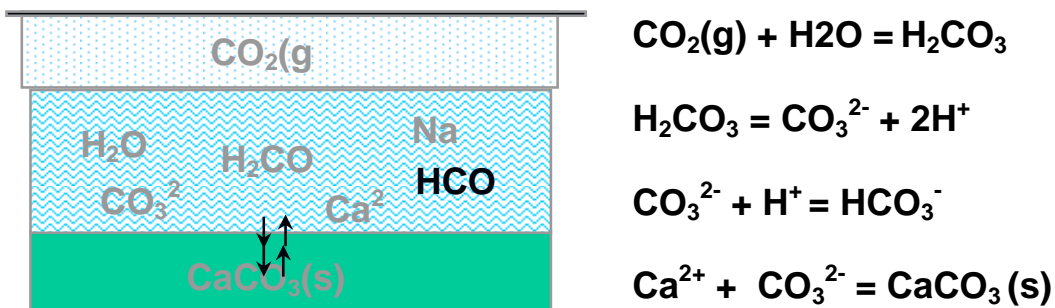
1.2.2.2. Sulfato de Bario. Sulfato de Bario (BaSO_4): Es una forma poco común de depósitos de sulfato pero que causa graves problemas. Es muy difícil de remover debido a que no es soluble en ácidos inorgánicos y solventes, a no ser que este se presente como partículas muy finas o que su estructura este interrumpida por impurezas como escamas de carbonato de calcio. Este precipitado generalmente se suele presentar como producto de la reacción de aguas incompatibles, acelerando su producción por caídas de presión, liberación de gas o turbulencia. Hay un tipo de escama de sulfato de bario que es radioactiva y su radioactividad resulta de una concentración de Uranio en la red cristalina de la escama mineral.

Figura 13. Representación Grafica de la liberación de CO₂, ocasionando una precipitación del CaCO₃.



Fuente. Presentación: Basic Scale, Nalco

Figura 14. Efecto del CO₂ en la precipitación de escamas de CaCO₃



Fuente. Presentación: Basic Scale, Nalco

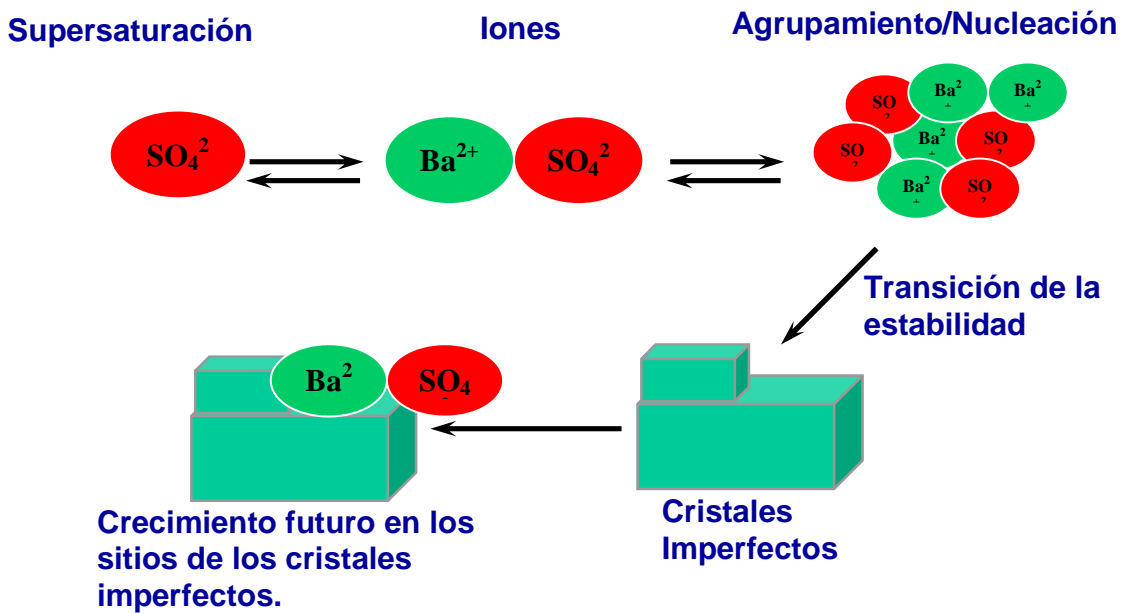
Para que exista la precipitación de las escamas, lo primero que debe existir es una supersaturación de iones, en la que por diferencias de valencias se agrupara con un ion de carga contraria, al estar unidos los iones buscaran una superficie irregular en la cual puedan ubicarse y empezar a crecer como se puede observar en la Figura 15.

1.2.2.3. Sulfato de Estroncio. Sulfato de Estroncio o Celestita (SrSO₄): Es un material que normalmente sustituye al sulfato de bario en la red cristalina, se puede asociar a

escamas radioactivas y puede ser más soluble que el sulfato de bario en sistemas de remoción químicos.

Figura 15. Nucleación y Crecimiento de las escamas

Nucleación y Crecimiento (dos pasos en el proceso)



Fuente. Presentación: Basic Scale, Nalco

1.2.2.4. Hierro. Escamas de Hierro : Las escamas de hierro más comunes son el Carbonato de Hierro (Siderita) y Sulfato de Hierro que pueden ser extremadamente difíciles de remover, estas normalmente se encuentran en pozos que han mostrado históricamente altos contenidos de hierro, como en pozos que tienen tendencia a precipitar Carbonato de Calcio. Las escamas de sulfato de hierro reaccionan de acuerdo a su estructura y se han identificado siete (7) diferentes formas, de las cuales solamente dos son fácilmente solubles en ácido clorhídrico, las restantes son o muy poco solubles o insolubles en dicho ácido. En cuanto a la Siderita, por ser un depósito en base carbonato, es un compuesto que es altamente soluble en ácidos fuertes y ambientes bastante ácidos, para que los iones de esta escama permanezcan en solución el ambiente en el cual se encuentra debe tener un pH por debajo de 5.

1.2.2.5. Cloruros. Escamas de Cloruros: Las escamas de cloruros, como la precipitación de cloruro de sodio del agua de formación es causada por descensos en la temperatura o

por evaporación del agua de formación, causas muy comunes por demás. No hay un método efectivo para prevenir la precipitación de sales y su limpieza a sido limitada a la utilización de agua. La solubilidad de las sales en ácido está limitada a valores de (1/4 lbm/gal en 28% HCl), haciendo así que su uso no sea muy generalizado.

La remoción de estas escamas es muy complicada, aunque existen métodos químicos para disolver las escamas de carbonato, las escamas de sulfato son mucho más complicadas de remover puesto que estas no se disuelven fácilmente en los ácidos, pero si se requiere remover se pueden emplear métodos mecánicos para poder extraer cualquier escama de sulfato.

Además de su precipitación, las escamas de sulfato tienen otro problema particular¹ según Ford, Gadeken, Callahan y Jackson, en un reporte realizado, indican que estas escamas pueden encontrarse contaminadas por Material Radiactivo que Ocurre Naturalmente (NORM: Naturally Occurring Radioactive Material). Estas contaminaciones con NORM pueden crecer en el aire y en el cuerpo humano.

Naturalmente estas sustancias son encontradas en las formaciones de la tierra, estos incluyen en su composición Uranio, Torio y Actinio. Los productos de Uranio (²³⁸U) ocasionan la mayoría de los problemas en los campos petrolíferos. La radioactividad contaminante del Radio (²³⁶Ra), los cuales pueden ocurrir en algunas escamas como lo son Baritas (BaSO₄), este Radio tiene una vida media de 1620 años.

El Radio decae luego a Gas Radon (²²²Ra), el cual tiene una vida media de 92 horas. El gas Radon generalmente es atrapado en la estructura cristalina de las escamas de Barita (BaSO₄). El Bismuto (²¹⁴Bi) y un isótopo de Plomo (²¹⁴Pb) emiten prácticamente todas las radiaciones Gamma de las escamas contaminadas.

Los productos del Torio y el Actinio no son encontrados en suficientes cantidades para ser una preocupación de la industria petrolera.

Estos elementos radioactivos pueden ocasionar lecturas erróneas en el registro Gamma Ray, ya que podría elevarlas por encima de 1000 unidades API², como sucedió en el campo "Dunlin" de Shell

¹ FORD, W. G. F., GADEKEN, L.L., CALLAHAN, T. J. y JACKSON, D. Publicacion Halliburton : Solvent Removes dowhole NORM-contaminated BaSO₄ Scale.

² CARELL, K.D. The Ocurrente, Prevention and Treatment of Sulfate Scale in Shell Expro. (Paper SPE 16538)

1.2.3. Material Inerte¹. Existen sólidos no reactivos con los solventes que se emplean en el método, esta clase de sólidos presentan las características de ser restos de la formación productora o simplemente precipitados que son insolubles en ácidos débiles y fuertes.

Los depósitos que se pueden obtener al final del proceso son Principalmente Sedimentos de las formaciones productoras, formaciones que se encuentran por encima y se han ido derrumbando poco a poco por fisuras en los revestimientos y finalmente compuestos a Base de sulfato como la Barita y la Celestita.

Los Sedimentos o Arenas que aporta un pozo son completamente insolubles en los ácidos, lo único que puede reaccionar en pequeñas proporciones con las sustancias químicas es el cemento de cuarzo que recubre los granos, en ocasiones este cemento tiene tan alta proporción en la matriz de la roca, que puede llegar a ocupar bastante proporción del espacio de los granos (sedimentos).

En cuanto a los compuestos a base de sulfato, químicamente no reaccionan con los productos adicionados puesto que su naturaleza de formación no se encuentra en función del ambiente en el cual se encuentre sino de la sobresaturación de iones que puede tener un agua de formación que en el momento de los cambios termodinámicos adquiere suficiente sinergia para agruparse y generar el precipitado. Los precipitados a Base de sulfato se encuentran bajo estudio para trabajarlos químicamente por medio de agentes quelantes como lo es el EDTA (Acido Etilen Diamino Tetracetico).

Los Sedimentos sólidos que se pueden encontrar en las las facilidades de producción y en los completamientos, son dados por los materiales que componen todos los estratos sedimentarios donde se encontraran en orden Granulométrico las Areniscas que es la principal roca almacén, las Arcillas que se caracteriza por ser un material fino e impermeable (funciona como roca sello), las Lutitas que a su vez es mucho más fino y sus propiedades de porosidad son limitadas a cero (es otro tipo de roca sello), las Calizas que se caracterizan por ser rocas en las cuales el compuesto principal es el Carbonato de Calcio, que con acidos naturales tiende a adoptar porosidades secundarias, este tipo de roca es de muy baja plasticidad y en el momento de su diagénesis no adquiere porosidad primaria, por lo cual es una roca de tipo sello, pero en el mundo existen varios y grandes yacimientos que producen de este tipo de rocas, esto es posible por fracturas o disoluciones matriciales que pueden sufrir este tipo de rocas por fenómenos naturales. En secuencia de granulometría fina se encontrara la Dolomita y la Lidita.

¹ TARBUK, Edward J. y LUTGENS, Frederick K. Ciencias de la Tierra. 8 Edición. 2008.

Normalmente las rocas como las Arcillas y las Lutitas, son rocas que no cuenta con permeabilidad, poseen una plasticidad bastante alta, funciona como rocas sello y su compactación es buena por ser material fino. Las rocas como las Calizas, Lutitas, Dolomitas y Liditas, son rocas que cuentan con una permeabilidad nula al igual que su porosidad, la plasticidad es muy baja por lo cual son más sensibles a una fractura que a una deformación (Pliegue), este tipo de rocas funciona como roca sello y su compactación es más fuerte por ser los materiales más finos de las rocas sedimentarias.

En cuanto a las Areniscas son las rocas que más brindan aporte de sólidos por la variación de granulometría, empaquetamiento, redondez y esfericidad de las partículas y el cemento matriz que haya influido en su diagénesis. Estas rocas no siempre cuentan con buena compactación, lo que hace que existan Arenas no consolidadas que son fácilmente arrastradas por los fluidos de producción o en su defecto se derrumban con cualquier movimiento.

El ultimo agente que aporta cantidades significativas de sólidos, son los cementos con los cuales se realiza el asentamiento del revestimiento para dar integridad Mecánica e Hidráulica al aislar las formaciones y los fluidos. Este material es aportado con los fluidos de producción cuando la cementación no fue completamente eficaz, ya sea por secado o por material empleado, cuando ocurre una mala cementación existe el riesgo que otras formaciones que no son de interés puedan derrumbarse aportando sedimentos por los orificios del Casing cañoneados.

Todo residuo que se determinara finalmente una vez terminado la aplicación del método, se establecerá como sustancia o Material Inerte compuesto por los sedimentos y compuestos a base de sulfato, para lo cual este método aun no puede realizar la extracción fraccionada empleando solventes.

1.3. TIPOS DE SOLVENTES¹

1.3.1. Generalidades de los Solventes. Los solventes empleados fueron establecidos mediante un análisis estadístico y experiencia de campo, con lo cual se logro identificar el impacto global generado por los depósitos para lo cual se obtuvo que el mayor aporte de problemas de estos sólidos encontrados en los depósitos de campo vienen dados por:

- Precipitados Orgánicos (Parafinas y Asfáltenos)
- Precipitados Inorgánicos (Scale)

¹ SMALLWOOD, Ian M., Handbook of Organic Solvents Properties. 1996.

- Sólidos no reactivos o insolubles (Sedimentos)

Por tal motivo se plantearon y comprobaron los siguientes solventes para realizar la caracterización.

- **Normal Pentano:** Solvente que se encarga de realizar la limpieza de Hidrocarburos Saturados hasta el pentano.
- **Xileno:** Solvente que se encarga de realizar la extracción de las sustancias orgánicas en estado sólido o semi-sólido compuesto por Parafinas, Ceras Parafinas y Asfáltenos.
- **Tolueno:** Solvente con propiedades similares al Xileno el cual puede emplearse como sustituto del solvente principal en el caso de que no se tenga con disponibilidad.
- **Alcohol Isopropílico:** Solvente que se encarga de realizar la limpieza a los precipitados inorgánicos y al mismo tiempo remueve toda la humedad (H₂O) presente en la muestra, con el fin de que los solventes inorgánicos puedan ejercer acción completa sobre los compuestos reactivos restantes.
- **Acido Acético:** Solvente encargado de realizar la extracción de carbonatos débiles.
- **Acido Clorhídrico:** Solvente encargado de realizar la extracción de todo tipo de carbonatos y sulfuros presentes.

El sólido (Residuo) que no se hubiese extraído es aquel material inerte compuesto principalmente por Sedimentos. En ocasiones este sedimento va acompañado por material inorgánico formado por la composición del agua de producción el cual es a base de sulfatos (Anhidrita, Barita, etc).

En el instante que se seleccionaron los solventes de trabajo para la metodología, se tuvo en cuenta los parámetros y condiciones básicas de HSE en cuanto a estabilidad. Con esto se expresa y se aclara que los Fluidos son completamente estables y no van a generar ningún riesgo de explosión en el proceso de Manipulación, Agitación y Centrifugación. Es claro y muy importante contar con los EPP apropiados para trabajar en el laboratorio si se requiere aplicar el método en

mención, puesto que los solventes son de rápida absorción, lo que implica tomar las precauciones necesarias con la piel durante la manipulación de los fluidos.

Otro de los mayores riesgos que genera este método es la posible liberación de vapores, especialmente cuando se está realizando la adición de Acido Clorhídrico que al fraccionar el compuesto de sulfatos de cualquier tipo, puede liberar inmediatamente cantidades significativas de Sulfuro de Hidrogeno en estado Gaseoso (H_2S), dichas cantidades de gas pueden variar en función de la concentración de sulfuros que tenga la muestra problema.

Como última recomendación ante la manipulación de los solventes es el emplear campanas de vacío y extracción apropiadas para no superar los niveles de exposición, recordar que todos estos solventes son completamente tóxicos por lo cual en caso de ingerirlos pueden haber alteraciones en el sistema nervioso.

A continuación se presenta una descripción de las propiedades de cada solvente que se va a emplear en el método.

1.3.2. Normal Pentano (n-pentano)^{1, 2, 3}. Es un fluido que se presenta en estado líquido a temperatura ambiente el cual se encuentra compuesto por una mezcla de hidrocarburos livianos e intermedios como los son las fracciones desde el Metano hasta el normal-pentano (C_5H_{12}), su procedencia está dada por Gases ricos, los cuales a ciertas condiciones de Presión y Temperatura generan dicho líquido. Su nombre hace referencia a sus isómeros estructurales, por tener 5 átomos de carbono (C_5H_{12}) (Figura 16). Es un fluido que se emplea como solvente de Laboratorio, por los costos que acarrea puesto que es relativamente comerciable y económico.

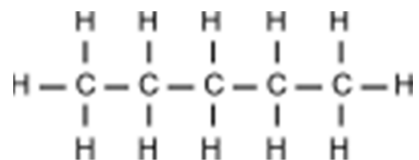
Es un producto que cuenta con falta de polaridad y ausencia de grupos funcionales, por lo cual pueden disolver única y exclusivamente sustancias no polares y compuestos alquilo. El pentano se caracteriza ser inmisible con la mayoría de los solventes no polares como los Clorocarbonos, Derivados Aromáticos y Éteres. Normalmente son empleados en las cromatografías de fase líquida.

¹ SMALLWOOD, Ian M., Handbook of Organic Solvents Properties. 1996.

² ROMAN, M. Balabin. Enthalpy Difference between Conformations of Normal Alkanes: Raman Spectroscopy Study of n-Pentane and n-Butane. 2009. P. 1012.

³ WEI, James, Molecular Symmetry, Rotational Entropy, and Elevated Melting Points. 2009. p. 5019–5027.

Figura 16. Estructura Normal – Pentano



Teniendo en cuenta que este líquido es una sustancia orgánica dada por la riqueza de un gas natural en componentes Livianos ($\text{C}_1\text{H}_4 - \text{C}_3\text{H}_8$) e Intermedios ($\text{C}_4\text{H}_{10} - \text{C}_5\text{H}_{12}$), se debe tener muy claro que la mezcla de todas estas fracciones poseen una miscibilidad completa (alta afinidad entre los compuestos) con los hidrocarburos asociados.

Es un fluido que proviene de gases que brindan líquidos de 40 °API o mayores. Su punto de ebullición es muy bajo (96.8 °F) y es altamente soluble con parafinas (cadenas de alcanos) hasta el Pentano ($\text{C}_5\text{H}_{14}^+$), las cadenas superiores y/o más pesadas son en menor proporción diluidas por este solvente orgánico.

Cuenta con otras aplicaciones en diversos procesos de refinación a fin de obtener mejores calidades en los subproductos obtenidos, como lo es la gasolina de mayor octanaje, diluciones, etc.

En este proyecto se emplea este Solvente por tener gran afinidad con las cadenas parafinicas, donde se ha demostrado experimentalmente y por la composición del mismo que este fluido puede realizar arrastres de las parafinas líquidas compuestas por cadenas de hidrocarburos menores o iguales a los Octanos.

1.3.3. Xileno^{1,2}. El Xileno, Xilol o dimetilbenceno, $\text{C}_6\text{H}_4(\text{CH}_3)_2$ es un producto orgánico que se obtiene a partir del Benceno (Producto derivado del Petróleo). Según la posición relativa de los grupos metilo en el anillo bencénico, se diferencia entre orto-, meta- y para-xileno (Figura 17). Se trata de líquidos incoloros e inflamables con un característico olor parecido al tolueno siendo tolerable. Se presenta en estado líquido a condiciones atmosféricas, estos compuestos son incoloros como el agua cuando están puros.

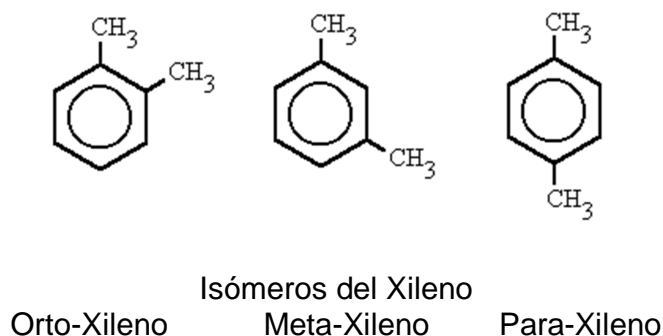
Las principales fuentes del Xileno son el Petróleo y la Hulla, los usos más importantes del xileno comercial son como disolvente industrial y componente de la gasolina en los procesos de reforming. También es usado como materia prima para algunos productos intermedios como disolventes en la fabricación de pinturas, Plásticos, Sellantes impermeabilizantes, reactivo analítico de purificación, etc.

¹ SMALLWOOD, Ian M., Handbook of Organic Solvents Properties. 1996..

² YURKANIS BRUICE, Paula. Química orgánica. México. 2008. p. 547-927

Este compuesto es altamente soluble con las sustancias Orgánicas y Aromáticas por su composición lo cual le ha permitido ser uno de los solventes de mayor afinidad con los Hidrocarburos de cualquier tipo. Su capacidad de miscibilidad es tan alta que le permite solubilizar hasta las fracciones más complejas y compuestas del petróleo como lo son las Resinas y los Asfáltenos.

Figura 17. Isómeros del Xileno



Es un producto polar y que por sus características propias, puede realizar una mayor y mejor obtención de los productos orgánicos, su punto de ebullición es bastante alto (284 °F) y solubiliza en todas las cadenas de parafinas sin importar el tamaño de las mismas y el estado en que se encuentren (Líquido o Sólido). Las sustancias como los Asfáltenos son de igual forma removidos con este fluido, dejando completamente limpia la muestra analizada de compuestos Orgánicos.

El alcance de este solvente en el proyecto consiste en realizar la extracción completa de los compuestos orgánicos, sin importar la complejidad con la que cuente la estructura del soluto o que tan rico en Aromáticos sea.

1.3.4. Tolueno^{1,2}. Solvente Orgánico que al igual que el Xileno se obtiene principalmente del Benceno. Este fluido cuenta con propiedades similares a las del xileno al tener la capacidad de ser completamente miscible con cualquier sustancia orgánica sin importar el grado de complejidad de la cadena o estructura aromática.

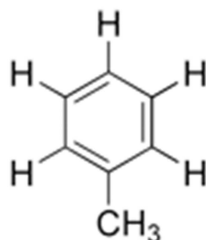
Las características del Tolueno son prácticamente las mismas del Xileno, las diferencias claras están dadas en sus propiedades físicas por su naturaleza puesto que el Tolueno es en base al Metilbenceno y el Xileno es en base al Dimetilbenceno. Aun así y tener diferentes puntos de ebullición, Fusión, etc. La aplicación de estos fluidos tiene la misma finalidad por su capacidad miscible con

¹ SMALLWOOD, Ian M., Handbook of Organic Solvents Properties. 1996.

² WITTCOFF, Harold A., Productos químicos orgánicos industriales. 2002.

las sustancias orgánicas y aromáticas. El Tolueno está representado mediante la fórmula estequiométrica $C_6H_5(CH_3)$ (Figura 18), su temperatura de ebullición es bastante elevada (231 °F) y es un fluido que trabaja como sustituto del Xileno en el caso que no se cuente con disponibilidad del mismo.

Figura 18. Estructura del Tolueno



Su aplicación se extiende desde Antidetonante de combustibles, Colorantes, Detergentes y Perfumes hasta la fabricación de explosivos (TNT). Existe de forma natural en el petróleo y su obtención puede estar dada durante la manufactura de combustibles y coque.

Este Solvente tiene relevancia en el proyecto, puesto que es el único fluido con las suficientes propiedades para sustituir al Xileno en el caso de no tener disponibilidad.

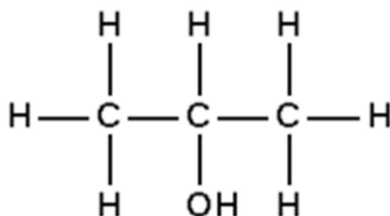
1.3.5. Alcohol Isopropílico (IPA)^{1, 2, 3}. Se obtiene a partir de la oxidación del propileno con ácido sulfúrico o por hidrogenación con acetona. Es conocido también como Propan-2-ol, Dimetil Carbinol y alcohol Propílico Secundario, etc, es un fluido líquido a condiciones atmosféricas con alto punto de ebullición (179,6 °F), es un fluido incoloro de olor intenso y de alta miscibilidad con el agua. Su fórmula estequiométrica está representada por $C_3H_8O_1$ (Figura 19). Es un buen solvente para muchos aceites, alcaloides, aceites esenciales, gomas, ceras y resinas. Compatible con una gran variedad de productos industriales.

¹ SMALLWOOD, Ian M., Handbook of Organic Solvents Properties. 1996.

² ARAMBURO VÉLEZ, Mario Alejandro, Tesis de Pregrado : Evaluación de alternativos para remplazo de productos químicos en estimulación, Bogotá D.C., Tesis de grado Fundación Universidad de América. 2004.

³ HATCH, Lewis. Isopropyl Alcohol, New York – Toronto – London, McGRAW-HILL. 1961.

Figura 19. Estructura del Alcohol Isopropílico



Debido a la mayor relación de carbón a hidróxido en alcohol isopropílico, este es más fuerte en propiedades de hidrocarburos que el alcohol etílico. Este equilibrio entre los hidrocarburos y el agua, como propiedades proporciona una mezcla de cualidades que puede ser usada para ventaja (beneficio) en la composición de aceite y muchas operaciones industriales. Es usado como materia prima para la elaboración de surfactantes y co-surfactantes.

Este solvente es ácido y de fuerza similar al agua, cuenta con la propiedad de mantener el hidrógeno ligado al elemento electro negativo oxígeno, la polaridad del enlace O-H facilita la separación de un protón relativamente positivo; desde otra perspectiva, el oxígeno electronegativo acomoda bien la carga negativa de los electrones abandonados. Este solvente tiene la característica de tener una muy baja Tensión Superficial con los fluidos como el agua lo que le permite adoptar una afinidad completa, adicionalmente sus propiedades favorecen que la humectación con la cual cuentan los sólidos sea removida por las propiedades de reducir las tensiones interfaciales al actuar como surfactante limpiando las partículas permitiendo que toda humedad sea extraída.

Es un solvente que se emplea por el alto grado de afinidad y miscibilidad con el agua, pero que a su vez tienen la propiedad de limpiar todas las partículas sólidas aun contaminadas por residuos orgánicos, permitiendo así que los otros solventes inorgánicos puedan ser aprovechados eficientemente.

1.3.6. Acido Acético^{1,2,1,2}. Es un ácido que proviene de otro ácido de origen natural, se encuentra presente en la mayoría de las frutas. Se produce mediante una fermentación

¹ SMALLWOOD, Ian M., Handbook of Organic Solvents Properties. 1996.

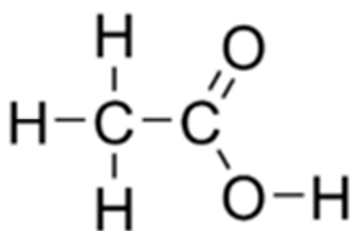
² YONEDA, N., KUSANO, S., YASUI, M., PUJADO, P. y WILCHER, S. Recent advances in processes and catalysts for the production of acetic acid. Applied Catalysis A, General. 2001.

Bacteriana y comercialmente se obtiene a través de la fermentación bacteriana del azúcar, Melazas o Alcoholes. Se conoce como Acido Metilencarboxílico o Acido Etanoico y se puede encontrar en forma de ion acetato.

Es un líquido incoloro y corrosivo de olor penetrante, en soluciones muy concentradas no menores al 99,5% es conocida como Acido Acético Glacial. Se emplea en la fabricación de Plásticos y Caucho, Teñido de la seda, Conservación de Alimentos, solvente de Gomas, Resinas, etc. Es soluble en agua en diferentes proporciones y en la mayoría de los solventes orgánicos.

Este acido se encuentra en el Vinagre, es el que le da sus olor y sabor Agrio, su formula estequiometrica está dada por $C_2H_4O_2$ (Figura 20). En el vinagre el Acido Acético se encuentra preparado en concentraciones que varían desde 5 a 6% de concentración.

Figura 20. Estructura del Acido Acético



En disolución acuosa, el Acido Acético puede perder el protón del grupo carboxilo para dar su base conjugada. Es un Acido débil pero rico en componentes carboxílicos lo cual le permite reaccionar con sustancias a base de carbonatos las cuales son solubles en ambientes ácidos con potenciales de hidrogeno menores a 5.

Su aplicación en el proyecto se remite a diluir los compuestos solubles inorgánicos reactivos a base de carbonatos que son los únicos que pueden y tienen la capacidad de reversibilidad por medios químicos. Compuestos a base de Sulfatos y Sulfuros requieren ambientes más fuertes para poderse diluir y reaccionar, de hecho los compuestos a base de sulfatos no se pueden diluir con un acido fuerte y

¹ WAGNER, Frank S. Acetic acid, Encyclopedia of Chemical Technology (3rd edition). 1978.

² HERNÁNDEZ C., Nataly M. Tesis de Pregrado : Evaluación de la tecnología Mesophase aplicada en pozos con problemas de producción de Gran Tierra Energy Colombia. Bogotá D.C. Gran Tierra Energy – Universidad de América. 2010.

químicamente está en estudio su reversibilidad con el EDTA en cuanto a cambiarlo de estado.

1.3.7. Acido Clorhídrico¹. Este compuesto se puede encontrar como gas licuado, el cual se conoce como Cloruro de Hidrógeno o como soluciones acuosas de diferentes concentraciones, que corresponden al ácido propiamente dicho. A temperatura ambiente, el Cloruro de Hidrógeno es un gas incoloro o ligeramente amarillo con olor fuerte. En contacto con el aire, el gas forma vapores densos de color blanco debido a la condensación con la humedad atmosférica. El vapor es corrosivo y a concentraciones superiores a 5 ppm, puede causar irritación. La forma acuosa, comúnmente conocida como Acido Muriático o Clorhídrico es un líquido sin olor a bajas concentraciones, a altas concentraciones humeante y de olor fuerte.

Es un ácido fuerte que se disocia completamente en una solución acuosa, su fórmula estequiométrica está representada por HCl, se conoce como Acido Muriático, y Cloruro de Hidrogeno en Solución Acuosa, se emplea normalmente como reactivo químico. Su potencial de hidrogeno se encuentra por debajo de valores de 1.0 y se puede encontrar comercialmente como un gas Anhidro o en forma de soluciones acuosas (Acido Clorhídrico). El Acido Clorhídrico comercial contiene entre 33% y 37% de Cloruro de Hidrógeno en agua. El punto de ebullición y fusión se encuentra de la concentración o molaridad que tenga la solución.

El ácido clorhídrico se utiliza sobre todo como ácido barato, fuerte y volátil. El uso más conocido es el desincrustante más fuerte para eliminar residuos de carbonatos y sulfuros (Calcita; CaCO_3 , Ferrita FeCO_3 , etc.). En esta aplicación se transforma el carbonato en cloruro más soluble, liberando dióxido de carbono y agua.

Este tipo de Acido se emplea en el proyecto por su alto grado de solubilización de compuestos (precipitados) inorgánicos reactivos, los cuales en ambientes muy ácidos tienden a cambiar su estado desintegrando los componentes. Adicionalmente es el único ácido que puede terminar de remover todo compuesto revirtiendo el proceso de compactación fraccionándolos y dejándolos en solución. Aquellos compuestos sólidos que no reaccionen con este tipo de ácido, es porque su proceso es irreversible y químicamente aun no es posible su dilución, en estos casos se hace referencia a los precipitados compuestos por precipitados a base de sulfatos como la Barita, Celestita, etc., de igual forma con estos sólidos quedan los sedimentos que se puedan presentar.

¹ ROBINSON, Robert Anthony y BATES, Roger G.: Dissociation constant of hydrochloric acid from partial vapor pressures over hydrogen chloride-lithium chloride solutions in Analytical Chemistry. 1971. p. 969-970.

1.4. TIPOS DE MUESTREADORES PARA FONDO DE POZO.

1.4.1. Generalidades de las operaciones de Slickline¹. Las operaciones de subsuelo son actividades que se ejecutan en los pozos con la finalidad generalmente de evaluar, mejorar y restaurar la producción de la manera más económica antes de decidir un workover o reparación mayor con taladro.

Existe una gran variedad de métodos para las intervenciones en subsuelo, entre estos, podemos mencionar las operaciones con cable liso - SLICKLINE, Coiled Tubing, Snubbing, Bombeos, etc. siendo la más económica, la primera de ellas.

A fin de obtener la mejor operación, La presión, profundidad, fluidos de producción, completación, método de producción y las características de los fluidos de producción, son parámetros que deben ser conocidos antes de decidir la ejecución de un trabajo con cable o cualquier tipo de método, esto con el fin de diseñar un programa acorde con las características del pozo y de esta forma minimizar los riesgos que puedan presentarse durante su ejecución.

Es importante conocer la profundidad a la que fue perforado el pozo, para de esta forma determinar cuál será la longitud mínima de cable que se debe emplear para la operación, es recomendable instalar el doble o el triple de cable con respecto a la profundidad, a fin de estar preparados en la eventualidad de una ruptura.

Los fluidos de producción inciden directamente sobre el cable, las herramientas y los equipos instalados en el pozo. El conocimiento de las características del fluido permite seleccionar los equipos adecuados, minimizando así los riesgos ocasionados por ellos.

El completamiento de los pozos indica las características físicas con las que cuenta el estado mecánico del pozo, existen a nivel mundial muchas compañías que producen completamientos, la elección y diseño del mismo queda a criterio de los ingenieros de perforación y está determinado por las características generales del yacimiento.

Independientemente del método de producción, todos los pozos pueden ser intervenidos, en algunos sistemas se debe realizar una intervención directamente con un equipo de Workover en aquellos pozos que cuenten con sistemas de levantamiento como Bombeo Mecánico, Bombeo Electro Sumergible y Bombeo de Cavidades Progresivas, estos pozos deben ser preparados extrayendo la tubería y todas las partes que obstruyen el paso de la herramienta.

Las operaciones con Slickline permiten realizar todos los trabajos menores del subsuelo dentro de un pozo productor de petróleo, inyector de agua o gas. Estos

¹ COLREGISTROS, Manual de Operaciones de Slickline, 2009.

trabajos representan las actividades menos costosas, necesarias y más provechosas, pero antes de proceder a ellos, se debe conocer toda la información, para luego seleccionar las posibles opciones.

El programa de trabajo es la planificación de un conjunto de actividades en secuencia, efectuadas con la finalidad de garantizar el logro de los objetivos propuestos en la ejecución de un trabajo. El detalle de tubería muestra la descripción interna y la ejecución de cada componente que conforma el completamiento del pozo, así como los diámetros internos de cada elemento, los cuales permiten determinar el diámetro externo de las herramientas que han de usarse.

Diversas operaciones de servicio de subsuelo de un pozo requieren de cálculos matemáticos en el lugar de trabajo, para determinar volúmenes, presiones, áreas, presión diferencial, fuerza, peso, etc. También es importante conocer los fundamentos relacionados con los líquidos y gases.

En el análisis de las muestras problemas, la toma de estas es de una forma directa del depósito sin equipos especiales en superficie. En el caso de estar analizando precipitados en el Wellbore ya sea en el tubing o Casing, se deben emplear algunos equipos de las operaciones de Slickline que permitan llevar los precipitados sólidos que se encuentran en profundidad a superficie para ser analizados.

A continuación se presentan las herramientas que se emplean normalmente en la captación de muestras de fondo.

1.4.2. Bailers. Estas herramientas son utilizadas para, recuperar sólidos aportados por el pozo, actúan como una jeringa, succionado los depósitos como lo son Arenas, Carbonatos, Ceras Parafinas, Sulfuros u Otros Materiales, es con este tipo de equipos (Figura 21) que se recuperan las muestras de fondo y permiten la bajada de cemento o químicos que no pueden ser inyectados desde superficie.

Según su mecanismo de operación se dividen en Bailers Mecánicos y Bailers Hidrostáticos, su OD está dado por los requerimientos de la operación, según lo permita el Drift del completamiento del pozo.

Figura 21. Herramienta de Muestreo de Fondo - Bailers



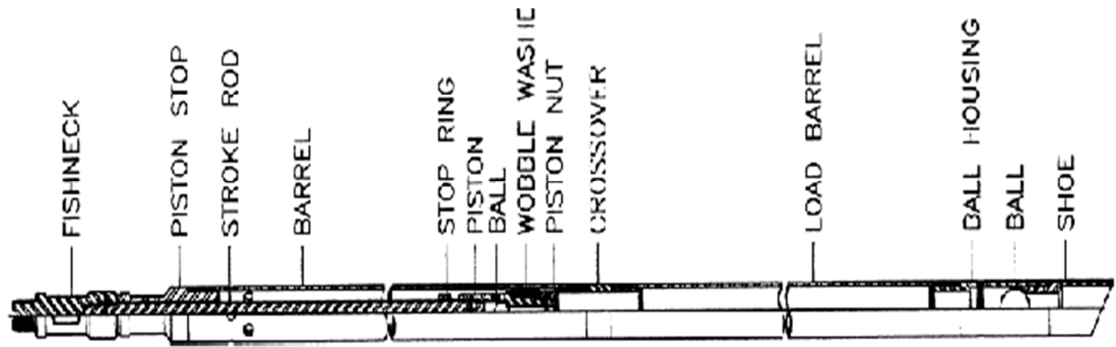
Fuente. Colregistros, Manual de Operaciones de Slickline, 2009

1.4.2.1. Bailers Mecánicos. Compuestos por dos secciones tubulares, la primera aloja en su interior un pistón que realiza la succión y la segunda almacena el material recuperado, poseen en la parte inferior un zapato, este puede ser de bola o flaper y permite que el material permanezca dentro del cilindro sin que se salga durante su ascenso, los más conocidos en esta serie son:

- Sand Bailer (recuperador de arena) (Figura 22).
- Sample catcher (toma muestras)

Las ventajas de esta herramienta es que se pueden realizar varias succiones en la misma operación, su capacidad de carga está dada por ID que posea

Figura 22. Herramienta de Muestreo de Fondo – Sand Bailers Mecánico

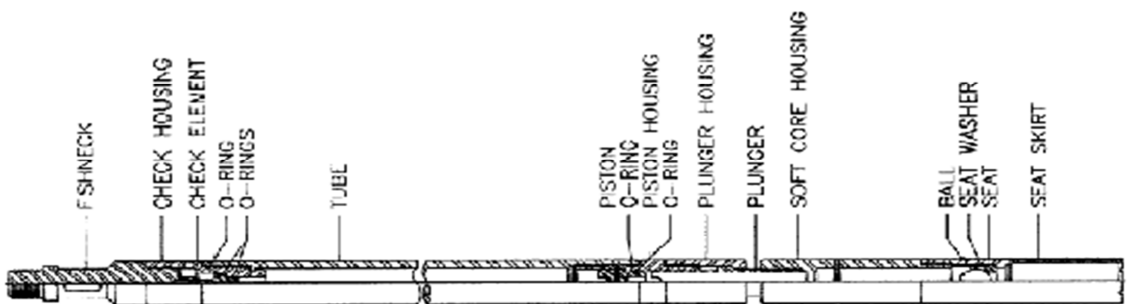


Fuente. Colregistros, Manual de Operaciones de Slickline, 2009

1.4.2.2. Bailers Hidrostaticos. A diferencia de los anteriores, poseen una sola sección tubular, consiste en una capsula sellada a presión atmosférica, que una vez localizada sobre el objetivo, se activa por medio de impacto, efectuando una succión por la diferencial de presión existente en el fondo del pozo, al igual que los anteriores posee un zapato que actúa como válvula de cheque en un solo sentido, permitiendo el ingreso del material y cerrándose para su ascenso a la superficie, a diferencia del anterior, con este solo se puede realizar una succión por bajada, se requiere reparar el sistema antes de volver a bajar (Figura 23), los sistemas de cargas funcionan por medio de un sello de metal o por un juego de orings instalados en la parte superior del bailer.

Se utilizan para recuperar pequeñas cantidades de sedimentos alojados sobre los cuellos de pesca, lo que no permite su recuperación.

Figura 23. Herramienta de Muestreo de Fondo – Sand Bailers Hidrostatico



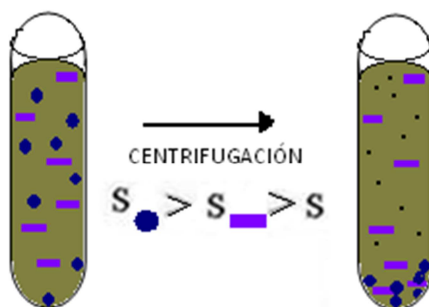
Fuente. Colregistros, Manual de Operaciones de Slickline, 2009

2. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO

2.1. EXTRACCIÓN DE FRACCIONES POR CENTRIFUGACIÓN^{1, 2, 3}

2.1.1.Principio. El Proceso de Centrifugación es un método mecánico aplicando el concepto de fuerza centrípeta el cual realiza la separación de fluidos líquidos inmiscibles o de líquidos – Sólidos. Toda separación de Sólidos – líquidos ó Líquidos – Líquidos, que se realiza mediante la fuerza de gravedad, puede ser incrementada empleando equipos centrífugos, que permitan una mayor velocidad de asentamiento y mejor separación (Figura 24).

Figura 24. Esquema de Centrifugación.



Fuente. Los Autores.

Los procesos de extracción de diversos componentes de una solución problema empleando el método de fuerza gravitacional consiste en poner en contacto dicha solución con un solvente de la fase densa con el fin de obtener un solvente cargado el cual al someterse a esfuerzo gravitacionales será separado por diferencias de densidades con la diferencia que la resultante de la fase separada se encontrara compuesta por el solvente y los componentes afines, es a esto lo que denominamos Centrifugación en Gradiente de Densidad. El residual de la solución y/o solido problema que se encuentre en el fondo del recipiente, serán todos aquellos compuestos que no tienen miscibilidad alguna con el solvente empleado.

¹ MARION, Jerry B. Dinámica clásica de las partículas y sistemas. Barcelona: Ed. Reverté. 1996.

² RESNICK, Robert y HALLIDAY, David. Física 4ª. CECOSA, México. 2004.

³ SERWAY, Raymond A. y JEWETT, John W. Physics for Scientists and Engineers (6ª edición). Brooks/Cole. 2004.

Los solventes que se emplean en una extracción de Fracciones por centrifugación ejercen la misma función que un Fluido Supercrítico (FSC), con la diferencia de que estos compuestos (FSC) se encuentran a condiciones especiales de Presión y Temperatura, adicionalmente son los nuevos reemplazos de los solventes orgánicos en las extracciones Líquido – Líquido.

Las centrifugas son equipos que imprimen fuerza centrípeta constante, producida por la rotación que genera sobre las sustancias analizadas, la finalidad de esta acción es poder llevar todas las partículas solidas insolubles al centro y al fondo del recipiente en el que se esté evaluando. La Tabla #1 presenta los diferentes equipos que ofrecen la alternativa de separación.

Tabla 1. Equipos Centrífugos en función de las Fases a Separar

| Fases de Separación | Dispositivos |
|----------------------------|--|
| Líquido de Líquido | Tanques de sedimentación, Ciclones líquidos, Decantadores centrífugos, Coalescedores. |
| Gas de líquido | Tanques fijos, Desaireadores, Rompedores de espumas. |
| Líquido de Gas | Cámaras de sedimentación, Ciclones, Precipitadores electrostáticos, Separadores de impacto. |
| Sólido de Líquido | Filtros, Filtros centrífugos, Clarificadores, Centrifugas de sedimentación, Ciclones líquidos, Separadores magnéticos. |
| Líquido de Sólido | Prensas, Extractores centrífugos. |
| Sólido de Gas | Cámaras de sedimentación Filtros de aire, Filtros de bolsa, Ciclones. |
| Sólidos de Sólidos | Cribas, Clasificadores neumáticos y húmedos, Clasificadores centrífugos. |

Fuente. www.quimnet.com

Los procesos de Centrifugación se dividen en dos Métodos principales:

1. Método de Centrifugación Diferencial.
2. Método de Centrifugación en gradiente de Densidad.

La velocidad de sedimentación de un partícula depende del campo centrifugo aplicado. Es un parámetro útil para caracterizar una partícula y puede ser determinada en una ultracentrífuga.

Se define coeficiente de sedimentación (S) como la velocidad de sedimentación por unidad de fuerza centrífuga. Esta depende de la masa y densidad de la partícula; de la densidad del medio y del coeficiente de fricción, que depende a su vez de la forma de la partícula. El coeficiente de sedimentación (S) es directamente proporcional a la masa de la partícula (m) e inversamente proporcional al coeficiente de fricción (f) de la misma forma.

$$S \propto \frac{m}{f}$$

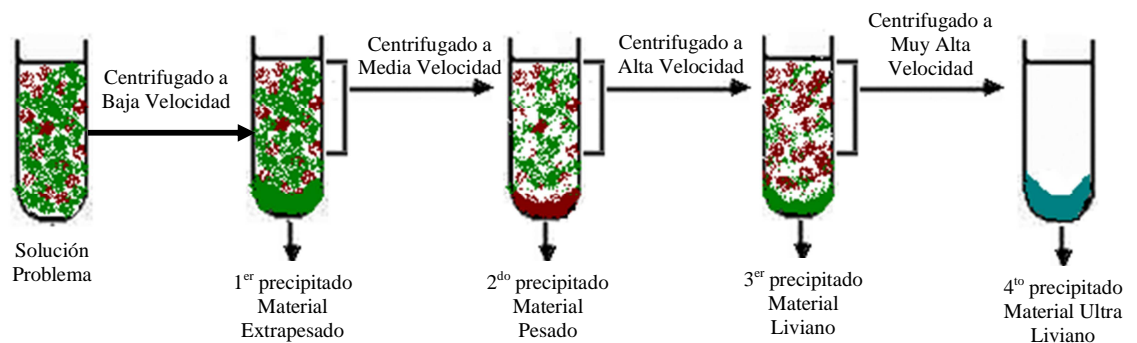
La unidad se denomina Svedber (S) y para el agua a 20°C es:

$$S = 10^{-13} \text{ Seg}$$

2.1.2. Método de Centrifugación Diferencial. Este método consiste en llenar un tubo de centrifuga con una mezcla uniforme de análisis y un solvente de arrastre. Luego de haber realizado el proceso de centrifugación se obtienen dos fracciones de las cuales se establece el Residuo (fracción que queda ubicada en el fondo del tubo) y un Líquido sobrenadante, el cual mantiene en solución los componentes miscibles de la muestra (Figura 25).

El método diferencial se basa en someter una muestra heterogénea compuesta por líquidos y partículas solidas o semi-solidas, a esfuerzos centrípetos durante periodos constantes, a medida que se realiza este proceso el residuo estará compuesto por los agentes más inmiscibles a los solventes o en su defecto por partículas solidas (Precipitados inertes).

Figura 25. Esquema de Centrifugación Diferencial.

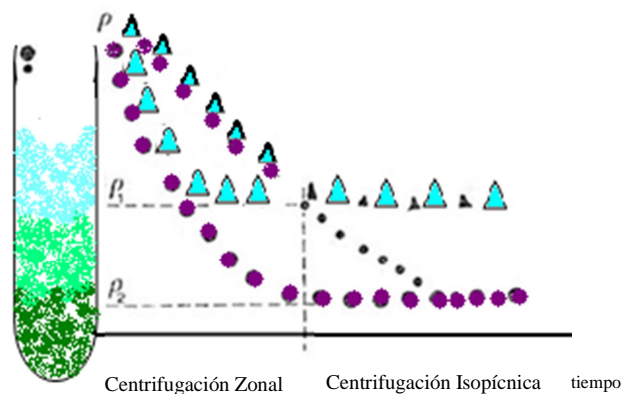


Fuente. Los Autores.

2.1.3. Método de Centrifugación en Gradiente de Densidad. La centrifugación de equilibrio en gradiente separa las partículas con base en la diferencia de densidades que presentan las soluciones (Figura 26). En esta técnica la muestra se encuentra disuelta en una solución Isocrática y bajo la fuerza centrípeta el soluto forma el gradiente al distribuirse en el tubo durante la centrifugación a lo cual se denominan productos autoformados.

La condición fundamental es que la densidad máxima del Gradiente final debe siempre exceder a la densidad de las partículas. La centrifugación de equilibrio en gradiente permite que los sólidos sedimentables se muevan por el gradiente hasta que alcanzan un punto donde su densidad y la del gradiente son idénticas, por lo cual este proceso recibe el nombre de Centrifugación Isopícnica. En este punto no se producirá una sedimentación posterior debido a que permanecen flotando sobre un Colchón de material que posee una densidad superior a la suya propia, de tal forma que aunque el tiempo de centrifugado se más extenso, las partículas en solución no van a desplazarse al fondo del tubo. La densidad de la partícula en este punto se conoce como Densidad Boyante. Este método aplica para remover partículas similares en tamaño pero a su vez distintas en densidad.

Figura 26. Esquema de Centrifugación en Gradiente de Densidad.



Fuente. www.quimnet.com.

Para poder aplicar este método se requiere que el solvente a emplear cuente con las siguientes propiedades físicas y químicas:

- Bajo Peso Molecular (esto con el fin de que el tiempo requerido para formar el equilibrio sea corto).

- Bajo Grado de Ionización.
- Baja Viscosidad.
- Alta Densidad.
- Ser un fluido transparente.

Estas son las propiedades que le permiten al método realizar las extracciones y establecer el punto final de arrastre para cada solvente

2.2. EXTRACCIÓN DE FRACCIONES EMPLEANDO SOLVENTES^{1, 2, 3}.

2.2.1.Principio. La extracción por solventes es una técnica de tratamiento que consiste en usar un solvente (un líquido capaz de disolver otra sustancia) para separar o retirar sustancias de interés como fracciones orgánicas, inorgánicas o sedimentos insoluble e inertes de forma individual.

La extracción por solventes no destruye los compuestos a retirar, sino que los concentra y solubiliza para que sea más fácil removerlos. Es uno de los procesos más efectivos y económicos para purificar, concentrar y separar sustancias y/o compuestos que se encuentran en soluciones enriquecidas, provenientes de procesos de los depósitos generados por diferentes mezclas de los fluidos de producción.

El solvente líquido empleado en el método de tener la característica de ser de alta selectividad al elemento o compuesto a extraer y al mismo tiempo debe ser inmiscible en la solución a aplicar.

Es un método que aplica para todo tipo de fases en las cuales se pueda encontrar en fluidos analizado, principalmente se aplica con líquidos pero puede extenderse la metodología para trabajar en estado Gaseoso y Sólido.

Este tipo de metodología de extraer diversos componentes de una solución de una muestra se basa principalmente en el grado de afinidad que pueda tener el solvente empleado y los subproductos de interés a retirar.

Este tipo de procesos tiene tres tipos de compuestos básicos:

¹ RICKWOOD, D. Centrifugation. A practical approach. IRL Press. Oxford, England. 1984.

² DARNELL, J., LODISH, H. y BALTIMORE, D. Biología celular y molecular. Editorial Labor. Barcelona, España. 1988.

³ COOPER, T. Instrumentos y técnicas de bioquímica. Editorial Reverté. Barcelona, España. 1984.

- Sólido.
- Solvente Acuoso.
- Solvente Orgánico / Inorgánico.

El Sólido es el tipo de compuesto que se desea remover de la solución, el Solvente Acuoso corresponde a la solución que se está analizando y el Solvente Orgánico / Inorgánico corresponde al reactivo extractante, en donde se mezclan por agitación para finalmente pasar a un proceso de Centrifugación que será la etapa final de separación.

Cuando la muestra se mezcla en el equipo extractor (Centrifuga), la resultante normal se presenta en dos componentes en las cuales una estará compuesta por los compuestos inmiscibles en el solvente empleado y la otra fase será el solvente con los compuestos miscibles en él.

La extracción de fracciones por solventes consiste en remover fracciones líquido-líquido, en donde ocurre un intercambio iónico que tiene lugar entre dos fases inmiscibles empleado para separar una mezcla, utilizando la diferencia de solubilidad de sus componentes entre dos líquidos inmiscibles. Este tipo de extracción se conoce también como extracción líquida o extracción de disolvente; sin embargo, este último término puede prestarse a confusión, porque también se aplica a la lixiviación de una sustancia soluble contenida en un sólido. Ya que la extracción líquido-líquido involucra transferencia de masa de una fase líquida a una segunda fase líquida inmiscible, el proceso se puede realizar en varias etapas.

El ejemplo más sencillo involucra la transferencia de una mezcla de dos compuestos a una segunda fase líquida inmiscible. Un ejemplo es la extracción líquido-líquido de una impureza de hidrocarburos contenida en el agua mediante un disolvente orgánico (ej. Procedimiento para determinar aceite en agua en los campos de producción). Esto es similar al agotamiento o absorción en la que se transfiere masa de una fase a otra.

La transferencia del componente disuelto (sólido) al solvente se puede mejorar por la adición de sustancias que presenten mayor afinidad de solución o disolución del sólido, con lo cual se pueda obtener los compuestos fraccionados de interés.

Cuando se aplica esta técnica es vital conocer la mayor información disponible de las sustancias a analizar, puesto que en función del proceso en el cual se pretenda aplicar va a variar el tipo de solvente a emplear. Los tiempos requeridos para realizar la extracción varía de igual forma en función de la muestra y tipo de

compuestos a retirar, esto ya que este tipo de extracción se emplea en varios campos, dentro de los cuales los principales son:

- Energético – Petróleos.
- Medio Ambiente – Bioremediación.
- Salud – Industria Farmacéutica.
- Mineral – Extracción de Metales.

Para cada campo o área de trabajo los tiempos de separación de compuestos varían, más dentro de cada uno de ellos existe tiempos establecidos por medio de los cuales se generan estándares de extracción con la mayor eficiencia de remoción.

2.3. METODO PROPUESTO PARA LA CARACTERIZACION EMPLEANDO EL SISTEMA DE CENTRIFUGACIONES PROGRESIVAS.

2.3.1. Procedimiento de centrifugación. El método de centrifugación progresiva (*C.P.M.*) se basa en separaciones sucesivas en el cual la muestra es sometida a una rutina de extracciones con diferentes tipos de soluciones de la siguiente forma: primero lavada con hidrocarburo para extraer el aceite, la parafina y remover asfaltenos. Luego es expuesta a solventes en solución acuosa para determinar carbonato y sulfuro de hierro.

2.3.2. Preparación de la muestra. La muestra por lo general es tomada en recipientes de vidrio / plástico los cuales presentan dificultad para su manipulación en el momento del llenado de los tubos aforados para centrifuga por lo que se recomienda verter la muestra en un vaso de precipitados y mediante espátula realizar el llenado del tubo.

2.3.3. Extracción de aceite. Llene un tubo de centrifuga aforado con 50% de n-Pentano y 50% de la muestra problema. Para efectos prácticos puede utilizarse condensado libre de agua el cual es relativamente fácil de conseguir en facilidades donde se produce gas ó se comprime. Centrifugue la muestra a 1400 – 1800 rpm por espacio de 10 min. Registre el BS según el aforo del tubo de centrifuga. Extraiga el fluido que queda por encima del BS.

Repita nuevamente el procedimiento, llenando con n-Pentano al 100%, centrifugue, registre y extraiga nuevamente el solvente. Repita la operación hasta observar el n-Pentano sin color aportado por el hidrocarburo. Registre este valor de BS.

2.3.4. Dilución de las parafinas. Al tubo de centrifuga del paso anterior, extraiga el n-Pentano y llene el tubo que contiene el BS del punto anterior con Xileno o Tolueno. Agite y centrifugue la muestra a 1400 – 1800 rpm por espacio de 10 min. Registre el BS según el aforo del tubo de centrifuga.

Extraiga el fluido que queda por encima del BS y repita nuevamente el procedimiento, llenando con Xileno ó Tolueno al 100% del aforo del tubo de centrifuga, centrifugue, registre y extraiga nuevamente el solvente. Registre el valor de BS. El cambio en el volumen indica disolución de parafina. Extraiga el solvente por encima del BS.

2.3.5.Cambio de humectabilidad. Extraiga el solvente por encima del bs del paso anterior, llene el tubo para centrifuga con IPA (Alcohol Isopropílico) hasta el 100% del aforo, mezcle y centrifugue a 1400 – 1800 rpm por espacio de 10 min. No se espera un cambio significativo, extraiga el solvente y deje el sólido remanente (BS).

2.3.6.Extracción de carbonatos. Llene el tubo con acido acético al 100% del aforo, mezcle y deje decantar. Note si hay burbujeo, de suceder se debe a la disolución de carbonato y/o hierro. Centrifugue a 1400 – 1800 rpm por espacio de 10 min. Registre el BS según el aforo del tubo de centrifuga y registre el nuevo BS Extraiga el acido sobrenadante y deje el sedimento restante en el tubo.

2.3.7.Extracción de óxidos de hierro. Llene el tubo del punto anterior con HCL al 50% o al 15%. Por lo general en campo puede tenerse para actividades de estimulación ácidos al 15% los cuales pueden ser utilizados para la extracción.

Note si hay efervescencia y olor a Sulfuros. Esto se debe a disolución de FES, FEO, FEO FE₂O₃ o FE₃O₄.

Centrifugue a 1400 – 1800 rpm por espacio de 10 min. Registre el BS según el aforo del tubo de centrifuga y registre la perdida de volumen en el BS. Extraiga el ácido dejando el sedimento remanente en el tubo para centrifuga.

2.3.8.Material inerte. Luego de los pasos anteriores, el sedimento resultante son sólidos como: arena, arcilla, limo, sulfatos de calcio o bario. Con el fin de dar una mejor manipulación en el caso de secado y pruebas posteriores de magnetismo por ejemplo, se deben lavar con agua de la siguiente manera:

Llene el tubo que contiene el remanente del paso anterior con agua al 100% del aforo y centrifugue a 1400 – 1800 rpm por espacio de 10 min. Registre el BS según el aforo del tubo de centrifuga.

De esta forma se obtienen 5 datos significativos del contenido de la muestra objeto de estudio.

Los solventes empleados se resumen en la Tabla 2, con sus correspondientes fracciones tomadas por cada uno.

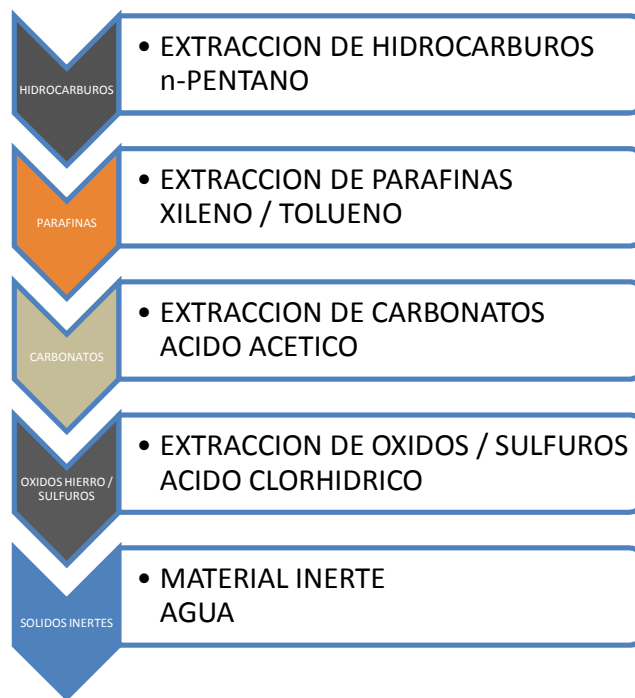
Tabla 2. Solventes utilizados y Análisis realizado

| SOLVENTE | ANALISIS REALIZADO |
|-------------------|-----------------------------|
| n-Pentano | Hidrocarburos presentes |
| Xileno / Tolueno | Parafinas presentes |
| Acido Acetico | Carbonatos |
| Acido Clorhídrico | Oxidos de Hierro / Sulfuros |
| Agua | Sólidos Inertes. |

Fuente. Los Autores

En la Figura 27 se puede apreciar la marcha que se debe ejecutar para aplicar el método de la forma más apropiada.

Figura 27. Secuencia de Análisis



Fuente. Los Autores

3. DESARROLLO DEL METODO

El método fue establecido para la su realización en diferentes tipos de muestras tomadas en:

- **Fondo de pozo:** muestras tomadas a pozos obstruidos ó en pruebas de estimulación empleando herramientas como Bailers.
- **Superficie:** muestras tomadas en fondo de tanques, fondos de piscinas de oxidación, separadores API, Separadores trifásicos.

Dichas pueden estar como líquido ó sólido, generalmente son sólidas. Para la realización de las pruebas se tomó un grupo de 25 muestras las cuales fueron analizadas a medida que se realizaban los diferentes trabajos a pozos e inspección de tanques y equipos.

Las pruebas se realizaron en campo bajo condiciones normales de operación de pozos y empleando las herramientas para este tipo de trabajo. En promedio una prueba puede durar 90 minutos desde el recibo de la muestra hasta la lectura del último dato. Se deben tener las precauciones propias de manipulación de éste tipo de solventes

Los resultados obtenidos que se muestran en las tablas en porcentaje (%), hacen referencia a fracción o porcentaje en VOLUMEN.

3.1. DESARROLLO DE LAS PRUEBAS

Con el fin de lograr tener resultados fiables, se dividen las pruebas en tres grandes grupos haciendo salvedad que dichos análisis se realizan acorde al recibo de las muestras

- Muestras tomadas en fondo de pozo
- Muestras tomadas a fondos de tanques de almacenamiento de crudo
- Muestras tomadas a sedimentos y reboses de diferentes equipos de proceso

Para el primer caso se contó con la colaboración del grupo de Intervención de pozos, para las demás el trabajo se realiza con personal operativo del campo.

3.1.1. Pruebas realizadas a muestras tomadas en fondo de pozo.

En su mayoría corresponden a muestras tomadas en pozos inyectoros de agua para disposición, los cuales son intervenidos con el fin de asegurar las tasas de inyectividad. En la tabla 3 se puede apreciar la información obtenida de las muestras analizadas de fondo de Pozo.

Tabla 3. Resultados de muestras tomadas a fondo de Pozo.

ANALISIS REALIZADOS A MUESTRAS TOMADAS EN FONDO DE POZO

| Número de muestra Analizada | 1 | 13 | 14 | 15 | 19 | 20 | 21 | 22 | |
|-----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|
| Variable \ Dimensión | % | % | % | % | % | % | % | % | promedio |
| Hidrocarburos | 16,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,0 |
| Parafinas y Asfáltenos | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 98,0 | 94,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 24,0 |
| Humedad | 12,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,0 |
| Carbonatos | 4,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 100,0 | 0,0 | 13,0 |
| Sulfuros y Oxidos de Hierro | 1,0 | 0,0 | 99,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 12,6 |
| Material Inerte* | 67,0 | 100,0 | 0,4 | 2,0 | 2,0 | 100,0 | 0,0 | 100,0 | 46,4 |
| TOTAL | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100 |

Fuente. Los Autores

3.1.2. Pruebas realizadas a muestras tomadas en fondo de tanques de fiscalización

Las muestras realizadas corresponden a tanques de almacenamiento los cuales una vez se encuentran en su nivel más bajo y utilizando muestreadores de compuerta ó de botella acondicionados, toman la muestra por debajo del nivel de salida de las líneas de despacho.

Empleando además cinta de fiscalización es posible conocer la altura a la cual se encuentra el sedimento objeto del estudio. En la Tabla 4 se puede apreciar los resultados obtenidos después de haber aplicado la metodología.

Tabla 4. Resultados de muestras tomadas a Tanques de Almacenamiento.

ANALISIS REALIZADOS A MUESTRAS TOMADAS EN FONDO DE TANQUES DE FISCALIZACION

| Número de muestra analizada | 2 | 3 | 6 | 7 | 8 | 11 | 16 | 17 | 18 | 23 | |
|-----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------------|--------------|
| Variable \ Dimensió | % | % | % | % | % | % | % | % | % | % | PROMEDIO |
| Hidrocarburos | 34,0 | 68,6 | 56,0 | 99,6 | 98,8 | 40,0 | 60,0 | 65,0 | 50,0 | 43,0 | 61,5 |
| Parafinas y Asfáltenos | 8,0 | 0,0 | 4,0 | 0,2 | 0,0 | 10,0 | 3,0 | 5,0 | 0,0 | 6,0 | 3,6 |
| Humedad | 26,0 | 23,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 14,0 | 3,0 | 12,0 | 51,0 | 12,9 |
| Carbonatos | 1,0 | 4,0 | 10,0 | 0,2 | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,6 |
| Sulfuros y Oxidos de Hierro | 13,0 | 1,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 40,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,4 |
| Material Inerte* | 18,0 | 2,8 | 30,0 | 0,0 | 0,2 | 10,0 | 23,0 | 27,0 | 38,0 | 0,2 | 14,9 |
| TOTAL | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100 | 100,0 | 100,0 |

Fuente. Los Autores

3.1.3. Pruebas realizadas a equipos de proceso

En este caso las muestras fueron tomadas de diferentes maneras como pueden ser para la condición de muestras líquidas:

- Para el caso del Separador API y la piscina de aireación se emplea un recipiente de boca ancha de manera que la muestra sea la fase sobrenadante que será enviada de nuevo al sistema.

- Para el caso de la interfase del Gun Barrel, se manipula la interfase hasta el toma muestras ubicado en el cuerpo del equipo a determinada altura. Para conocer el punto exacto se emplea termografía la cual permite ubicar el nivel de interfase (con un poco menos de temperatura que el agua).

En la tabla 5 se puede apreciar los resultados de los análisis de las muestras analizadas de los equipos de Deshidratación.

3.2. RESULTADOS OBTENIDOS

La realización de las pruebas permiten visualizar de primera mano fenómenos que están sucediendo en determinado equipo, fondo de pozo ó en el almacenamiento de crudo. Aunque pueden analizarse resultados promedio para cada uno de los tipos de muestras, los resultados al ser analizados puntualmente es posible generar un concepto más claro sobre que procedimiento realizar para el control del sedimento / interfase / sobrenadante.

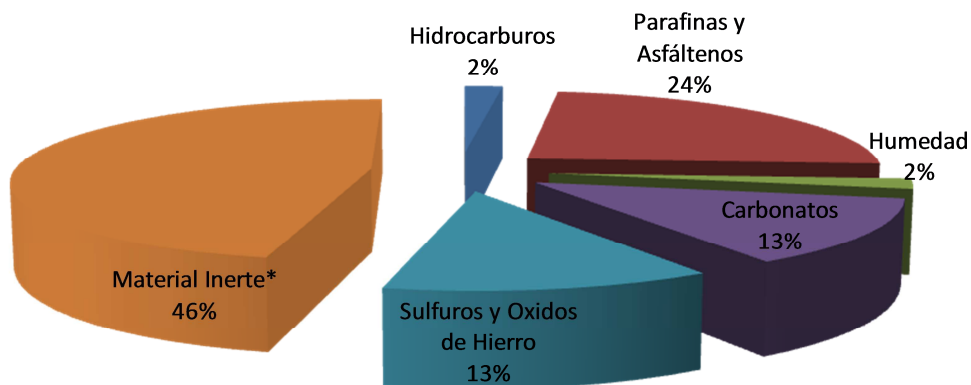
Se obtiene información muy valiosa sobre la naturaleza de la sustancia si se observa cuidadosamente el comportamiento de la muestra cuando se trata con cada uno de los solventes. Durante los pasos de dilución de la muestra en cada uno de los solventes, es necesario tomar en cuenta los cambios o reacciones que ocurren durante el proceso de dilución en si, por ejemplo el desprendimiento de gases.

Así mismo, se debe recordar que ningún compuesto es completamente insoluble en un determinado solvente.

3.2.1. Resultados obtenidos a muestras de fondo de pozo. Como puede apreciarse en la Figura 28, el 46% de las muestras corresponden a material inerte (*El material Inerte se encuentra Conformado por: Arena, Limo, Arcilla, Sulfato de Calcio y Sulfato de Bario) material el cual podría de ser necesario ser enviado para su respectivo análisis mineralógico. Para este caso la aplicación de solventes orgánicos e inorgánicos no cumplirían con el objetivo central de retirar este tipo de sedimento.

Para el caso de las Parafinas y Asfáltenos, 24%, la aplicación de solventes orgánicos de tipo aromático probablemente pueden controlar y disolver completamente el depósito. Finalmente para el caso de Sulfuros, Óxidos y Carbonatos el tratamiento con solventes inorgánicos es la mejor alternativa.

Figura 28. Resultados Análisis muestras de fondo de Pozo



Fuente. Los Autores

Es en este punto en el cual basados en este tipo de análisis, sugerir ó evaluar los diferentes procedimientos para la intervención del pozo con la seguridad de la aplicación adecuada de productos.

Si se toman los análisis puntualmente como se puede observar en la Tabla 5, se obtienen como solamente dos requieren de limpieza empleando solventes inorgánicos, Dos de solventes aromáticos y cuatro de limpieza mecánica.

Tabla 5. Resultados obtenidos de muestras de Fondo Analizadas.

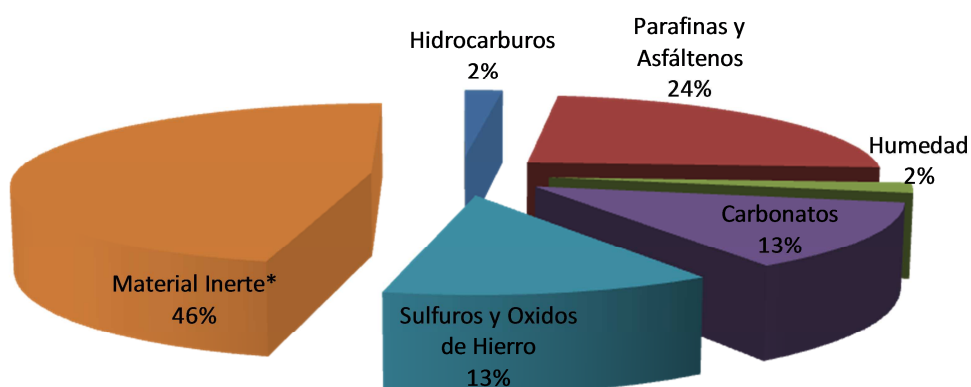
| Muestra | % | Resultado |
|---------|-------|-----------------------------|
| 1 | 67 | Material Inerte* |
| 13 | 100,0 | Material Inerte* |
| 14 | 99,6 | Sulfuros y Oxidos de Hierro |
| 15 | 98,0 | Parafinas y Asfáltenos |
| 19 | 94,0 | Parafinas y Asfáltenos |
| 20 | 100,0 | Material Inerte* |
| 21 | 100,0 | Carbonatos |
| 22 | 100,0 | Material Inerte* |

Fuente. Los Autores

Es probable que en el procedimiento para la intervención del pozo se realicen limpiezas con diferentes tipos de solventes, pero la mayor carga debe estar sobre el mayor porcentaje de sedimento.

3.2.2. Resultados obtenidos a muestras de tanques de fiscalización. Los resultados obtenidos (Figura 29) en este caso deben ser manejados de manera diferente, por tener crudo almacenado el cual debe ser la mayor proporción de los resultados, para ello se toman los demás porcentajes como un todo obteniendo (Tabla 6) lo siguiente:

Figura 29. Resultados Análisis muestras de Tanque de Almacenamiento



Fuente. Los Autores

Tabla 6. Resultados de muestras puntuales tomadas a Fondo de Pozo.

ANALISIS REALIZADOS A MUESTRAS TOMADAS EN FONDO DE TANQUES DE FISCALIZACION SIN TOMAR EL CRUDO

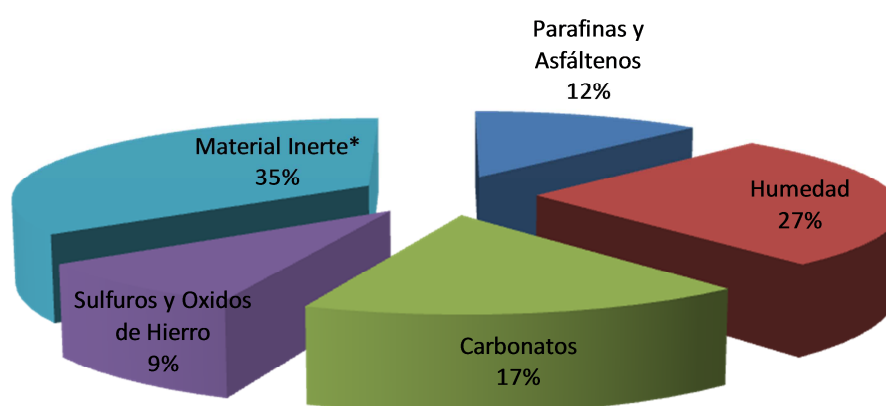
| Número de muestra analizada | 2 | 3 | 6 | 7 | 8 | 11 | 16 | 17 | 18 | 23 | |
|-----------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|----------|
| Variable / Dimensió | % | % | % | % | % | % | % | % | % | % | PROMEDIO |
| Hidrocarburos | | | | | | | | | | | |
| Parafinas y Asfáltenos | 12% | 0% | 9% | 50% | 0% | 17% | 8% | 14% | 0% | 10% | 12% |
| Humedad | 39% | 74% | 0% | 0% | 0% | 0% | 35% | 9% | 24% | 89% | 27% |
| Carbonatos | 2% | 13% | 23% | 50% | 83% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 17% |
| Sulfuros y Oxidos de Hierro | 20% | 5% | 0% | 0% | 0% | 67% | 0% | 0% | 0% | 0% | 9% |
| Material Inerte* | 27% | 9% | 68% | 0% | 17% | 17% | 58% | 77% | 76% | 0% | 35% |
| TOTAL | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 100% |

Fuente. Los Autores

Los resultados obtenidos (Figura 30) presentan tres grandes agentes emulsificantes como lo son:

- 35% limos, arcillas, etc
- 9% Sulfuros de Hierro
- 17% Carbonato de Calcio
- 12% Mezcla de Parafinas y Asfaltenos

Figura 30. Resultados Promedio - Análisis muestras de Tanque de Almacenamiento



Fuente. Los Autores

Su tratamiento a nivel de tanques debe ser particular, partiendo desde aplicaciones de solventes hasta la limpieza mecánica dependiendo del espesor del sedimento (Tabla 7).

Tabla 7. Resultados obtenidos de muestras de tanques de almacenamiento Analizadas.

| Muestra | % | Resultado | % | Resultado |
|---------|------|---------------|------|-----------------------------|
| 2 | 34,0 | Hidrocarburos | 26,0 | Humedad |
| 3 | 68,6 | Hidrocarburos | 23,2 | Humedad |
| 6 | 56,0 | Hidrocarburos | 30,0 | Material Inerte* |
| 7 | 99,6 | Hidrocarburos | | |
| 8 | 98,8 | Hidrocarburos | | |
| 11 | 40,0 | Hidrocarburos | 40,0 | Sulfuros y Oxidos de Hierro |
| 16 | 60,0 | Hidrocarburos | 23,0 | Material Inerte* |
| 17 | 65,0 | Hidrocarburos | 27,0 | Material Inerte* |
| 18 | 50,0 | Hidrocarburos | 38,0 | Material Inerte* |
| 23 | 51,0 | Humedad | 43,0 | Hidrocarburos |

Fuente. Los Autores

De la misma forma, para casos puntuales, los tanques de las muestras 2,3, 23 requieren de tratamiento químico con el fin de deshidratar el crudo, para el caso de tanque con muestras 6, 16, 17 y 18 el sedimento actúa como agente emulsionante manteniendo estable la mezcla, siendo necesario un tratamiento con productos para el manejo de borras y para el tanque con muestra 11 es probable el tratamiento con peróxido ó ácidos aplicados de manera controlada en procesos de recirculación.

3.2.3. Resultados obtenidos a muestras de equipos de proceso. El resultado obtenido (Tabla 8), permite dar procedimientos previos a la entrada de nuevo de estos crudos al proceso, como la aplicación de Rompedores de Emulsión ó sencillamente el bombeo controlado al sistema de tal forma que los equipos realicen el tratamiento sin alterar la calidad de la producción.

Tabla 8. Resultados obtenidos de muestras de Equipos de Proceso Analizadas.

| | Muestra | % | Resultado | % | Resultado |
|----------------------|---------|------|---------------|------|------------------|
| Sep API | 4 | 54,2 | Hidrocarburos | 40,0 | Humedad |
| Sep API | 5 | 80,6 | Hidrocarburos | 18,0 | Humedad |
| Piscina Aireacion | 9 | 91,8 | Hidrocarburos | 2,6 | Material Inerte* |
| Sep API | 10 | 97,4 | Hidrocarburos | 1,2 | Humedad |
| Interfase Gun Barrel | 12 | 51,0 | Humedad | 35,0 | Hidrocarburos |

Fuente. Los Autores

3.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL MÉTODO

Ventajas

- Equipos y materiales de fácil consecución (la mayoría ya pueden estar en los laboratorios de los campos)
 - Centrifuga para tubos de 100 mL
 - Tubos para centrifuga aforados en porcentaje preferiblemente
 - Solventes (5 en total)
- Fácil de realizar siguiendo las recomendaciones básicas de Seguridad Industrial
- Tiempo para la prueba 90 minutos en promedio
- Resultados cuantificados con buen grado de aproximación
- El manejo de residuos puede realizarse en la facilidad del campo de producción.

Desventajas

- Para la consecución de la muestra de fondo se requiere apoyo del equipo de SlickLine.
- La calidad de la muestra, de no ser representativa genera una visión errónea de la caracterización.
- Necesidad de resultados precisos.

CONCLUSIONES

- Se caracterizaron las muestras en los diferentes laboratorios de campo y a su vez se explicó de manera sencilla cual es el objetivo del método, sus ventajas y desventajas que pueden ser reducidas con una buena coordinación y como estos resultados enriquecen los reportes para la toma de decisiones.
- No es posible uniformizar los resultados basados únicamente en el tipo de muestra, en las pruebas realizadas las caracterizaciones son diversas lo cual hace concluir que deben ser tomadas de manera independiente.
- A medida que se desarrollaba la parte experimental, se generaban nuevas alternativas para la caracterización, una de ellas es realizar granulometrías a muestras inertes para mejorar la información a los profesionales de yacimientos. Todo método es factible de mejora y solo el grado de precisión requerido dará la complejidad del procedimiento.
- El método de centrifugación progresiva (**P.C.M.**) se basa en el manejo de una muestra problema a través de una secuencia de extracciones con solventes sometidas a un proceso de Centrifugación lo cual permite la separación de diferentes componentes a mayor velocidad de asentamiento y separación.
- El método explicado, ejecutado bajo el procedimiento descrito, constituye una herramienta de fácil acceso la cual aporta en un corto periodo de tiempo información valiosa respecto a la sustancia a la cual estamos enfrentados en ese momento y permite evaluar de manera objetiva las diferentes alternativas de solución a un bajo costo.

RECOMENDACIONES

- Implementar la Metodología P.C.M. a fin de realizar la caracterización de muestras problema y poder contar con un criterio técnico y ágil en el momento de la toma de Decisiones, a fin de realizar trabajos de limpieza en equipos o completamientos.
- La técnica P.C.M. NO se debe extrapolar para diferentes equipos o pozos de la misma zona en la que se analice una muestra, puesto que en función de las diferentes variables, los depósitos son completamente diferentes y su proceso de remoción es único a cada muestra.
- La toma correcta de muestras constituye el paso fundamental para el análisis de cualquier tipo de muestra. Para este caso en las muestras de fondo de pozo los equipos disponibles capturan la parte superior del sedimento por lo que es conveniente preparar la muestra con varias tomas puntuales.

BIBLIOGRAFIA

- ADDISON, G. E., Identification and treating of downhole organic deposits. (paper SPE 18894).
- AKBARZADEH, Kamran, HAMMAMI, Ahmed, KHARRAT, Abdel y ZHANG, Dan. Los Asfaltenos: Problematicos pero ricos en Potencial. Oilfield review.
- ALLEN, Thomas O. and ROBERTS, Alan P. Production operations. 2nd Edition. Tulsa, Oklahoma: Oil and Gas Consultants International, Inc., 1978-1982.
- ARAMBURO VÉLEZ, Mario Alejandro, Tesis de Pregrado : Evaluación de alternativos para remplazo de productos químicos en estimulación, Bogotá D.C., Tesis de grado Fundación Universidad de América. 2004.
- BAKER, Ken. Workshop sponsored by PTTC's south midcontinent region. Smackover, Arkansas: Julio 16, 2003.
- BLAKE, R.T. Water treatment for HVAC and potable water systems (1980) Ed. Mc Graw – Hill.
- BOCANEGRA LEMUS, Germán Andrés y CLAVIJO ALVARES, Julián Alfonso. Tesis de Pregrado : Estudio de Diagnóstico de Daño de Formación Asociado a Escamas Orgánicas en los campos operados por BP Colombia. Bogotá D.C. : BPXC – Universidad de América, 2005.
- CAPITULO ESTUDIANTIL SPE y VALENCIA, Alberto. Seminario de Estimulación de Pozos y Daño de Formación : Fundamentos y Mecanismos de Daño de Formación. Bogotá D.C. : Fundación Universidad De América y Halliburton Company, 1993.
- CARELL, K.D. The Ocurrente, Prevention and Treatment of Sulfate Scale in Shell Expro. (Paper SPE 16538).
- Carrier System Design Manual, Part 5: Water Conditioning, Carrier Corporation, Syracuse, N.Y., 1968.
- COLREGISTROS, Manual de Operaciones de Slickline, 2009.
- Cooling Water Calculations, R. G. Kunz, A. F. Yen, T. C. Hess, Chemical Engineering, Agosto 1, 1977.
- COOPER, T. Instrumentos y técnicas de bioquímica. Editorial Reverté. Barcelona, España. 1984.

- DARNELL, J., LODISH, H. y BALTIMORE, D. Biología celular y molecular. Editorial Labor. Barcelona, España. 1988.
- ECONOMIDES, Michael J. y NOLTE, Kenneth G. : Reservoir Stimulation. Houston, Texas. : Schlumberger Educational Services, 1987 3ª Edition.
- FAN, T., WANG, J. y BUCKLEY, J. S. Evaluating crude oils by SARA analysis. (paper SPE 75228).
- Formation damage prevention through the control of paraffin and asphaltene deposition. (paper SPE 13796).
- FORD, W. G. F., GADEKEN, L.L., CALLAHAN, T. J. y JACKSON, D. Publicacion Halliburton : Solvent Removes dowhole NORM-contaminated BaSO₄ Scale.
- GALOPPINI, M. y TAMBINI, M. Asphaltene deposition monitoring and an experience in ultra deep wells. (paper SPE 27622).
- GERMINARIO, L. y CUTSHALL, T. Aging Effects on Compatibility, Stability and orphology of Asphalt-Polymer Blends. Part 1. Petersen Conference 2002.
- Handbook of Industrial Water Conditioning, Betz Laboratories Inc., 8th Ed., 1980.
- HATCH, Lewis. Isopropyl Alcohol, New York – Toronto – London, McGRAW-HILL. 1961.
- HERNÁNDEZ C., Nataly M. Tesis de Pregrado : Evaluación de la tecnología Mesophase aplicada en pozos con problemas de producción de Gran Tierra Energy Colombia. Bogotá D.C. Gran Tierra Energy – Universidad de América. 2010.
- HERRERA, David Y MELO, Andrés. Evaluación y tratamiento de los precipitados orgánicos en el campo Rubiales. Bogotá, 2004.
- J.W. RYZNAR. A New Index for Determining Amount of Calcium Carbonate Scale Formed by a Water. J. American Water Works Association, 1944, vol. 36, No 4, G. TCHOBANOGLOUS and E.D. SCHROEDER. Water Quality. Addison Wesley Publishing Company, 1985.
- MARION, Jerry B. Dinámica clásica de las partículas y sistemas. Barcelona: Ed. Reverté. 1996.

- NEWBERRY, M. E. y BARKER, K. M. Formation damage prevention through the control of paraffin and asphaltene deposition. (paper SPE 13796).
- NIETO VELASQUEZ, Alex Fabián y ROBAYO OJEDA, Wilsón Orlando. Tesis de Pregrado : Estudio de Diagnostico y Tratamiento de Daño en la Formación Barco de los campos operados por BP Colombia. Bogotá D.C. : BPXC – Universidad de América, 2005.
- RESNICK, Robert y HALLIDAY, David. Física 4ª. CECSA, México. 2004.
- RICKWOOD, D. Centrifugation. A practical approach. IRL Press. Oxford, England. 1984.
- ROBINSON, Robert Anthony y BATES, Roger G.: Dissociation constant of hydrochloric acid from partial vapor pressures over hydrogen chloride-lithium chloride solutions in Analytical Chemistry. 1971.
- ROMAN, M. Balabin. Enthalpy Difference between Conformations of Normal Alkanes: Raman Spectroscopy Study of n-Pentane and n-Butane. 2009.
- SANCHEZ, O. I., BARRETO, D. L., MOGOLLÓN, J., ORTEGA, C., DEL PINO, J., ALBERTI, A., MARTINEZ, E. y GUTIERREZ, R. Reporte final del Proyecto “mejoramiento de la productividad del campo cupiagua para la compañía British Petroleum”. Universidad Nacional de Colombia. 2005.
- SERWAY, Raymond A. y JEWETT, John W. Physics for Scientists and Engineers (6ª edición). Brooks/Cole. 2004.
- SILVA SANCHEZ, Moisés Alfonso y URIBE BERNAL, Misael. programación de un modelo para estudiar la precipitación de asfaltenos. Bogotá, 1996.
- SIMANZHENKOV, Vasily y IDEM, Raphael. Crude Oil Chemistry. 2003.
- SMALLWOOD, Ian M., Handbook of Organic Solvents Properties. 1996
- SPEIGHT, J.G. Petroleum asphaltenes, Part 1: Asphaltenes, resins and the structure of petroleum .Oil and Gas Science and Technology. (Vol 59), Institut Français du Pétrole. 2004.
- TARBUK, Edward J. y LUTGENS, Frederick K. Ciencias de la Tierra. 8 Edición. 2008.
- The Nalco Water Handbook, F. N. Kemmer, 2nd. Ed., 1988.
- Timing a Cooling Tower (Part 1), J. D. Warner, Chemical Engineering, September 30, 1985.

- Timing a Cooling Tower (Part 2”, J. D. Warner, Chemical Engineering, October 23, 1985.
- WAGNER, Frank S. Acetic acid, Encyclopedia of Chemical Technology (3rd edition). 1978.
- WEI, James, Molecular Symmetry, Rotational Entropy, and Elevated Melting Points. 2009.
- WITTCOFF, Harold A., Productos químicos orgánicos industriales. 2002
- YONEDA, N., KUSANO, S., YASUI, M., PUJADO, P. y WILCHER, S. Recent advances in processes and catalysts for the production of acetic acid. Applied Catalysis A, General. 2001.
- YURKANIS BRUICE, Paula. Química orgánica. México. 2008.
- www.quimnet.com
- IGIWAX, en línea, (http://www.igiwax.com/wax_overview.shtml#paraffin), 2010
- LYCOS, Hidrocarburos Aromáticos, en línea, (<http://usuarios.lycos.es/alonsoquevedo/formulaorganica/aromaticos.htm>), 2010.

ANEXOS

n*-PentaneAlternative names*

Below 40°C, petroleum ether

Reference codes

| | | | |
|------------|----------|--------------|----|
| CAS number | 109 66 0 | Hazchem code | 3Y |
| UN number | 1265 | EPA code | |

Physical properties

| | | | |
|-------------------------|--------------------------------|---|-------|
| Molecular weight | 72 | Cubic expansion coeff (per °C × 10 ³) | 1.52 |
| Empirical formula | C ₅ H ₁₂ | Surface tension (@20°C dyn/cm) | 16 |
| Boiling point (°C) | 36 | Absolute viscosity (@25°C cP) | 0.235 |
| Freezing point (°C) | -129 | Refractive index (20°C) | 1.358 |
| Specific gravity (20/4) | 0.626 | | |

Fire hazards

| | | | |
|-------------------------------|-------|-----------------------------|-------|
| Flash point (closed cup °C) | -40 | Lower explosive limit (ppm) | 15000 |
| Autoignition temperature (°C) | 260 | Upper explosive limit (ppm) | 78000 |
| Electrical conductivity | 2E-10 | | |

Health hazards

| | | | |
|-----------------------|------|----------------------------------|--------|
| IDLH (ppm) | 5000 | Vapour concentration @21°C ppm | 768000 |
| OES-TWA | 600 | Vapour density (relative to air) | 2.5 |
| OES-STEL | 750 | Vapour pressure @21°C mmHg | 442 |
| Odour threshold (ppm) | 900 | POCP | 41 |

Aqueous effluent

| | |
|--|--------|
| Solubility in water (25°C %w/w) | 38E-4 |
| Solubility of water in (25°C %w/w) | 120E-4 |
| Log ₁₀ activated carbon partition | |
| Log ₁₀ partition in octanol/water (w/w) | +3.23 |
| Biological oxygen demand w/w (days) | |
| Theoretical oxygen demand w/w | 3.56 |

Vapour pressure equation constants (Log₁₀ mmHg)

| | | |
|------------------|---|----------|
| Antoine equation | A | 6.87632 |
| | B | 1075.780 |
| | C | 233.205 |
| Cox chart | A | 6.82847 |
| | B | 1050.1 |

Solvent properties

| | | | |
|----------------------------|-------|------------------------------|-----|
| Solubility parameter | 7.0 | Kauri butanol value | 28 |
| Dipole (D) | 0 | Evaporation time (ether = 1) | 1.0 |
| Dielectric constant (20°C) | 1.844 | Evaporation time (BuAc = 1) | 13 |
| Polarity (water 100) | 0.9 | | |

Thermal information

| | |
|--|-------|
| Latent heat (cal/mol) | 6120 |
| Nett heat of combustion (kcal/gmol) | 776 |
| Specific heat (cal/mol°C) | 40.32 |
| Critical pressure (MN/m ²) | 3.31 |
| Critical temperature (K) | 470 |
| Latent heat of fusion (cal/mol) | 2008 |
| Van der Waals' volume | 3.825 |
| Van der Waals' surface area | 3.316 |
| Molar volume | 115.0 |

4 *n*-Pentane

| Solute | Azeotrope | | Reference | Solute γ^r | Reference | Partition coefficient | Reference |
|--------------------------|-----------|--------------------|-----------|-------------------|-----------|-----------------------|-----------|
| | X% w/w | $^{\circ}\text{C}$ | | | | | |
| <i>Hydrocarbons</i> | | | | | | | |
| <i>n</i> -Pentane | - | | - | - | - | - | - |
| <i>n</i> -Hexane | None | | | 0.9 | 6a/123 | | |
| <i>n</i> -Heptane | None | | | 0.8 | 6a/127 | | |
| <i>n</i> -Octane | | | | 1.2 | 1x3/1149 | | |
| <i>n</i> -Nonane | | | | | | | |
| <i>n</i> -Decane | | | | | | | |
| 2,2,4-TMP | | | | | | | |
| Cyclohexane | None | | 9742 | 1.1 | 6a/119 | | |
| Benzene | None | | 9741 | 1.6 | 6a/118 | | |
| Toluene | None | | | 3.5 | 6c/160 | | |
| Ethylbenzene | | | | | | | |
| Xylenes | | | | | | | |
| C ₉ Aromatics | | | | | | | |
| Tetralin | | | | | | | |
| <i>Alcohols</i> | | | | | | | |
| Methanol | 8 | 31 | 2055 | 19.0 | 2e/132 | | |
| Ethanol | 95 | 34 | 4062 | 13.6 | 2c/375 | | |
| <i>n</i> -Propanol | None | | 6484 | | | | |
| <i>i</i> -Propanol | 94 | 35 | 6370 | | | | |
| <i>n</i> -Butanol | None | | | 8.5 | 2b/169 | | |
| <i>i</i> -Butanol | None | | 8327 | | | | |
| <i>s</i> -Butanol | None | | 8228 | | | | |
| <i>n</i> -Amyl alc. | | | | | | | |
| <i>i</i> -Amyl alc. | | | | | | | |
| Cyclohexanol | | | | | | | |
| 1-Octanol | None | | | 8.7 | 2f/529 | | |
| Ethanediol | None | | | | | | |
| DEG | | | | | | | |
| 1,2-Propanediol | | | | | | | |
| <i>Glycol ethers</i> | | | | | | | |
| PGME | | | | | | | |
| EGME | | | | | | | |
| EEE | | | | | | | |
| EGBE | | | | | | | |
| <i>Chlorinated</i> | | | | | | | |
| MDC | 51 | 3 | 1571 | 2.4 | 6a/100 | | |
| Chloroform | None | | 1482 | | | | |
| Carbon tet. | | | | | | | |
| 1,2-EDC | | | | | | | |
| 1,1,1-TCA | | | | | | | |
| TCE | | | | | | | |
| Perk. | | | | | | | |
| MCB | | | | | | | |

Hydrocarbons

| Solute | Azeotrope | | Reference | Solute γ^r | Reference | Partition coefficient | Reference |
|--------------------------|------------|--------------------|-----------|-------------------|-----------|-----------------------|-----------|
| | X% %w/w | $^{\circ}\text{C}$ | | | | | |
| <i>Ketones</i> | | | | | | | |
| Acetone | 80 | 32 | 5368 | 7.1 | 3+4/190 | 0.91 | V2/475 |
| MEK | | | | 5.3 | 1x/3/1149 | | |
| MIBK | | | | | | | |
| Cyclohexanone | | | | | | | |
| NMP | | | | | | | |
| Acetophenone | | | | | | | |
| <i>Ethers</i> | | | | | | | |
| Diethyl ether | 32 | 33 | 8296 | | | | |
| DIPE | | | | | | | |
| Dibutyl ether | | | | | | | |
| MTBE | | | | | | | |
| 1,4-Dioxane | | | | 4.8 | 1x/3/1149 | | |
| THF | None | | | 2.2 | 1x/3/1149 | | |
| <i>Esters</i> | | | | | | | |
| Me acetate | 78 | 34 | 5536 | | | | |
| Et acetate | | | | | | | |
| <i>i</i> -Propyl acetate | | | | | | | |
| <i>n</i> -Butyl acetate | | | | | | | |
| Cellosolve acetate | | | | | | | |
| <i>Miscellaneous</i> | | | | | | | |
| DMF | | | | | | | |
| DMAc | | | | | | | |
| DMSO | | | | | | | |
| Sulfolane | | | | | | | |
| CS ₂ | 89 | 36 | 1256 | | | | |
| Acetic acid | None | | 3156 | | | | |
| Aniline | | | | | | | |
| Nitrobenzene | None | | 9740 | | | | |
| Morpholine | | | | | | | |
| Pyridine | | | | | | | |
| 2-Nitropropane | | | | | | | |
| Acetonitrile | 90 | 35 | 2792 | 22.0 | 6a/102 | | |
| Furfuraldehyde | | | | | | | |
| Phenol | | | | | | | |
| Water | 99 | 35 | 462 | | | | |

Xylenes (mixed isomers)

Alternative names

Dimethyl benzenes, xylol

Reference codes

| | | | |
|------------|-----------|--------------|------|
| CAS number | 1330 20 7 | Hazchem code | 3Y |
| UN number | 1307 | EPA code | U239 |

Physical properties*

| | | | |
|-------------------------|--------------------------------|---|-------|
| Molecular weight | 106 | Cubic expansion coeff (per °C x 10 ³) | 1.0 |
| Empirical formula | C ₈ H ₁₀ | Surface tension (@20°C dyn/cm) | 28.6 |
| Boiling point (°C) | 136* | Absolute viscosity (@25°C cP) | 0.7* |
| Freezing point (°C) | | Refractive index (25°C) | 1.496 |
| Specific gravity (20/4) | 0.870 | | |

Fire hazards

| | | | |
|-------------------------------|---------|-----------------------------|-------|
| Flash point (closed cup °C) | 23* | Lower explosive limit (ppm) | 11400 |
| Autoignition temperature (°C) | 480 | Upper explosive limit (ppm) | 70000 |
| Electrical conductivity | 8.0E-16 | | |

Health hazards

| | | | |
|-----------------------|-------|----------------------------------|------|
| IDLH (ppm) | 10000 | Vapour concentration @21°C ppm | 9180 |
| OES-TWA | 100 | Vapour density (relative to air) | 3.7 |
| OES-STEL | 150 | Vapour pressure @ 21°C mmHg | 7.0 |
| Odour threshold (ppm) | 1.0 | POCP | 85* |

Aqueous effluent

| | |
|--|---------|
| Solubility in water (25°C %w/w) | 0.02 |
| Solubility of water in (25°C %w/w) | 0.05 |
| Log ₁₀ activated carbon partition | 4.3 |
| Log ₁₀ partition in octanol/water (w/w) | 3.0 |
| Biological oxygen demand w/w (days) | 0.1 (5) |
| Theoretical oxygen demand w/w | 3.17 |

Vapour pressure equation constants (Log₁₀ mmHg)*

| | | |
|------------------|---|---------|
| Antoine equation | A | 6.99053 |
| | B | 1453.43 |
| | C | 215.310 |
| Cox chart | A | 7.20807 |
| | B | 1601.1 |

Solvent properties

| | | | |
|----------------------------|-----|------------------------------|------|
| Solubility parameter | 8.9 | Kauri butanol value | 98 |
| Dipole (D) | 1.3 | Evaporation time (ether = 1) | 13.5 |
| Dielectric constant (20°C) | 2.3 | Evaporation time (BuAc = 1) | 0.76 |
| Polarity (water 100) | 7.4 | | |

Thermal information

| | |
|--|--------|
| Latent heat (cal/mol) | 8692 |
| Nett heat of combustion (kcal/gmol) | 1035 |
| Specific heat (cal/mol/°C) | 42 |
| Critical pressure (MN/m ²) | 3.55 |
| Critical temperature (K) | 623 |
| Latent heat of fusion (cal/mol) | 3180 |
| Van der Waals' volume | 4.66 |
| Van der Waals' surface area | 3.54 |
| Molar volume | 121.84 |

*Typical mixture of isomers

| Solute | Azeotrope | | Reference | Solute γ^* | Reference | Partition coefficient | Reference |
|---------------------------------|-----------|--------------------|-----------|-------------------|-----------|-----------------------|-----------|
| | X% w/w | $^{\circ}\text{C}$ | | | | | |
| <i>Hydrocarbons</i> | | | | | | | |
| <i>n</i> -Pentane | | | | 1.5 | 1x/1369 | | |
| <i>n</i> -Hexane | None | | | 1.2 | 6a/605 | | |
| <i>n</i> -Heptane | None | | 13808 | 1.4 | 6c/497 | | |
| <i>n</i> -Octane | None | | 14120 | 1.3 | 6b/275 | | |
| <i>n</i> -Nonane | 81 | 144 | 14118 | | | | |
| <i>n</i> -Decane | | | | | | | |
| 2,2,4-TMP | | | | | | | |
| Cyclohexane | | | | 1.5 | 6a/311 | | |
| Benzene | None | | | 1.0 | 7/310 | | |
| Toluene | None | | 13030 | 1.1 | 7/444 | | |
| Ethylbenzene | None | | 14098 | | | | |
| Xylenes | - | | - | - | - | - | - |
| <i>C</i> ₉ Aromatics | None | | | | | | |
| Tetrafin | | | | | | | |
| <i>Alcohols</i> | | | | | | | |
| Methanol | None | | 2108 | 6.6 | 2c/247 | | |
| Ethanol | None | | 4146 | 5.3 | 2a/500 | 3.08 | V2/379 |
| <i>n</i> -Propanol | 7 | 97 | 6519 | 3.3 | 2c/575 | | |
| <i>i</i> -Propanol | None | | 6402 | 2.6 | 2d/229 | | |
| <i>n</i> -Butanol | 27 | 115 | 8186 | 3.1 | 2b/229 | | |
| <i>i</i> -Butanol | 12 | 108 | | 2.6 | 2b/292 | | |
| <i>s</i> -Butanol | None | | 8252 | 2.7 | 2d/282 | | |
| <i>n</i> -Amyl alc. | | | | | | | |
| <i>i</i> -Amyl alc. | | | | | | | |
| Cyclohexanol | 90 | 140 | 11730 | | | | |
| 1-Octanol | None | 11 | 4113 | 6.3 | 2f/536 | | |
| Ethanediol | 93 | 135 | 4323 | | | | |
| DEG | Azeo | | | | | | |
| 1,2-Propanediol | | | | | | | |
| <i>Glycol ethers</i> | | | | | | | |
| PGME | 73 | 137 | 9994 | | | | |
| EGME | 45 | 120 | 6598 | 4.0 | 2b/134 | | |
| EEE | 50 | 128 | 8465 | 4.2 | 2f/416 | | |
| EGBE | 4 | 144 | 12235 | | | 0.56 | P3979 |
| <i>Chlorinated</i> | | | | | | | |
| MDC | | | | 0.85 | 1x/1369 | | |
| Chloroform | | | | | | | |
| Carbon tet. | | | | 0.9 | 7/480 | | |
| 1,2-EDC | | | | 1.1 | 7/490 | | |
| 1,1,1-TCA | | | | | | | |
| TCE | | | | | | | |
| Perk. | None | | 1167c | | | | |
| MCB | | | | 0.9 | 7/508 | | |

Hydrocarbons

| Solute | Azeotrope | | Reference | Solute γ^* | Reference | Partition coefficient | Reference |
|--------------------------|-----------|--------------------|-----------|-------------------|-----------|-----------------------|-----------|
| | X% w/w | $^{\circ}\text{C}$ | | | | | |
| <i>Ketones</i> | | | | | | | |
| Acetone | None | | | 2.4 | 3b/222 | 0.29 | V2/506 |
| MEK | | | | 1.2 | 3b/382 | | |
| MIBK | None | | | 1.3 | 3b/553 | | |
| Cyclohexanone | | | | 1.2 | 3b/511 | | |
| NMP | | | | 1.9 | 3b/462 | | |
| Acetophenone | | | | | | | |
| <i>Ethers</i> | | | | | | | |
| Diethyl ether | | | | 1.1 | 1x/3/1348 | | |
| DIPE | | | | | | | |
| Dibutyl ether | 22 | 142 | 14117 | | | | |
| MTBE | | | | | | | |
| 1,4-Dioxane | | | | 1.3 | 1x/3/1350 | | |
| THF | | | | | | | |
| <i>Esters</i> | | | | | | | |
| Me acetate | | | | | | | |
| Et acetate | None | | 7594 | 1.6 | 5/541 | | |
| <i>i</i> -Propyl acetate | | | | | | | |
| <i>n</i> -Butyl acetate | None | | 11829 | | | | |
| Cellosolve acetate | None | | 12009 | | | | |
| <i>Miscellaneous</i> | | | | | | | |
| DMF | 80 | 136 | 5894 | 2.5 | 7/481 | | |
| DMAc | | | | | | | |
| DMSO | | | | | | | |
| Sulfolane | | | | | | | |
| CS ₂ | | | | 1.1 | 1x/1/369 | | |
| Acetic acid | 22 | 116 | 3208 | 3.8 | 5/181 | 14.1 | P310 |
| Aniline | None | | 11185 | | | 0.11 | P1718 |
| Nitrobenzene | | | | | | | |
| Morpholine | | | | | | | |
| Pyridine | | | | 1.4 | 7/482 | 0.08 | P1108 |
| 2-Nitropropane | | | | | | | |
| Acetonitrile | None | | 2805 | 5.1 | 1x/1/369 | 0.38 | V2/193 |
| Furfuraldehyde | 90 | 139 | 8785 | 2.9 | 3+4/52 | | |
| Phenol | None | | 10944 | | | 0.12 | P1642 |
| Water | 63 | 93 | 677 | | | | |

Toluene

Alternative names

Toluol, methylbenzene, methylbenzol

Reference codes

| | | | |
|------------|----------|--------------|------|
| CAS number | 108 88 3 | Hazchem code | 3YE |
| UN number | 1294 | EPA code | U220 |

Physical properties

| | | | |
|-------------------------|-------------------------------|---|-------|
| Molecular weight | 92 | Cubic expansion coeff (per °C × 10 ³) | 1.1 |
| Empirical formula | C ₇ H ₈ | Surface tension (@20°C dyn/cm) | 28.5 |
| Boiling point (°C) | 110.6 | Absolute viscosity (@25°C cP) | 0.59 |
| Freezing point (°C) | -95 | Refractive index (25°C) | 1.494 |
| Specific gravity (20/4) | 0.867 | | |

Fire hazards

| | | | |
|-------------------------------|---------|-----------------------------|-------|
| Flash point (closed cup °C) | 4 | Lower explosive limit (ppm) | 12700 |
| Autoignition temperature (°C) | 480 | Upper explosive limit (ppm) | 70000 |
| Electrical conductivity | 8.0E-16 | | |

Health hazards

| | | | |
|-----------------------|------|----------------------------------|-------|
| IDLH (ppm) | 2000 | Vapour concentration @21°C ppm | 31000 |
| OES-TWA | 50 | Vapour density (relative to air) | 3.2 |
| OES-STEL | 150 | Vapour Pressure @21°C mmHg | 23.2 |
| Odour threshold (ppm) | 40 | POCP | 56 |

Aqueous effluent

| | |
|--|----------|
| Solubility in water (25°C %w/w) | 0.052 |
| Solubility of water in (25°C %w/w) | 0.033 |
| Log ₁₀ activated carbon partition | 2.9 |
| Log ₁₀ partition in octanol/water (w/w) | +2.69 |
| Biological oxygen demand w/w (days) | 1.19 (5) |
| Theoretical oxygen demand w/w | 3.13 |

Vapour pressure equation constants (Log₁₀ mmHg)

| | | |
|------------------|---|---------|
| Antoine equation | A | 6.95087 |
| | B | 1342.31 |
| | C | 219.187 |
| Cox chart | A | 7.12773 |
| | B | 1448.2 |

Solvent properties

| | | | |
|----------------------------|------|------------------------------|-----|
| Solubility parameter | 8.9 | Kauri butanol value | 105 |
| Dipole (D) | 0.4 | Evaporation time (ether = 1) | 6.1 |
| Dielectric Constant (20°C) | 2.38 | Evaporation time (BuAc = 1) | 2.0 |
| Polarity (water 100) | 9.9 | | |

Thermal information

| | |
|--|--------|
| Latent heat (cal/mol) | 7985 |
| Nett heat of combustion (kcal/gmol) | 892 |
| Specific heat (cal/mol°C) | 41.0 |
| Critical pressure (MN/m ²) | 4.22 |
| Critical temperature (K) | 591.8 |
| Latent heat of fusion (cal/mol) | 1580 |
| Van der Waals' volume | 3.92 |
| Van der Waals' surface area | 2.97 |
| Molar volume | 106.85 |

| Solute | Azeotrope | | Reference | Solute γ^r | Reference | Partition coefficient | Reference |
|--------------------------------|-----------|--------------------|-----------|-------------------|-----------|-----------------------|-----------|
| | X% w/w | $^{\circ}\text{C}$ | | | | | |
| <i>Hydrocarbons</i> | | | | | | | |
| <i>n</i> -Pentane | | | | 1.3 | 6c/160 | | |
| <i>n</i> -Hexane | None | | 12131 | 1.4 | 6a/591 | | |
| <i>n</i> -Heptane | None | | 13027 | 1.2 | 6b/169 | | |
| <i>n</i> -Octane | None | | 13041 | 1.3 | 6b/261 | | |
| <i>n</i> -Nonane | | | | | | | |
| <i>n</i> -Decane | | | | | | | |
| 2,2,4-TMP | None | | 13043 | 1.4 | 6b/323 | | |
| Cyclohexane | None | | 11694 | 1.2 | 6a/283 | | |
| Benzene | None | | 10871 | 1.0 | 7/283 | | |
| Toluene | - | | - | - | - | - | - |
| Ethylbenzene | None | | 13029 | 1.1 | 7/443 | | |
| Xylenes | None | | 13030 | 0.83 | 7/444 | | |
| <i>C₉ Aromatics</i> | | | | | | | |
| <i>Tetralin</i> | | | | | | | |
| <i>Alcohols</i> | | | | | | | |
| Methanol | 31 | 64 | 2098 | 6.3 | 2a/268 | 20.8 | V2/135 |
| Ethanol | 32 | 77 | 4120 | 5.3 | 2a/477 | 11.6 | V2/372 |
| <i>n</i> -Propanol | 51 | 93 | 6512 | 4.3 | 2a/592 | 1.05 | V2/580 |
| <i>i</i> -Propanol | 31 | 81 | 6397 | 3.9 | 2f/78 | 1.16 | V2/619 |
| <i>n</i> -Butanol | 68 | 106 | 8170 | 10.3 | 2f/190 | 0.17 | CEH |
| <i>i</i> -Butanol | 55 | 101 | 8361 | 3.8 | 2b/289 | | |
| <i>s</i> -Butanol | 45 | 95 | 8246 | 3.3 | 2d/276 | 0.20 | V3/130 |
| <i>n</i> -Amyl alc. | None | | 9760 | | | | |
| <i>i</i> -Amyl alc. | 90 | 110 | 9852 | | | | |
| Cyclohexanol | None | | 11720 | | | | |
| 1-Octanol | | | | | | | |
| Ethanediol | 93 | 110 | 4285 | | | | |
| DEG | None | | 8531 | 45.9 | 2f/341 | | |
| 1,2-Propanediol | 98 | 110 | 6658 | | | | |
| <i>Glycol ethers</i> | | | | | | | |
| PGME | None | | 9978 | | | | |
| EGME | 74 | 106 | 6586 | | | | |
| EEE | 89 | 110 | 8450 | 3.9 | 2f/337 | | |
| EGBE | None | | | 1.4 | 2f/440 | 0.78 | P3980 |
| <i>Chlorinated</i> | | | | | | | |
| MDC | | | | 0.9 | 1x/3/317 | | |
| Chloroform | None | | 1498 | 1.2 | 7/352 | | |
| Carbon tet. | None | | 1166 | 1.0 | 7/332 | | |
| 1,2-EDC | None | | 3006 | 1.0 | 7/380 | | |
| 1,1,1-TCA | | | | | | | |
| TCE | | | | 0.9 | 7/370 | | |
| Perk. | None | | 2220 | | | | |
| MCB | None | | 10524 | 1.0 | 7/416 | | |

Hydrocarbons

| Solute | Azeotrope | | Reference | Solute γ^* | Reference | Partition coefficient | Reference |
|--------------------------|-----------|--------------------|-----------|-------------------|-----------|-----------------------|-----------|
| | X% w/w | $^{\circ}\text{C}$ | | | | | |
| <i>Ketones</i> | | | | | | | |
| Acetone | None | | 5391 | 1.8 | 3+4/236 | 0.40 | P501 |
| MEK | None | | 7382 | 1.4 | 3+4/308 | | |
| MIBK | 97 | 111 | 11799 | 1.2 | 3+4/356 | | |
| Cyclohexanone | | | | 1.4 | 3+4/339 | | |
| NMP | | | | 0.3 | 3b/456 | | |
| Acetophenone | | | | | | | |
| <i>Ethers</i> | | | | | | | |
| Diethyl ether | None | | 8304 | | | | |
| DIPE | | | | 1.2 | 3+4/558 | | |
| Dibutyl ether | | | | | | | |
| MTBE | | | | | | | |
| 1,4-Dioxane | 20 | 102 | 7550 | 1.3 | 3+4/375 | | |
| THF | | | | | | | |
| <i>Esters</i> | | | | | | | |
| Me acetate | | | | | | | |
| Et acetate | None | | 7591 | 1.2 | 5/516 | | |
| <i>i</i> -Propyl acetate | None | | 9300 | | | | |
| <i>n</i> -Butyl acetate | None | | 11825 | 1.1 | 5/586 | | |
| Cellosolve acetate | None | | 11913 | | | | |
| <i>Miscellaneous</i> | | | | | | | |
| DMF | None | | 5893a | 1.9 | 7/390 | 2.22 | V4/223 |
| DMAc | | | | | | | |
| DMSO | None | | | 8.3 | 7/386 | | |
| Sulfolane | | | | 140.4 | 7/399 | | |
| CS ₂ | None | | 1276 | 1.1 | 7/361 | | |
| Acetic acid | 72 | 101 | 3194 | 9.4 | 5/159 | 2.97 | V4/190 |
| Aniline | None | | 11167 | 1.7 | 7/426 | 0.03 | P1719 |
| Nitrobenzene | None | | 10718 | 1.9 | 7/422 | | |
| Morpholine | | | | | | | |
| Pyridine | 68 | 108 | 8858 | 1.8 | 7/406 | 0.14 | P1109 |
| 2-Nitropropane | 82 | 110 | 6285 | | | | |
| Acetonitrile | 24 | 81 | 2801 | 3.8 | 7/373 | 0.07 | V2/191 |
| Furfuraldehyde | None | | 8776 | 2.6 | 3a/135 | 0.03 | V4/258 |
| Phenol | None | | 10920 | 2.4 | 2f/393 | 0.12 | P1644 |
| Water | 80 | 85 | | 610 | | | |

i-Propanol

Alternative names

Propan-2-ol, isopropyl alcohol, IPA – avoid confusion with IP acetate

Reference codes

| | | | |
|------------|---------|--------------|-----|
| CAS number | 67 63 0 | Hazchem code | 2SE |
| UN number | 1219 | EPA code | |

Physical properties

| | | | |
|-------------------------|--|---|-------|
| Molecular weight | 60 | Cubic expansion coeff (per °C × 10 ³) | 1.05 |
| Empirical formula | C ₃ H ₈ O ₁ | Surface tension (@20°C dyn/cm) | 21.7 |
| Boiling point (°C) | 82 | Absolute viscosity (@25°C cP) | 2.0 |
| Freezing point (°C) | -88 | Refractive index (25°C) | 1.375 |
| Specific gravity (20/4) | 0.786 | | |

Fire hazards

| | | | |
|-------------------------------|--------|-----------------------------|--------|
| Flash point (closed cup °C) | 12 | Lower explosive limit (ppm) | 23000 |
| Autoignition temperature (°C) | 425 | Upper explosive limit (ppm) | 127000 |
| Electrical conductivity | 6.0E-8 | | |

Health hazards

| | | | |
|-----------------------|-------|----------------------------------|-------|
| IDLH (ppm) | 20000 | Vapour concentration @21°C ppm | 46000 |
| OES-TWA | 400 | Vapour density (relative to air) | 2.07 |
| OES-STEL | 500 | Vapour pressure @21°C mmHg | 35.1 |
| Odour threshold (ppm) | 60 | POCP | 15 |

Aqueous effluent

| | |
|--|-------|
| Solubility in water (25°C %w/w) | Total |
| Solubility of water in (25°C %w/w) | Total |
| Log ₁₀ activated carbon partition | 1.46 |
| Log ₁₀ partition in octanol/water (w/w) | +0.26 |
| Biological oxygen demand w/w (days) | 1.59 |
| Theoretical oxygen demand w/w | 2.40 |

Vapour pressure equation constants (Log₁₀ mmHg)

| | | |
|------------------|---|---------|
| Antoine equation | A | 8.87829 |
| | B | 2010.33 |
| | C | 252.636 |
| Cox chart | A | 8.24362 |
| | B | 1673.2 |

Solvent properties

| | | | |
|----------------------------|------|------------------------------|-----|
| Solubility parameter | 11.5 | Kauri butanol value | 230 |
| Dipole (D) | 1.66 | Evaporation time (ether = 1) | 11 |
| Dielectric constant (20°C) | 18.3 | Evaporation time (BuAc = 1) | 1.5 |
| Polarity (water 100) | 54.6 | | |

Thermal information

| | |
|--|-------|
| Latent heat (cal/mol) | 9540 |
| Nett heat of combustion (kcal/gmol) | 433 |
| Specific heat (cal/mol°C) | 37 |
| Critical pressure (MN/m ²) | 4.76 |
| Critical temperature (K) | 508 |
| Latent heat of fusion (cal/mol) | 1282 |
| Van der Waals' volume | 2.78 |
| Van der Waals' surface area | 2.51 |
| Molar volume | 76.92 |

| Solute | Azeotrope | | Reference | Solute γ^* | Reference | Partition coefficient | Reference |
|--------------------------|-----------|--------------------|-----------|-------------------|-----------|-----------------------|-----------|
| | X% w/w | $^{\circ}\text{C}$ | | | | | |
| <i>Hydrocarbons</i> | | | | | | | |
| <i>n</i> -Pentane | 6 | 35 | 6370 | | | | |
| <i>n</i> -Hexane | 23 | 63 | 6390 | 5.0 | 2b/97 | | |
| <i>n</i> -Heptane | 51 | 76 | 6399 | 7.4 | 2b/113 | | |
| <i>n</i> -Octane | 84 | 82 | 6418 | 7.8 | 2b/115 | | |
| <i>n</i> -Nonane | Azeo | | | 7.9 | 2f/95 | | |
| <i>n</i> -Decane | None | | | 6.6 | 2b/118 | | |
| 2,2,4-TMP | 54 | 77 | 6419 | 4.8 | 2b/116 | | |
| Cyclohexane | 32 | 69 | 6384 | 4.7 | 2b/84 | | |
| Benzene | 33 | 72 | 6375 | 4.0 | 2b/65 | | |
| Toluene | 69 | 81 | 6397 | 3.8 | 2b/108 | | |
| Ethylbenzene | None | | 6402 | 5.3 | 2d/95 | | |
| Xylenes | None | | 6404 | 5.0 | 2d/96 | | |
| C ₉ Aromatics | None | | 6423 | 5.0 | 2d/97 | | |
| Tetrafin | | | | | | | |
| <i>Alcohols</i> | | | | | | | |
| Methanol | None | | 1978a | 0.9 | 2e/123 | | |
| Ethanol | None | | 3980 | 1.1 | 2a/341 | | |
| <i>n</i> -Propanol | None | | | 1.02 | 2f/47 | | |
| <i>i</i> -Propanol | - | | - | - | - | | |
| <i>n</i> -Butanol | None | | | 1.6 | 2d/55 | | |
| <i>i</i> -Butanol | None | | | 1.0 | 2d/56 | | |
| <i>s</i> -Butanol | None | | | 1.1 | 2b/62 | | |
| <i>n</i> -Amyl alc. | None | | | 0.82 | 2f/63 | | |
| <i>i</i> -Amyl alc. | None | | | | | | |
| Cyclohexanol | None | | | | | | |
| 1-Octanol | None | | | | | | |
| Ethenediol | None | | | | | | |
| DEG | None | | | | | | |
| 1,2-Propanediol | None | | | 2.6 | 2d/47 | | |
| <i>Glycol ethers</i> | | | | | | | |
| PGME | | | | | | | |
| EGME | | | | | | | |
| EEE | | | | | | | |
| EGBE | | | | | | | |
| <i>Chlorinated</i> | | | | | | | |
| MDC | None | | 1561 | 2.31 | 2f/36 | | |
| Chloroform | 4 | 61 | 1453 | 1.6 | 2d/40 | | |
| Carbon tet. | 18 | 69 | 1115 | 3.3 | 2b/36 | | |
| 1,2-EDC | 43 | 75 | 2970 | | | | |
| 1,1,1-TCA | None | | 2729 | | | | |
| TCE | 30 | 75 | 2295 | 4.0 | 2d/43 | | |
| Perk. | 70 | 82 | 2176 | 5.7 | 2d/42 | | |
| MCB | None | | 6373 | 4.9 | 2d/64 | | |

Alcohols

| Solute | Azeotrope | | Reference | Solute γ^r | Reference | Partition coefficient | Reference |
|----------------------|-----------|--------------------|-----------|-------------------|-----------|-----------------------|-----------|
| | X% w/w | $^{\circ}\text{C}$ | | | | | |
| <i>Ketones</i> | | | | | | | |
| Acetone | None | | 5319 | 2.4 | 2b/43 | | |
| MEK | 32 | 78 | 6335 | 1.5 | 2b/54 | | |
| MIBK | None | | 6386 | 1.7 | 2b/96 | | |
| Cyclohexanone | | | | | | | |
| NMP | | | | | | | |
| Acetophenone | | | | | | | |
| <i>Ethers</i> | | | | | | | |
| Diethyl ether | None | | 6351 | | | | |
| DIPE | 15 | 66 | 6391 | 2.9 | 2b/101 | | |
| Dibutyl ether | | | | 3.9 | | | |
| MTBE | | | | | | | |
| 1,4-Dioxane | None | | 6337 | 1.7 | 2b/56 | | |
| THF | None | | 6335a | 1.4 | 2b/55 | | |
| <i>Esters</i> | | | | | | | |
| Me acetate | None | | 5516 | 2.5 | 2b/50 | | |
| Et acetate | 25 | 75 | 6338 | 1.7 | 2b/59 | | |
| i-Propyl acetate | 52 | 80 | 6363 | 1.77 | 2f/59 | | |
| n-Butyl acetate | None | | | 2.0 | 2d/75 | | |
| Cellosolve acetate | | | | | | | |
| <i>Miscellaneous</i> | | | | | | | |
| DMF | None | | | | | | |
| DMAc | | | | | | | |
| DMSO | | | | 2.5 | 2f/39 | | |
| Sulfolane | | | | 13.6 | 2d/53 | | |
| CS ₂ | 8 | 44 | 1208 | | | | |
| Acetic acid | | | | 0.6 | 2d/44 | | |
| Aniline | | | | | | | |
| Nitrobenzene | | | | | | | |
| Morpholine | | | | | | | |
| Pyridine | | | | 0.9 | 2d/57 | | |
| 2-Nitropropane | 96 | 82 | 6270 | | | | |
| Acetonitrile | 48 | 75 | 2767 | 2.57 | 2f/40 | | |
| Furfuraldehyde | | | | | | | |
| Phenol | | | | | | | |
| Water | 88 | 80 | 292 | 3.2 | 1/334 | | |

Acetic Acid

Alternative names

Ethanoic acid, glacial acetic acid

Reference codes

CAS number 64 19 7 Hazchem code
 UN number 1842 EPA code

Physical properties

Molecular weight 60 Cubic expansion coeff (per °C × 10⁻³) 1.14
 Empirical formula C₂H₄O₂ Surface tension (@20°C dyn/cm) 27.4
 Boiling point (°C) 118 Absolute viscosity (@25°C cP) 1.13
 Freezing point (°C) +17 Refractive index (25°C) 1.370
 Specific gravity (20/4) 1.051

Fire hazards

Flash point (closed cup °C) 40 Lower explosive limit (ppm) 54000
 Autoignition temperature (°C) 427 Upper explosive limit (ppm) 160000
 Electrical conductivity 6E-9

Health hazards

IDLH (ppm) 1000 Vapour concentration @21°C ppm 17400
 OES-TWA 10 Vapour density (relative to air) 2.08
 OES-STEL 15 Vapour pressure @21°C mmHg 13
 Odour threshold (ppm) 2 POCP

Aqueous effluent

Solubility in water (25°C %w/w) Total
 Solubility of water in (25°C %w/w) Total
 Log₁₀ activated carbon partition 1.80
 Log₁₀ partition in octanol/water (w/w) -0.24
 Biological oxygen demand w/w (days)
 Theoretical oxygen demand w/w 1.07

Vapour pressure equation constants (Log₁₀ mmHg)

Antoine equation A 7.5596
 B 1644.05
 C 233.5
 Cox chart A 7.4565
 B 1592.4

Solvent properties

Solubility parameter 10.1 Kauri butanol value
 Dipole (D) 1.7 Evaporation time (ether = 1)
 Dielectric constant (20°C) 6.2 Evaporation time (BuAc = 1)
 Polarity (water 100) 64.8

Thermal information

Latent heat (cal/mol) 5800
 Nett heat of combustion (kcal/gmol) 188
 Specific heat (cal/mol°C) 29.4
 Critical pressure (MN/m²) 5.8
 Critical temperature (K) 595
 Latent heat of fusion (cal/mol) 2800
 Van der Waals' volume 2.20
 Van der Waals' surface area 2.07
 Molar volume 57.5

| Solute | Azeotrope | | Reference | Solute γ^r | Reference | Partition coefficient | Reference |
|--------------------------------|-----------|--------------------|-----------|-------------------|-----------|-----------------------|-----------|
| | X% w/w | $^{\circ}\text{C}$ | | | | | |
| <i>Hydrocarbons</i> | | | | | | | |
| <i>n</i> -Pentane | None | | 3156 | | | | |
| <i>n</i> -Hexane | 6 | 68 | 3184 | 9.0 | 5/152 | | |
| <i>n</i> -Heptane | 25 | 93 | 3204 | 20 | 5/175 | | |
| <i>n</i> -Octane | 53 | 105 | 3219 | 16 | 5/189 | | |
| <i>n</i> -Nonane | 69 | 113 | 3230 | | | | |
| <i>n</i> -Decane | 79 | 117 | 3237 | 31 | 5/191 | | |
| 2,2,4-TMP | | | | | | | |
| Cyclohexane | 10 | 79 | 3173 | 4.9 | 5/146 | | |
| Benzene | 2 | 80 | 3163 | 3.3 | 5/127 | | |
| Toluene | 34 | 105 | 3194 | 7.6 | 5/159 | | |
| Ethylbenzene | 66 | 115 | 3206 | 7.9 | 5/178 | | |
| Xylenes | 73 | 116 | 3208 | 5.6 | 5/181 | | |
| <i>C₉ Aromatics</i> | | | | | | | |
| Tetralin | | | | | | | |
| <i>Alcohols</i> | | | | | | | |
| Methanol | None | | 1933 | 0.9 | 2a/48 | | |
| Ethanol | None | | 3090 | 0.7 | 2c/293 | | |
| <i>n</i> -Propanol | None | | 3109 | 0.9 | 2a/525 | | |
| <i>i</i> -Propanol | | | | 0.8 | 2d/84 | | |
| <i>n</i> -Butanol | 43 | 120 | 3135 | 1.0 | 2d/158 | | |
| <i>i</i> -Butanol | | | | 1.1 | 2f/302 | | |
| <i>s</i> -Butanol | | | | 1.2 | 2f/221 | | |
| <i>n</i> -Amyl alc. | | | | | | | |
| <i>i</i> -Amyl alc. | 16 | 133 | 3156a | | | | |
| Cyclohexanol | | | | | | | |
| 1-Octanol | | | | | | | |
| Ethanediol | | | | | | | |
| DEG | | | | | | | |
| 1,2-Propanediol | | | | | | | |
| <i>Glycol ethers</i> | | | | | | | |
| PGME | | | | | | | |
| EGME | | | | | | | |
| EEE | | | | | | | |
| EGBE | | | | | | | |
| <i>Chlorinated</i> | | | | | | | |
| MDC | | | | 1.9 | 5/64 | | |
| Chloroform | None | | 1437 | 2.6 | 5/62 | | |
| Carbon tet. | 2 | 76 | 1099 | 5.4 | 5/59 | | |
| 1,2-EDC | None | | 2961 | 2.6 | 5/74 | | |
| 1,1,1-TCA | | | | | | | |
| TCE | 4 | 118 | 2282 | 3.3 | 5/72 | | |
| Perk. | 39 | 107 | 2158 | | | | |
| MCB | 59 | 115 | 3160 | | | | |

Miscellaneous solvents

| Solute | Azeotrope | | Reference | Solute γ^m | Reference | Partition coefficient | Reference |
|--------------------------|-----------|--------------------|-----------|-------------------|-----------|-----------------------|-----------|
| | X% w/w | $^{\circ}\text{C}$ | | | | | |
| <i>Ketones</i> | | | | | | | |
| Acetone | None | | 3101 | 1.0 | 3+4/148 | | |
| MEK | None | | 3117 | 1.1 | 3+4/269 | | |
| MIBK | None | | 3175 | 1.5 | 3+4/345 | | |
| Cyclohexanone | | | | | | | |
| NMP | | | | | | | |
| Acetophenone | | | | | | | |
| <i>Ethers</i> | | | | | | | |
| Diethyl ether | None | | 3136 | 1.9 | 3+4/502 | | |
| DIPE | None | | 3185 | 2.4 | 3+4/544 | | |
| Dibutyl ether | None | | 3220 | | | | |
| MTBE | | | | | | | |
| 1,4-Dioxane | 78 | 119 | 3119 | 0.9 | 3+4/448 | | |
| THF | | | | | | | |
| <i>Esters</i> | | | | | | | |
| Me acetate | None | | 3101a | 1.1 | 5/82 | | |
| Et acetate | None | | 3120 | 1.2 | 5/104 | | |
| <i>i</i> -Propyl acetate | None | | 3147 | 1.6 | 5/123 | | |
| <i>n</i> -Butyl acetate | None | | 3177 | 1.8 | 5/147 | | |
| Cellosolve acetate | | | | | | | |
| <i>Miscellaneous</i> | | | | | | | |
| DMF | | | | | | | |
| DMAc | 21 | 171 | 3133 | 0.1 | 5.115 | | |
| DMSO | | | | | | | |
| Sulfolane | | | | | | | |
| CS ₂ | None | | 1180 | | | | |
| Acetic acid | - | | - | - | - | - | - |
| Aniline | None | | 3164 | | | | |
| Nitrobenzene | None | | 3162 | | | | |
| Morpholine | | | | | | | |
| Pyridine | 51 | 138 | 3139 | 0.04 | 5/118 | | |
| 2-Nitropropane | | | | | | | |
| Acetonitrile | None | | 2758a | | | | |
| Furfuraldehyde | None | | 3138 | | | | |
| Phenol | | | | | | | |
| Water | None | | 231 | 1.4 | 1/102 | | |

Miscellaneous solvents

Diagrama del Método

