

**DISEÑO CONCEPTUAL DE UN MODELO TIPO HORNO PARA REMOCIÓN DE
PRECIPITADOS EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.**

**ELVIA ROSA DIAZ OLAVE
OMAR ANDRES ROMERO JOYA**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**DISEÑO CONCEPTUAL DE UN MODELO TIPO HORNO PARA REMOCIÓN DE
PRECIPITADOS EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.**

**ELVIA ROSA DIAZ OLAVE
OMAR ANDRES ROMERO JOYA**

**TRABAJO DE INVESTIGACIÓN PRESENTADO COMO REQUISITO PARCIAL
PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO DE PETRÓLEOS.**

Director

MSc. Ing. JAVIER ENRIQUE GÓMEZ RAMÍREZ

Codirector

HERNANDO CAÑAS ROJAS



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

A Dios todopoderoso este trabajo es para la Gloria suya, por brindare salud y vida para dedicarle a este proyecto de investigación y permitirme cumplir cada una de las metas que me propuse respecto a mi desarrollo profesional.

A mis padres por ellos estoy escribiendo estas letras ellos me dieron el ser, el apoyo, la fortaleza y la motivación para seguir adelante este es otro de los tantos frutos que quiero seguir cosechado con ustedes.

A mis hermanos Andrew, Sergio y Mayra ellos son la mejor compañía que Dios y mis padres pudieron haberme regalado tengan seguro que este es el principio de muchos éxitos que vienen para nuestra familia.

A ti Alberto, contigo aprendí el significado de muchos sentimientos recuerdo que entraste en mi vida cuando iniciaba este sueño te cuento que ahora es realidad; eres esa personita que todos esperamos que algún día llegue a nuestra vida y te agradezco todo lo que pasamos juntos.

A mis amigos Anyela, Linsay, Diana, Ana, Darío, Shirley, Rafael, Arturo, Edwin y Johnatan de verdad que ustedes han sido un gran apoyo en Cada uno de los escalones y obstáculos por los que tuve que pasar para cumplir este objetivo.

Elvia Rosa Diaz Olave

DEDICATORIA

A mis Padres, base principal de mi vida, su protección y apoyo es indudable. Gracias les doy por ser los mejores padres. Que Dios los bendiga, los ilumine siempre y los cubra con toda la felicidad del mundo. Hoy ya podemos compartir este triunfo, el cual es más de ustedes que mío.

A mis hermanos, quienes también son parte fundamental de mi vida, son mi orgullo y mi esperanza, y para quienes espero ser siempre ejemplo y apoyo en cuanto necesiten. Mi triunfo también es de ustedes.

A Julieta mi abuela, por ser fuente de inspiración para alcanzar este triunfo. Por estar siempre a mi lado. Tu amor y cariño, tu apoyo y comprensión, me sirvieron de estímulo para alcanzar esta meta. Este triunfo también es tuyo. Te Quiero Mucho.

A mis amigos Cristian, Álvaro y Juan gracias por su compañía en este trayecto.

Omar Andrés Romero Joya.

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros más grandes agradecimientos a:

A nuestros padres quienes incondicionalmente siempre nos han apoyado y estamos seguros lo seguirán haciendo en cada paso que damos.

A nuestra familia quienes siempre se han preocupado por nuestro bienestar y futuro.

Al MSc. Javier Enrique Gómez Ramírez, Director de Proyecto, por su importante guía, apoyo, consejos y acompañamiento a lo largo de todo el proceso de desarrollo del proyecto.

Al Economista Hernando cañas rojas, Codirector de Proyecto, por su ayuda y guía en el desarrollo de nuestro proyecto de grado.

Nuestros amigos Henry y Edwin su colaboración en desarrollo del proyecto fue muy importante.

A la Universidad Industrial de Santander, A la Escuela de Ingeniería de Petróleos por ser un espacio para nuestra formación académica, personal y profesional.

Al proyecto campo escuela por aceptar nuestro proyecto investigación como una mejora para el su campo y por su colaboración permanente.

Los Autores

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION.....	22
1. PRECIPITADOS ORGÁNICOS.....	23
1.1 CERAS PARAFÍNICAS.....	25
1.1.1 Precipitación.....	27
1.1.1. Depositación.....	28
1.1.2 Problemas técnicos asociados a la parafina.....	29
1.2 PROCESOS APLICADOS PARA LA REMOCIÓN DE PARAFINAS.....	31
1.2.1 Inyección de Químicos.....	31
1.2.2 Inhibidores de la Depositación.....	31
1.2.3 Remediación o Eliminación con Solventes.....	32
1.2.4 Inhibición Magnética.....	32
1.2.5 Remoción Mecánica.....	33
1.2.6 Control Térmico.....	33
1.2.7 Remediación o Eliminación Térmica.....	34
1.3 ASFÁLTENOS.....	35
1.3.1 Agregación y depositación de asfáltenos.....	37
1.4 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA DEPOSITACIÓN DE ASFÁLTENOS.....	40
1.4.1 Taponamiento del yacimiento y en la vecindad del pozo.....	41
1.4.2 Taponamiento de pozo y de la tubería de producción.....	41
1.4.3 Taponamiento de líneas de flujo y demás equipos de superficie.....	41
1.4.4 Formación de Emulsiones Estables.....	42
1.4.5 Cambios en la Mojabilidad de la Roca.....	42
1.5 PROCESOS APLICADOS PARA LA REMOCIÓN DE ASFALTENOS.....	43
1.5.1 Tratamiento con químicos.....	43
1.5.2 Tratamientos Mecánicos.....	44
1.5.3 Tratamientos Térmicos.....	44
1.6 GENERALIDADES DE CAMPO COLORADO.....	45

1.6.1	Localización	45
1.6.2	Descripción geológica	46
1.6.3	Reseña Histórica del Campo Colorado	48
1.6.4	Actualidad en campo colorado	50
1.6.5	Problemas de deposición de orgánicos en campo colorado.....	51
1.6.6	Características generales del yacimiento.	52
1.6.7	Formación Mugrosa (Oligoceno – Mioceno inferior)	53
1.6.8	Pronóstico de la precipitación de parafinas en el Campo Colorado	53
1.7	TEORIA DE COMBUSTIÓN.....	54
1.7.1	Reacciones químicas de combustión	56
2	CARACTERÍSTICAS DEL GAS DE CEC.....	57
2.1	CROMATOGRAFÍA DEL GAS NATURAL QUE SE PRODUCE EN CEC	57
2.2	REACCIONES ESTEQUIOMETRICAS PARA LA FORMULA EMPÍRICA QUE DEFINE AL GAS NATURAL DE CEC	57
3	DISEÑO DEL MODELO TIPO HORNO.....	58
3.1	FORMA DEL MODELO TIPO HORNO	58
3.2	DIFERENCIAS ENTRE EL MODELO A ESCALA Y EL DISEÑO DE HORNO A INSTALAR CEC	66
3.2.1	La flauta o Quemadores.....	66
3.2.2	Sistema de alimentación de gas combustible.....	66
3.3	PARTES DEL DISEÑO A CONSTRUIR.....	67
3.3.1	Camisa Exterior.....	67
3.3.2	Camisa Interior.....	68
3.3.3	Aberturas de ventilación.....	68
3.3.4	Cámara de combustión.	68
3.3.5	Flauta.....	69
3.3.6	Reducción de tubería.	69
3.3.7	Tuberías de Suministro de gas.....	69
3.3.8	Unión o acople de tubería de suministro a artefacto de consumo.	69
3.3.9	Válvula de corte o válvula reguladora.....	70

3.3.10	Recinto de las tuberías parafinadas.	70
3.3.11	Recinto de las tuberías desparafinadas.	70
3.3.12	Dique de contención.	70
3.3.13	Recipiente para drenaje.	71
3.3.14	Base o polleta.	71
3.3.15	Recipientes de almacenamiento de combustible.	71
3.3.16	Termocupla.	71
3.3.17	Manómetro.	72
3.4	DIMENSIONES Y COMPARACIÓN DEL MODELO TIPO HORNO Y EL DISEÑO A CONSTRUIR EN CEC.	72
4	DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS.....	74
4.1	METODOLOGÍA USADA EN LAS PRUEBAS.....	74
4.1.1	Planeación.....	74
4.1.2	Fase de instrumentación.....	76
4.1.3	Fase de observación.....	77
4.2	FASE DE EXPERIMENTAL.....	77
4.2.1	procedimiento.....	77
4.3	DATOS OBTENIDOS DE LAS PRUEBAS HECHAS AL MODELO TIPO HORNO.....	79
4.4	MODELO TÉRMICO DE LA TRASFERENCIA DE CALOR APLICADO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA REAL DEL HORNO.....	80
4.4.1	Condiciones bajo las cuales se ejecuta el modelo térmico escogido.....	80
4.4.2	Cálculos térmicos de modelo tipo horno.....	81
4.4.3	Calculo del calor requerido para fusión de los depósitos orgánico.....	86
5	METODOLOGIA DE LA FACTIBILIDAD DEL MODELO TIPO HORNO CON RESPECTO MÉTODO CONVENCIONAL “REMOCION CON SOLVENTES”.....	94
5.1	ANÁLISIS CUALITATIVO DEL IMPACTO DE LA MÉTODO DE REMOCIÓN CONVENCIONAL VS MODELO TIPO HORNO PROPUESTO EN LA EMPRESA Y EL ÁREA A IMPLEMENTAR.....	94
5.2	DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA.....	95

6	EVALUACION FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL EQUIPO EN CAMPO COLORADO	96
6.1	INVERSIÓN INICIAL	96
6.2	FLUJOS DE EFECTIVO.....	97
6.2.1	Cálculo del Flujo de Efectivo para el proyecto.....	98
6.3	VIABILIDAD DEL PROYECTO.....	98
6.3.1	Valor presente neto (VPN)	99
6.3.2	Tasa interna de retorno (TIR).....	101
6.3.3	Tiempo de recuperación simple o Payback Simple	101
6.4	EVALUACIÓN DEL PROYECTO	103
6.4.1	Análisis financiero de la implementación de diseño de horno en CEC ..	104
	CONCLUSIONES	115
	RECOMENDACIONES.....	117
	BIBLIOGRAFICA	118
	ANEXOS.....	120

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Diagrama representativo de la precipitación de las parafinas.	27
Figura 2: Fenómeno de Agregación de Asfaltenos. Asfaltenos en estado coloidal, peptizados por resinas.....	38
Figura 3 Problemas ocasionados por la deposición de asfaltenos.....	40
Figura 4 Ubicación geográfica del campo colorado	46
Figura 5 Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del VMM ¹²	47
Figura 6 Vista general (1) del modelo tipo horno a escala. En esta imagen se pueden distinguir la base del horno, las tapas y la longitud.	58
Figura 7 Vista general (2) del modelo tipo horno a escala. En ella se pueden observar los orificios de aireación	59
Figura 8 . Vista de conexiones de alimentación de gas combustible. También se pueden observar los acoples manguera- artefacto.	59
Figura 9 Vista del cilindro de alimentación de gas combustible de 60 lb.	60
Figura 10 Se observa a través del orificio de aireación la de flauta o quemador y los orificios de salida del gas.	60
Figura 11 Se observa el modelo en funcionamiento y el recipiente para derrame de parafina.	61
Figura 12. Vista general de la partes de diseño de horno a instalar en CEC. Desarrollada en solidwork 2010.....	62
Figura 13 Sistema de alimentación de combustible del diseño a implementar en CEC.....	63
Figura 14 Vista lateral del diseño a implementar en CEC.	63
Figura 15 Vista interior (1) de los accesorios del horno	64
Figura 16 Vista interior (2) de los accesorios del horno	65
Figura 17 Esquema de sistema de alimentación de gas combustible	67
Figura 18. Balance de calor para un horno.	80
Figura 19 Representación del flujo de efectivo.	97
Figura 20 Representación del valor presente.....	99

Figura 21: Comportamiento del VPN en relación a la tasa de interés.	100
Figura 22 Flujo de caja (escenario1).....	108
Figura 23 Flujo de caja (2 escenario).....	110
Figura 24. Comparativo flujo de caja de 2 escenarios.....	111

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Compuestos orgánicos	24
Tabla 2 Composición típica de elementos presentes en las moléculas de asfáltenos.	37
Tabla 3 Datos Básicos de campo escuela colorado.....	50
Tabla 4 Dimensiones y comparación del modelo tipo horno y el diseño a construir en CEC.....	72
Tabla 5 Fases que se llevan para la prueba	75
Tabla 6. Elementos utilizados en la prueba.	76
Tabla 7 Resultados de la prueba	79
Tabla 8 Propiedades del aire seco puro a presión atmosférica par temperaturas entre 300 K y 350 K.....	90
Tabla 9 Comparativo del modelo a implementar y Inyección de químicos.	94
Tabla 10 Muestra de pozos tomada para análisis financiero.....	103
Tabla 11. Muestra de tuberías tomadas para análisis financiero.....	104
Tabla 12 Escenarios propuestos para recuperación de tubería.	104
Tabla 13. Costos de producción Campo Escuela Colorado.....	105
Tabla 14 Costos base para la instalación del diseño de horno a tiempo de 2 años	106
Tabla 15 Flujo de efectivo y VPN (Remoción convencional)	107
Tabla 16 Flujo de efectivo y VPN (instalación del diseño de horno).....	109
Tabla 17. Comparativo flujo de caja de los dos escenarios.....	112
Tabla 18. Comparativo flujo de caja de los dos escenarios (Diferida de ahorro)..	113

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación (1) Calor requerido por el horno.....	56
Ecuación (2) Calor disponible.....	56
Ecuación (3) Calor ganado por la pieza.....	81
Ecuación (4) Calor almacenado en las paredes del horno.....	82
Ecuación (5) Calor perdido por las paredes del horno.....	82
Ecuación (6) factor de radiación.....	83
Ecuación (7) Pérdidas por aberturas.....	83
Ecuación (8) Calor perdido por radiación.....	83
Ecuación (9) Pérdidas por chimenea.....	84
Ecuación (10) Poder calorífico inferior del combustible	84
Ecuación (11) Gastos de combustible.....	85
Ecuación (12) Eficiencia.....	85
Ecuación (13) Eficiencia.....	85
Ecuación (14) Calor de la pieza.....	86
Ecuación (15) Calor específico del acero.....	86
Ecuación (16) Calor específico promedio del acero.....	86
Ecuación (17) Calor perdido por las paredes del.....	88
Ecuación (18) Numero de Grashof.....	88
Ecuación (19) Numero de Grashof para un cilindro horizontal	89
Ecuación (20) Viscosidad.....	89
Ecuación (21) Densidad.....	89
Ecuación (22) Conductividad Térmica.....	89
Ecuación (23) Calor específico.....	89
Ecuación (24) Numero de Prandtl.....	89
Ecuación (25) Ecuación de Reynold.....	90
Ecuación (26) Coeficiente de expansión volumétrica.....	90
Ecuación (27) Numero de Grashof.....	90
Ecuación (28) Relación empírica para convección natural.....	90

Ecuación (29) Coeficiente de transferencia de calor.....	91
Ecuación (30) calor transferido por convección empleando la ley de Newton.....	91
Ecuación (31) Perdidas por aberturas.....	91
Ecuación (32) Determinación del gasto de combustible del horno.....	92
Ecuación (33) Tiempo de operación.....	92
Ecuación (34) Tiempo de operación.....	92
Ecuación (35) Cálculos del calor total.....	93
Ecuación (36) Costos de combustible.....	93
Ecuación (37) costos de operación.....	93

LISTA DE ANEXOS

Anexo A.	Cromatografía de GN DE CEC	120
Anexo B.	Reacciones de combustion del gas de CEC	124
Anexo C.	Imágenes modelo escala	128
Anexo D.	Imágenes diseño del modelo a implementa	129
Anexo E.	Facturas de cotización del horno	130

RESUMEN

TITULO: DISEÑO CONCEPTUAL DE UN MODELO TIPO HORNO PARA REMOCION DE PRECIPITADOS EN TUBERÍA DE PRODUCCION.*

AUTORES: ELVIA ROSA DIAZ OLAVE
OMAR ANDRES ROMERO JOYA**

PALABRAS CLAVES: Diseño conceptual, Horno, Precipitados, Modelo, recuperación de tubería.

El Campo Colorado desde sus inicios de producción ha presentado problemas de deposición de material orgánico en cada una de las fases de la cadena de explotación (yacimientos, tuberías de producción y las facilidades de superficie), este problema se origina por desestabilización de las fracciones de hidrocarburos del crudo del campo debido a que la deposición de material orgánico está ligada a cambios en parámetros como la presión, temperatura, y composición química del crudo.

El material orgánico se puede precipitar y depositar en el medio poroso y/o tuberías de flujo, ocasionando una obstrucción al paso de flujo de fluidos, además de alterar propiedades tales como la permeabilidad, humectabilidad y otras propiedades del fluido. Dichos problemas generan un aumento de costos operacionales y en algunos casos conllevan al abandono de los pozos.

El proyecto tiene como alcance final plantear un diseño de horno que permita la recuperación de las tuberías de producción y líneas de conducción parafinadas, producto de las actividades de mantenimiento y operación del Campo de extracción de crudo del Colorado, mediante el aprovechamiento del gas generado por los pozos petroleros en el campo.

Después de realizado el estudio se concluyó con el análisis de la transferencia de calor teórico y experimental del horno real, que el diseño a implementar en CEC es un 9% más eficiente que el modelo a escala debido a que este posee mayor masa, por tanto es más el tiempo requerido para enfriarse lo que hace que el calor se conserve más; y el análisis financiero proyecta a 2 años que con la implementación del diseño de horno en las instalaciones de CEC se tendrá un ahorro de costos de \$US 48727 lo que hace el proyecto realmente viable.

* Trabajo de Grado.

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director MSc. Ing. Javier Enrique Gómez Ramírez, Codirector Hernando Cañas Rojas.

ABSTRACT

TITLE: CONCEPTUAL DESIGN OF A FURNACE FOR REMOVAL OF PARAFFIN IN PRODUCTION PIPE.*

AUTHORS: ELVIA ROSA DIAZ OLAVE

OMAR ANDRES ROMERO JOYA**

KEYWORDS: Conceptual design, furnace, precipitates, Model, pipe recovery.

Since its inception Colorado field production has presented problems of deposition of organic material in each of the stages in the chain of exploitation (reservoir, tubing and surface facilities), this problem is caused by destabilization of the fractions of hydrocarbon in field due to the deposition of organic material is linked to changes in parameters such as pre sure, temperature, and chemical composition of the crude.

The organic material can be precipitated and deposited on the porous medium and / or flow lines , causing an obstruction to fluid flow , in addition to altering properties such as permeability , wettability , and other fluid properties. These problems lead to increased operational costs and in some cases lead to the abandonment of wells.

The project's final scope pose a furnace design that allows the recovery of production tubing and pipelines paraffin , product of maintenance activities and operation of oil extraction field of Colorado, through the utilization of gas generated oil wells in the field.

After conducted the study was concluded with the analysis of heat transfer experimental and theoretical actual oven, the design implemented in CEC is 9% more efficient than the scale model because this has more mass, so is the time required to cool which causes more heat is preserved, and financial analysis projecting a 2-year with implementation of furnace design CEC facilities will have a cost saving of \$ U.S. 48727 which makes the project really viable

*Undergraduate Project

**Physiochemical Engineering College. Petroleum Engenieerring School. Director MSc. Ing. Javier Enrique Gómez Ramírez, Codirector Hernando Cañas Rojas.

INTRODUCCION

La producción petróleo como todos los procedimientos que se llevan a cabo en la industria de hidrocarburos, requiere un alto nivel de control para que no se presenten inconvenientes en el transporte de los fluidos a superficie. Los hidrocarburos en este proceso de transporte presentan cambios drásticos de presión, temperatura y de composición a lo largo del recorrido desde el yacimiento hasta la superficie. Lo que conlleva a que los fluidos desarrollen o generen algún tipo de precipitado de diferente naturaleza (como asfáltenos, ceras parafinicas, entre otros). Estos depósitos restringen el flujo hasta el hecho de taponar totalmente la tubería, ocasionando problemas operacionales y pérdidas económicas debido a la reducción progresiva de la producción y al daño en las facilidades, equipos, tuberías y accesorios.

Se habla de problemas operacionales porque los sólidos orgánicos que cristalizan obstruyen el diámetro de la tubería y disminuyen el potencial de fluido a entregar, ocasionando pérdidas económicas porque una tubería totalmente obstruida debe aplicársele un método para remoción inmediata de los precipitados "solventes (método convencional)". La aplicación del método implica tener en cuenta el impacto perjudicial que estos ocasionan al ser vivo, el ambiente y su elevado costo; de no ser así las tuberías pasarían a un banco de almacenamiento donde estaría expuesta a factores corrosivos como aire, el suelo y el agua.

El trabajo de investigación está enfocado a realizar un diseño a escala de un modelo tipo horno para la remoción de precipitados de tubería de producción, todo con el fin de hacer estudio teórico y experimental de la eficiencia térmica (transferencia de calor del modelo a las tuberías); luego se haría estudio financiero de la implementación del modelo en la locación y finalmente se analizaría la factibilidad del modelo propuesto, respecto al método convencional "Remoción con solventes".

1. PRECIPITADOS ORGÁNICOS

Los depósitos orgánicos son precipitados de hidrocarburos que se pueden presentar en la región cercana a la cara del pozo, tuberías de producción, líneas de superficie, equipos de superficie y tanques de almacenamiento. La cantidad y tipo de depósitos formados depende de la composición del crudo y las condiciones termodinámicas presentes.

En estado natural el petróleo es una mezcla de compuestos orgánicos de peso molecular y estructura variada. El petróleo está constituido por cuatro grupos o fracciones orgánicas bien definidos: Saturados (S); aromáticos (A), resinas (R), asfáltenos (A); este conjunto es conocido como SARA.

Los saturados (S) son grupos de hidrocarburos no polares, a los cuales pertenecen las ceras parafinicas o parafinas, de enlace sencillo denominados alcanos; estos no son afectados por soluciones de álcalis, ácidos ni agente oxidantes a temperatura ambiente. Las parafinas son depósitos orgánicos que se cristalizan por enfriamiento; esto puede ocurrir en el yacimiento, en el subsuelo o en superficie. La fórmula general de los alcanos es C_nH_{2n+2} .

Los aromáticos (A) son hidrocarburos que contienen uno o más estructuras de anillos similares al benceno; son denominados solventes universales y no causan problemas de precipitación, al contrario contribuyen a la solubilidad del crudo para mantener las demás fracciones en solución o suspensión.

Las resinas (R) pertenecen a aquella fracción del crudo que es soluble en n-heptano y solventes aromáticos a temperatura ambiente; son oscuras, semisólidas, muy adhesivas, de peso molecular alto. Las resinas tienen una estrecha relación con los asfáltenos debido a que el comportamiento de estos

depende mucho de su presencia a causa de que son moléculas de alta polaridad que también actúan como agentes estabilizantes por neutralización de la carga.

Los asfáltenos (A) son agregados de anillos aromáticos que contienen cantidades significativas de nitrógeno, oxígeno, azufre y metales como níquel, vanadio etc. que se encuentran asociados con el nitrógeno en arreglos irregulares. No son solubles en el crudo pero permanecen en suspensión como coloides (partículas de mayor tamaño de 1 micra) a condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Son menos migratorios que el petróleo por eso está en menor abundancia que en otros HC (por ejemplo los bitúmenes) no degradados; la razón es que son los extremos más polares del keroseno y se adsorben en la roca antes de que el petróleo migre hacia las trampas sedimentarias. En la tabla 1 se presenta la estructura molecular y los puntos de fusión y ebullición de estos depósitos orgánicos.

Tabla 1 Compuestos orgánicos

DEPÓSITO ORGÁNICO	FORMULA EMPÍRICA	FORMULA ESTRUCTURAL	PUNTO DE FUSIÓN °F	PUNTO DE EBULLICIÓN
Parafina Normal	C ₂₆ H ₅₄	nC ₂₆	133.2	401.2
Parafina Ramificada	C ₂₆ H ₅₄		69.4	383
Naftenos	C ₂₆ H ₅₂		118.2	413.6
	C ₂₆ H ₄₈		94.1	418.1
Aromáticos	C ₂₆ H ₄₆		108.1	413.6
	C ₂₆ H ₄₆		61.5	384.8
Asfáltenos y Resinas	C ₂₄ H ₂₆			
	C ₂₂ H ₂₂ S			

Fuente: Studies of the Mechanism of Paraffin Deposition and Its Control. D.A.SOC SPE 384G

Precipitación conjunta de parafinas y asfáltenos¹

¹ Studies of the Mechanism of Paraffin Deposition and Its Control. D.A.SOC SPE 384G

Todos los petróleos contienen parafinas (alcanos normales, isómeros y cíclicos) dentro de su composición, sin embargo por causas geoquímicas no todos contienen asfáltenos. Existen sin embargo, sobradas evidencias que en su mayoría, los depósitos de parafinas contienen asfáltenos y viceversa.

Durante la recuperación y el transporte de petróleo los asfáltenos y las parafinas pueden precipitar cuando la estabilidad termodinámica de la solución (coloidal o verdadera respectivamente) resulta alterada por presión temperatura y composición.

Mc Man y Hopkins (1925) observaron que la adhesión depende de la mojabilidad de las superficies, cuando el líquido moja la superficie completamente y se dispersa libremente. Cada líquido moja cada superficie en diferente extensión, es por ello que siempre existe algún grado de adhesión. El ángulo de contacto es una buena medida inversa en la mojabilidad y la adhesión.

1.1 CERAS PARAFÍNICAS²

Las parafinas se identifican dentro de la fracción del petróleo conocida como saturados. Estas se encuentran en crudos livianos 28-40 API cuyo mayor contenido es de aromáticos y saturados de bajo peso molecular. Las parafinas se caracterizan por tener longitudes de C_{20} a C_{60} y por estar compuestas más que todo de cadenas normales (n-alcanos) y sus ramificaciones (iso-parafinas), y en menor cantidad por ciclo-parafinas (naftenos). A menudo los depósitos de cera parafínica contienen resinas, material asfáltico, arena agua y sedimentos.

² BENAVIDES, Maria, SAINT MARCOUX Jean Francois and BARRUFET Maria. Dilution Strategies for Wax and Control for Deepwater Development from a Flow Assurance Perspective : Part I- Current Practice and Perspective. SPE 90688, Sept 2004.

Denominados también alcanos, tienen la fórmula general C_nH_{2n+2} ; la molécula más simple es el metano CH_4 . Las parafinas con números de átomos de carbono menor a cinco se encuentran en estado gaseoso a condiciones normales de temperatura y presión. En adición al metano (principal componente del gas natural), las parafinas en estado gaseoso incluyen etano, propano y butano (por simplicidad son llamados parafinas con número de carbonos C_1 a C_4).

En la industria del petróleo, la denominación parafina es aplicada para definir a una porción orgánica pesada de petróleo crudo la cual, si se le dan las condiciones apropiadas, puede precipitarse para formar sedimentos o depósitos. La apariencia del depósito de parafina puede variar desde blanca y cristalina hasta una sustancia casi totalmente asfáltica, resinosa y amorfa.

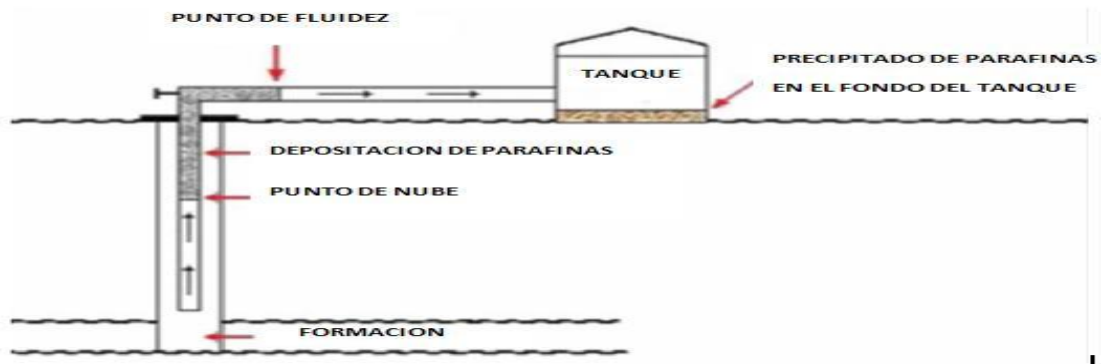
Todos los petróleos contienen componentes parafínicos, su porcentaje de participación en la composición del crudo dependerá de su formación geológica de origen. Las moléculas de parafina de bajo peso molecular se encuentran en estado líquido, y actúan en el crudo como solventes de las parafinas lineales por encima de 16+, que se presentan en estado sólido. Contienen de 90-93 a 99% (en masa) y más alcanos de estructura normal.

Las parafinas con átomos de carbono mayores a 16 son sólidas, contienen más de 75% de alcanos normales y pequeñas cantidades de ciclo-alcanos e hidrocarburos ramificados. La parafina en la mayoría de los casos se encuentra en forma de pequeñas partículas suspendidas en la fase aceite o como depósitos en fase sólida.

1.1.1 Precipitación³

Un factor importante para detectar una posible precipitación es el punto de cristalización que se define como la temperatura a la cual se forma el primer cristal de parafina y se obtiene enfriando lentamente la muestra.

Figura 1 Diagrama representativo de la precipitación de las parafinas.



Fuente: Modificado de International Petroleum Industry Multimedia System [En línea]. Disponible en Internet: <www.ipims.com>

La precipitación de las parafinas se debe principalmente a la caída de temperatura del crudo por debajo del punto de nube; entonces se empezaron a formar y a acumular los cristales de parafina en el crudo hasta el punto que empiezan a depositarse, la vinculación de los pequeños cristales de cera poco a poco forma una red que inhibe el flujo; el punto de fluidez (pourpoint) se alcanza cuando el petróleo deja de fluir. Los cristales de parafina requieren un agente que los agrupe para formar una partícula espesa separada del crudo; este agente en la mayoría

³ Time Rune W, "Flow assurance and multiphase flow part II", Department of petroleum engineering, University of Stavanger, Mayo 31 de 2011.

de los casos es son los asfáltenos y los finos (partículas de arena) de la formación que se está explotando.

1.1.1. Depositación⁴

Cuando el crudo pierde solubilidad empieza a depositarse la parafina. La pérdida de solubilidad puede ocurrir por diversas causas dependiendo de las condiciones de presión, temperatura y composición del yacimiento.

Algunas condiciones que favorecen la depositación de la parafina son:

- Superficie recubierta intermitentemente con aceite, hace que el movimiento del crudo sea muy lento, hecho que no permite la movilidad de las partículas de parafina.
- Partículas en suspensión: Los finos de la formación, como la arena y el limo, hacen que los cristales de parafina se agrupen actuando estos finos como Agentes nucleante y así mismo haciendo que el proceso de depositación sea más rápido.
- El contacto del aceite con una superficie inusualmente fría, como en la producción de petróleo a través de los acuíferos, lo que puede causar cristales de parafina que crecen directamente sobre la pared del tubo.
- Las superficies próximas a las tuberías, que a menudo son excelentes sitios para el depósito de parafina.

⁴ Time Rune W, "Flow assurance and multiphase flow part II", Department of petroleum engineering, University of Stavanger, Mayo 31 de 2011.

- Las cargas eléctricas en diversas materias en el petróleo crudo, tienden a promover la migración de las ceras hacia las paredes del tubo.

1.1.2 Problemas técnicos asociados a la parafina⁵.

La acumulación de parafina en los equipos ocasiona grandes inconvenientes a la industria de producción de petróleo; es hallada en todas las áreas, desde la cara de la formación hasta las líneas de transporte, ocasionando reducción en la producción e incremento de los costos operativos debido al mantenimiento necesario para su prevención y/o remediación.

- **Formaciones:** Las acumulaciones de parafina han sido reportadas incluso en la cara superficial de las formaciones de arena. Cuando esto ocurre, resulta usualmente una reducción en la producción, y si los métodos de tratamiento no tienen éxito, un trabajo de limpieza del pozo es necesario, empleando unidad de servicio de pozos.
- **Tubería de producción:** Es uno de los lugares más comunes para que se deposite la parafina. Esto es debido principalmente al enfriamiento del crudo en las porciones superiores de la tubería, generalmente a un promedio de 3000 pies de profundidad. Este enfriamiento es causado por las reducciones de presión y las subsecuentes pérdidas de gases y volátiles, zonas de agua fría y menores gradientes de temperatura transfieren calor del crudo hacia las formaciones más frías.
- **Tanques de almacenamiento:** La parafina puede acumularse en los tanques de almacenamiento. Estas acumulaciones pueden resultar en la reducción de la capacidad del tanque, lecturas equivocadas de la cantidad de petróleo en el

⁵ MISRA Sanjay, BARUAN Simanta and SINGH Kulwant. Paraffin Problems in crude Oil Production and transportation: A Review. SPE, February 1995.

tanque, aumento en el costo del tratamiento del petróleo, y finalmente la pérdida parcial o total del petróleo debido a la inhabilidad de tratar el petróleo.

- **Tanques de asentamiento:** Las acumulaciones ocurren usualmente en la superficie de separación o entre cara del petróleo y agua. Acumulación de hasta 3 pies de parafina puede formarse en las líneas troncales largas de los tanques por más de un año, reduciendo la cantidad de almacenamiento disponible. Esto resulta en una acción de lavado reducida y más agua llevada a los tanques de almacenamiento u oleoductos.
- **Separadores:** Las acumulaciones de parafina en los separadores de petróleo y gas pueden resultar en la obturación de válvulas vaciadoras y líneas de descarga. La acumulación dentro del separador causa una reducción en su capacidad. Esta pérdida puede resultar en un exceso o pérdida de líquido dentro de la línea de gas. El exceso algunas veces resulta en acumulaciones de parafina en el extractor de neblina del separador con la consecuente reducción de la presión, causando avería a esta parte del equipo.
- **Equipo de medición automático:** El equipo de medición, principal componente del control remoto automático para manejar crudos, es cada vez más importante. Las acumulaciones de parafina pueden ocurrir en medidores de orificio, mecanismos de control de las válvulas, gravímetros, extractor de muestras, etc. Esto puede resultar en una paralización de estaciones o plantas completas.
- **Oleoductos:** La parafina se adhiere fácilmente al lado de las paredes del tubo. Este problema comienza apenas el crudo con parafina es introducido dentro de un sistema recolector. Las líneas que van a los tanques son generalmente de 3 a 6 pulgadas de diámetro, y el paso a través de estas es bastante lento en la mayoría de los casos. Las temperaturas de superficie y el lento fluir favorecen la acumulación de la parafina que al fin resulta en líneas limitadas y tapadas, pudiendo ocasionar cierres y modificaciones al equipo de superficie.

1.2 PROCESOS APLICADOS PARA LA REMOCIÓN DE PARAFINAS⁶

1.2.1 Inyección de Químicos.

Los inhibidores se encargan de mantener los cristales de parafinas dispersos para que no formen grandes agregados; los modificadores, como lo dice su nombre, interactúan directamente con los cristales irregulares dispersos en la fase aceite. El uso de los dos tiene como consecuencia el mejoramiento de las propiedades reológicas del crudo. Entre los químicos usados se encuentran inhibidores de la depositación, reductores del punto de fluidez (pourpoint) y químicos para mejorar el flujo.

1.2.2 Inhibidores de la Depositación

Sus principales características son:

- Pueden reducir las tasas de depositación de parafina pero no la previenen completamente.
- Puede combinarse con la técnica de remoción mecánica (pigging), ya que estos químicos generan un depósito suave, que fácilmente se puede retirar.
- No existe un inhibidor universal para la depositación de parafina. Entre los principales inhibidores de la depositación se encuentran:
- Los modificadores de cristales de parafina, que previenen su formación en las paredes de la tubería.
- Los dispersantes que evitan que los cristales de parafina se aglomeren.

⁶ Wang, K.S., Wu, C.H., Creek, J.E, Shuler, P.J., and Tang, Y.C.: "Evaluation of Effects of Selected Wax Inhibitors on Paraffin Deposition," Petroleum Science and Technology, Vol. 21, Nos. 3 & 4 (2003).

- Los surfactantes que no permiten que los cristales de parafina se adhieran a las paredes de la tubería.

1.2.3 Remediación o Eliminación con Solventes.

La eliminación de depósitos de cera y la prevención de deposición adicional mediante el uso de solventes a temperatura ambiente es un método de control costoso. El solvente de la cera, el disulfuro de carbón, es difícil de manejar a causa de su baja temperatura de auto-ignición, alta volatilidad y toxicidad. Otros solventes superiores contienen haluros, cloruros y bromuros, y están estrictamente prohibidos para su uso con el petróleo crudo ya que causan la pérdida irreversible de los catalizadores en las refinerías. Los otros candidatos poseen poco poder disolvente para las ceras y deben ser usados en cantidades poco económicas.

1.2.4 Inhibición Magnética.

Ha sido reconocida como una de las maneras más versátiles de prevenir y controlar el depósito de parafinas en tubería de producción, de transporte y en tanques de recolección.

El método se fundamenta en la aplicación de un campo magnético a un flujo de crudo parafínico. El campo polariza las partículas de parafinas consiguiendo con ello que estas se repelan y no formen agregados de mayor peso molecular. El mejoramiento de las condiciones de flujo y transporte de los fluidos debido al sometimiento de éstos a un campo magnético ha sido comprobado experimentalmente. Remediación de un flujo gelificado Cuando no se dispone de la suficiente presión para quebrar el gel y reiniciar el flujo se debe aplicar máxima presión y esperar, utilizar puntos adicionales de la línea para aplicar presión adicional o insertar tubería flexible con un solvente caliente.

1.2.5 Remoción Mecánica.

La remoción mecánica conocida como pigging, es el método más usado para remover los depósitos de parafina, ya que puede ser exitoso y presentar un bajo costo. Entre los inconvenientes de esta técnica, se encuentran, que las herramientas se pueden atascar cuando las acumulaciones de parafina son muy grandes, y que, aunque éstas no se mueven completamente el depósito, dejan una capa muy fina, fácil de remover o que restringe muy poco el flujo.

En caso de presentarse un tapón de parafina y conociendo el lugar del mismo y teniendo acceso a él, la técnica más adecuada correspondería a el uso de coiled tubing o tubería flexible para llegar al tapón, y ayudado de la liberación de algún químico, remover mecánicamente la acumulación de parafina en la línea.

1.2.6 Control Térmico.

El principal propósito de esta técnica es mantener la temperatura del fluido por encima del punto de nube para prevenir la depositación de la parafina y problemas relacionados con la viscosidad del fluido. Entre las opciones térmicas, se encuentran el aislamiento y la técnica de calentamiento activo.

El método de recubrimiento disminuye la frecuencia de depositación por medio de la instalación de tubería de fibra o mediante el uso de recubrimiento de fibra sintética en campos donde adicionalmente se presentan problemas severos de corrosión. Este método no es muy ventajoso puesto que, una vez la primera capa de cera se establece en la tubería el proceso se acelera de la misma forma como en tubería de acero. Cuando en pozos con tubería plástica hay que remover deposito, la situación es más crítica, debido a que hay completamientos en los que

el aceite caliente o el uso de reactivos químicos debilita las uniones y una presión alta causaría el colapso de la tubería ocasionando gastos adicionales.

1.2.7 Remediación o Eliminación Térmica.

El tratamiento térmico simplemente quita la acumulación trasladándola, pudiéndose o no alcanzar los resultados deseados. Una eliminación muy popular de remoción es el “hot-oil”, que tiene como resultado el daño extensivo de la formación. Típicamente, el petróleo crudo es tomado del tanque de almacenaje y calentado entre 150 °F y 300° F antes de su inyección en el pozo. Desafortunadamente, en muchos casos el petróleo que se inyecta tiene en realidad un alto contenido de parafina. La pérdida de temperatura del petróleo caliente durante su inyección es a veces suficiente como para tener como resultado la considerable precipitación de parafina en la cara de la formación. Los tratamientos de —hot-oil repetidos suelen resultar en la precipitación de parafina más difícil de remover.

Un método alternativo para la eliminación térmica es el uso del nitrógeno in situ desarrollado por Shell. Con este método, la mezcla de dos soluciones químicas (que reaccionan exotérmicamente) se bombea al pozo junto con una mezcla de solventes. Cuando sucede la reacción, se desarrolla una gran cantidad de calor y gas nitrógeno que funden el depósito y lo reubica nuevamente en solución.

1.3 ASFÁLTENOS⁷

Los asfáltenos son compuestos cuya estructura está compuesta por anillos policíclicos y aromáticos condensados con cadenas laterales; son polares debido a la presencia de oxígeno, sulfuro, nitrógeno y metales, insoluble en solventes alifáticos de bajo peso molecular, como n-pentano y n-heptano, pero solubles en tolueno.

Ferworn definió el término asfáltenos como aquellos sólidos depositados de un crudo debido la adición de un exceso de n-pentano. Otra definición considera que los asfáltenos son moléculas planas, poli-aromáticas y poli-cíclicas que contienen heteroátomos y metales, que existen en un estado de agregación en suspensión y están rodeados y estabilizados por resinas (agentes peptizantes); no son puros, ni son moléculas idénticas, se sabe que tienen una carga eléctrica, y se piensa que están poli-dispersos.

Si se hace referencia a la definición de asfáltenos en cuanto a su solubilidad y no como una clase química, se observa un gran obstáculo en su estudio más que los componentes livianos como los saturados y aromáticos.

En cuanto a la composición química de los asfáltenos se puede decir que son compuestos poli-dispersos en grupos funcionales, peso molecular y estructura. El contenido de compuestos aromáticos está entre 40-60%. Un alto porcentaje de los anillos aromáticos están conectados en la estructura intermolecular, y por esta razón las moléculas de asfáltenos presentan formas aplanadas.

⁷ DÁVILA, A. "Floculación de los asfaltenos". Tesis de pregrado Laboratorio FIRP (1997)
Chavarría S, Niño A. "Evaluación del daño a la formación por precipitación de Parafinas y asfaltenos en el campo colorado" Tesis pregrado, Universidad industrial de Santander. Pp 34-37

La determinación de la estructura molecular de los asfáltenos se realiza mediante diversas técnicas analíticas, entre las más importantes se tienen la espectrometría de infrarrojo, resonancia magnética nuclear y la difracción de rayos X, se han utilizado para determinar los detalles químicos de los heteroátomos, determinación de los grupos funcionales, y tipos de carbonos e hidrogeno en los asfáltenos.

Los heteroátomos mayormente encontrados en asfáltenos de diferentes crudos son azufres (S), nitrógeno (N) y oxígeno(O); el alto contenido de estos permite establecer ciertas similitudes entre los asfáltenos y el keroseno (producto de la degradación de la materia orgánica por microorganismos) hasta el punto de que una de las hipótesis que intentan explicar el origen de los asfáltenos los presentan como un estado de maduración intermedio entre el keroseno y los hidrocarburos livianos.

El nitrógeno se encuentra más como parte de los conjuntos aromáticos, mientras que el oxígeno y el azufre forman puentes entre ellos en una estructura cíclica o lineal. El azufre existe predominantemente como heterocíclicos teofénicos (típicamente de 65-85%) con el resto en grupos sulfhídricos. El nitrógeno se relaciona con los grupos pirrólicos, piridínicos y quinólicos, siendo el grupo dominante el pirrólico. Los grupos relacionados con el oxígeno son hidroxílico, carbonilo, carboxílico y éter.

La estructura de las moléculas de asfáltenos muestra que son hidrocarburos con partes relativamente polares dadas por los anillos aromáticos y los grupos funcionales y partes apolares constituidas por las cadenas alifáticas; lo cual permite presentar una dualidad polar apolar dándole propiedades interfaciales; por su carácter aromático son solubles en benceno, tolueno, xileno pero insolubles en petróleo parafínico.

En la tabla 2 se presenta la composición típica de los elementos presentes en las moléculas de asfáltenos.

Tabla 2 Composición típica de elementos presentes en las moléculas de asfáltenos.

Elemento (% peso)	Rango	Valores típicos
Carbón	78-90	82-84
Hidrogeno	6.1-10.3	6.5-7.5
Nitrógeno	0.5-3	1.0-2.0
Azufre	1.9-10.8	2.0-6.0
Oxigeno	0.7-6.6	0.8-2.0
Vanadio (ppm)	0-1200	100-300
H/C	0.8-1.5	1.0-1.2

Fuente: Nalco/Exxon Energy Chemical, L.P. February, 1998

Por otra parte el petróleo asfáltico o nafténico es de color negro, viscoso y de elevada densidad (0,95 g/ml). De este tipo de crudo se extrae poca gasolina y aceite combustible (fuel oil), quedando gran cantidad de residuo asfáltico. Tienen un contenido mayor al 40% de hidrocarburos del tipo ciclo parafínico más conocidos como nafténicos o asfálticos, se denominan así porque de su residuo al vacío se obtienen los asfáltenos comerciales.

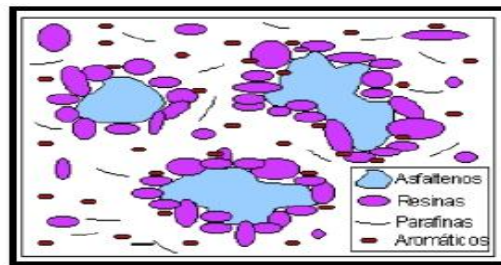
1.3.1 Agregación y depositación de asfáltenos⁸.

Mientras que la depositación de las parafinas se debe principalmente a fenómenos de enfriamiento, la depositación de asfáltenos se debe a una variedad de causas

⁸ DÁVILA, A. "Floculación de Asfaltenos Parte III". Tesis de Pregrado. Universidad de Los Andes. 1997.

más difíciles de simular; se supone que los asfáltenos, considerados como la fracción pesada del crudo, se encuentran en suspensión coloidal en el petróleo, debido a que la superficie de las partículas asfálticas, dispersas en una fase continua como es el aceite, se encuentra totalmente rodeada de resinas en forma micelar.

Figura 2: Fenómeno de Agregación de Asfaltenos. Asfaltenos en estado coloidal, peptizados



por resinas.

Fuente: Eslava G., "Análisis de la Fractalidad de Agregados Asfálticos Vía Simulación por Computadora en Ambientes Paralelos". Tesis de maestría, Instituto Politécnico Nacional, pp. 10–20, México, 2000.

Tales asfáltenos se difunden en el crudo siguiendo un movimiento aleatorio conocido como movimiento Browniano (figura 5). Las resinas son las responsables de mantener separados a los asfáltenos al sistema en estabilidad, debido a que la fuerza de repulsión electroestática es mayor que la fuerza de atracción de van der Waals.

Con base en la numerosa información experimental se ha propuesto que el proceso de precipitación de los asfaltenos (proceso en el que las partículas individuales o grupos de partículas se adhieren a otras partículas de asfaltenos o grupos, haciendo que los agregados crezcan) puede ser descrito como un proceso de varias etapas; conforme a este proceso de agregación transcurre en el tiempo, el número de partículas individuales y depósitos asfálticos disminuye, debido a

que se juntan para formar agregados más grandes y pesados. Además, elementos externos como la gravedad, adsorción, etc., ocasionan que las partículas y agregados asfálticos tiendan a precipitarse hacia el fondo y a pegarse a las paredes de las tuberías.

Los parámetros que rigen la agregación de asfáltenos son la composición del petróleo, la temperatura y la presión en la se encuentra el crudo. La variación de alguno de estos parámetros provocara la inestabilidad del sistema, a lo cual conllevara a la agregación de asfáltenos y dará lugar a la formación de un material insoluble en el crudo líquido.

La composición del crudo se refiere a las características y concentración de asfáltenos y resinas, a la naturaleza de los componentes y de la cantidad del petróleo. Cuando la temperatura del crudo disminuye la solubilidad de los componentes del petróleo, sin considerar a los asfáltenos, también disminuye. Por consiguiente algunas micelas resina-asfáltenos se desestabilizan y se agregan entre ellas formando grandes depósitos.

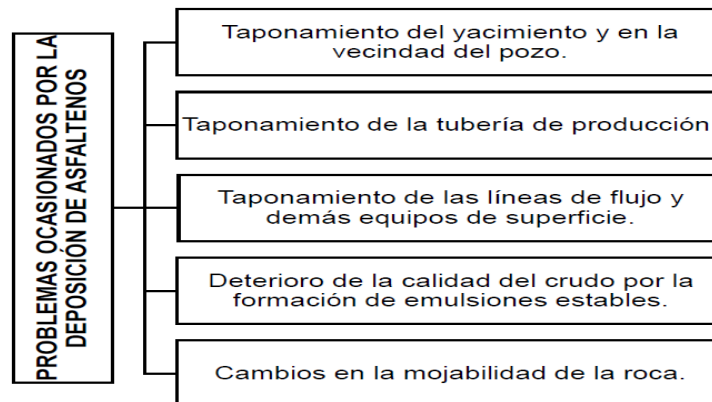
Bajo condiciones isotérmicas, la disminución de la presión del crudo se asocia con la disminución de la solubilidad. La separación promedio entre las moléculas de la fase líquida y la micelas de resina-asfáltenos es mayor en densidades bajas, resultando interacciones menos atractivas. El efecto de energía libre de Gibbs es tal que algunas micelas de resinas - asfáltenos, que inicialmente se difunden en el espacio de manera independiente, debido a las altas densidades y presiones, se agregan formando grandes cúmulos al disminuir la presión y densidad.

1.4 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA DEPOSITACIÓN DE ASFÁLTENOS⁹.

El fenómeno de precipitación de asfáltenos se manifiesta en mayor o menor grado en prácticamente todas las facetas asociadas a la producción, transporte y procesamiento de petróleo y, en algunos casos, puede constituirse en un verdadero problema ya que puede ocasionar daños a la formación y taponamiento de columnas de separación y desactivación de catalizadores.

Los problemas asociados a la deposición de asfáltenos ocurren tanto en el subsuelo como en superficie, afectando la producción de los yacimientos petrolíferos.

Figura 3 Problemas ocasionados por la deposición de asfáltenos.



Fuente: Tomado y Modificado de LICÓN SILVA, Selección de un agente inhibidor de la precipitación de Asfaltenos de los crudos provenientes de los Campos Quiriquire y Jusepin del estado Monagas.

⁹ Eslava G., "Análisis de la Fractalidad de Agregados Asfalténicos Vía Simulación por Computadora en Ambientes Paralelos". Tesis de maestría, Instituto Politécnico Nacional, pp. 10 – 20, México, 2000.

1.4.1 Taponamiento del yacimiento y en la vecindad del pozo

Un problema de gran relevancia es cuando la deposición de los asfaltenos ocurre a nivel del yacimiento y en las cercanías del pozo. En la cara de la formación se convierte en un inconveniente bastante delicado producto de que en esta zona ocurren las mayores caídas de presión en el yacimiento, alcanzando las condiciones por debajo del umbral superior de precipitación. Debido a que en esta zona el área de flujo es pequeña, la mayor cantidad de flóculos se adhiere a la roca o es retenida en las gargantas de los poros ocasionando el taponamiento de la formación.

1.4.2 Taponamiento de pozo y de la tubería de producción.

Quizás el lugar dónde el problema de asfaltenos es muy agudo es en el pozo y en la tubería de producción. Durante la producción el crudo sufre cambios de presión y temperatura a medida que fluye desde el yacimiento hasta la superficie. Dependiendo de estas variaciones y de la composición del mismo, puede suceder que el crudo a condiciones de yacimiento, se separe en dos o tres fases (gas-liquido o gas-liquido-sólido), mientras se encuentra fluyendo en la tubería de producción. En muchos casos el depósito de asfaltenos taponan el pozo, ocasionando pérdidas de producción. Las pérdidas de producción y la limpieza del pozo por la precipitación de asfaltenos conducen a un incremento de los costos, afectando la economía de un proyecto de recuperación del petróleo.

1.4.3 Taponamiento de líneas de flujo y demás equipos de superficie

La incidencia del problema de precipitación de asfaltenos no sólo se limita al yacimiento, en el pozo y en la tubería de producción, también se presenta en las líneas de flujo y en las instalaciones de superficie. Los problemas de precipitación de asfaltenos ocurren principalmente en las estaciones de flujo y en las

instalaciones y equipos asociadas a los sistemas de manejo, transporte y compresión del gas.

1.4.4 Formación de Emulsiones Estables.

De estudios experimentales se ha concluido que la presencia de material asfáltico favorece la formación de emulsiones en la mayor parte de los crudos que lo contienen. A mayor contenido de este material, las emulsiones agua-crudo son más estables; ya que las sustancias asfálticas envuelven a las partículas de agua.

1.4.5 Cambios en la Mojabilidad de la Roca.

La mojabilidad es muy importante en los procesos de recuperación de aceite debido al fuerte efecto que ésta ejerce en la distribución, localización y flujo de aceite y agua dentro del yacimiento durante la producción. La composición del petróleo es clave para modificar la mojabilidad de una superficie naturalmente mojada por agua, Los asfáltenos pesados y las fracciones de resina del aceite crudo, poseen componentes polares que combinan características hidrofílicas e hidrofóbicas capaces de alterar por adsorción la mojabilidad de una caliza mojada originalmente por agua a una mojada por aceite en su superficie. Los componentes más importantes en el aceite crudo, responsables del cambio de mojabilidad, son aquellos que contienen grupos cargados como un ácido o una base.

1.5 PROCESOS APLICADOS PARA LA REMOCIÓN DE ASFALTENOS¹⁰

Si los asfáltenos se han acumulado en un pozo hasta el punto de que la producción se redujo, se pueden emplear una serie de métodos en la eliminación y restauración de la productividad de los pozos. Estos métodos se agrupan en tres categorías principales: mecánicos, térmicos y químicos, por supuesto existen, la combinación de éstos.

1.5.1 Tratamiento con químicos.

Los métodos químicos son los más comunes para el tratamiento de asfáltenos ya que pueden usarse para tratar las deposiciones en el pozo y/o en las formaciones productoras. Numerosos solventes, aditivos y químicos comerciales están disponibles por muchas compañías para disolver los asfáltenos depositados. El tratamiento químico (Allen y Roberts, 1982) se clasifica en tres clases principales:

- **Tratamiento con Solventes:** Los solventes (como el tolueno, el xileno y otros solventes como la piridina y bisulfuro de carbono) generalmente se usan para disolver depósitos de asfáltenos, pero su uso ha sido limitado debido a su costo, consideraciones de seguridad y otros problemas. (Kokal y Sayegh, 1995).
- **Detergentes de Asfáltenos:** Los detergentes (Allen y Roberts, 1982) son una clase de agentes surfactantes. Se usan para fracturar los depósitos de asfáltenos y también les impide re-aglomerarse.

¹⁰ F.Brent Thomas y D Bennion. "Development and evaluation of paraffin technology: Current Status". SPE 50561 1999.

- Modificadores de cristal: Estos son polímeros usados para alterar el crecimiento del cristal rompiendo los “sitios de nucleación”, cristalización, o modificando los cristales de parafina. (Bernadiner, 1993).

1.5.2 Tratamientos Mecánicos.

Los siguientes tratamientos son usados para remover los depósitos de asfaltenos de las líneas de flujo y tuberías de producción. Estos métodos incluyen raspadores de barra, raspadores de guaya fina, raspadores de línea de flujo, pistón raspador de libre flotación y tuberías de guaya fina.

Las ventajas del método mecánico son la buena limpieza, es seguro y un daño mínimo a la formación. Pero por otro lado, las desventajas son:

- Tratamientos Costosos y restringidos para los equipos de producción pero no para la formación productora.
- La aplicación es limitada por los equipos involucrados y por el tiempo.
- Peligro de pesca de herramientas que pueden perderse en el pozo.

1.5.3 Tratamientos Térmicos.

Esta categoría de métodos de tratamiento incluye:

- **La lubricación en caliente:** consiste en el proceso de inyectar crudo caliente des-asfaltado para remover los depósitos de asfaltenos de un pozo. La lubricación caliente causa daños a la formación y no es bueno si los depósitos acumulados son grandes.

- **Calentadores hueco abajo:** El calentador hoyo abajo representa una fuente continua de calor que puede usarse para fundir los depósitos orgánicos compuestos principalmente por parafinas en el pozo o en la tubería por un período de tiempo, después el material fundido arrastra a los asfaltenos y todo esto puede ser bombeado a la superficie con la producción de petróleo. Esta técnica tiene las siguientes limitaciones: restricciones económicas, mantenimiento costoso del sistema de calentamiento, y disponibilidad de energía eléctrica.

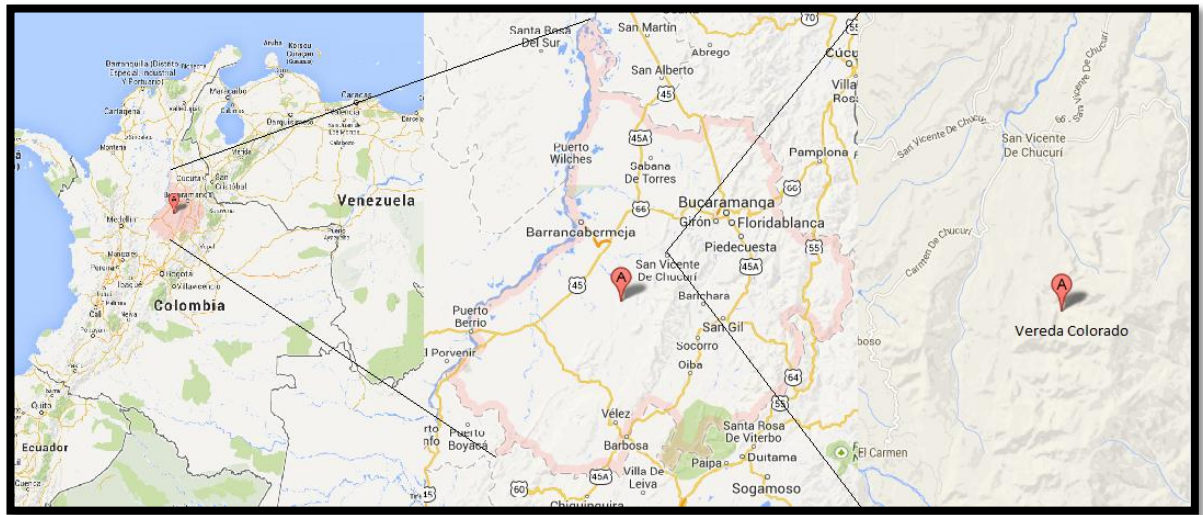
1.6 GENERALIDADES DE CAMPO COLORADO¹¹

1.6.1 Localización

El campo colorado está localizado en la Cuenca Valle medio del Magdalena (VMM) en inmediaciones del Municipio de San Vicente de Chucuri, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del campo la Cira- Infantas, entre las coordenadas X=1'036.000 -1'040.500 Este; Y=1'238.000 -1'247.500 Norte con origen Bogotá, en área de la antigua concesión de Mares (**Figura 4**). La estructura corresponde a un anticlinal asimétrico.

¹¹ Díaz D, Chancano R “Tratamiento químico a nivel de laboratorio para remoción de asfaltenos en el Campo colorado”. Tesis de pregrado, Universidad industrial de Santander, pp 46-47, Colombia, 2013

Figura 4 Ubicación geográfica del campo colorado



Fuente: Google Map “mapas de Colombia,Santander, san vicente de chucuri, vereda colorados.

Para el terciario la estratigrafía y las zonas productoras respectivamente de base a tope corresponde a las formaciones La Paz (Zona E), Esmeraldas (Zona D), Mugrosa (Zonas B y C), Colorado (Zona A), además del Grupo Real y el Grupo la Mesa. Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en el VMM, las cuales han sido probadas en diferentes campos a través de la cuenca.

La formación Mugrosa tiene un espesor que varía desde 1.900 a 2.400 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meandricos.

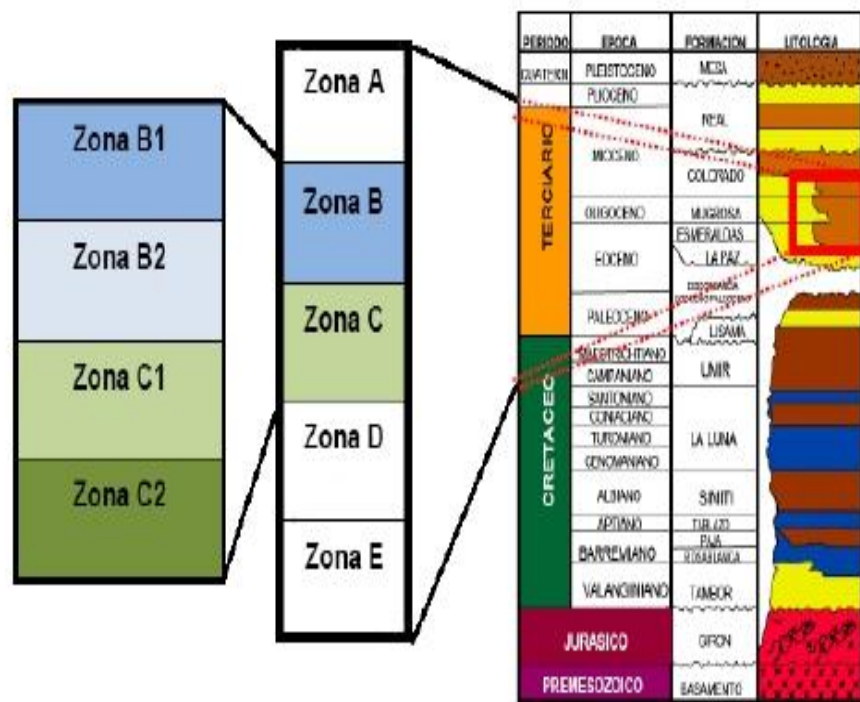
1.6.2 Descripción geológica

Campo Colorado presenta una estructura geológica como se muestra en la **Figura 5** donde se observa que para el terciario la estratigrafía y las zonas productoras respectivamente de base a tope corresponde a las formaciones La Paz (Zona E),

Esmeraldas (Zona D), Mugrosa (Zonas B y C), Colorado (Zona A), además del Grupo Real y el Grupo la Mesa. Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en el Valle medio del Magdalena (VMM), las cuales han sido probadas en diferentes campos a través de la cuenca. La estructura corresponde a un anticlinal asimétrico.

La formación Mugrosa tiene un espesor que varía desde 1.900 a 2.400 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meandricos. El petróleo de Campo Colorado se extrae principalmente de la formación Mugrosa

Figura 5 Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del VMM¹²



Fuente: Tomado y Modificado de LICÓN SILVA, Selección de un agente inhibidor de la precipitación de Asfaltenos de los crudos provenientes de los Campos Quiriquire y Jusepin del estado Monagas.

Las areniscas de la Formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado con una porosidad promedio de 12.9% para la Zona B1, 13.5% para la Zona B2, 15.7% para la Zona C1 y 19.6% para la Zona C2; con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.2 pies, respectivamente.

El Campo Colorado produce aceite liviano y gas con gravedad entre los 30° API y 42° API. El aceite original estimado es 121 MMBO y las reservas primarias producidas son de 8.57 MMBO con un factor de recobro actual de 7.074%. El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unida a la baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas (por debajo de los 20 pies de espesor), hacen que la producción acumulada de los pozos esté muy por debajo de los 300 MBO.

1.6.3 Reseña Histórica del Campo Colorado

La primera fase de exploración del campo Colorado se realizó entre 1923 y 1932 perforando 7 pozos, de los cuales sólo quedó activo el N°7 y los demás fueron abandonados por problemas mecánicos. En 1945 se reinició la exploración con la perforación del pozo C-9 con buenos resultados, lo que motivó a la Tropical Oil Company (Troco) a perforar 8 nuevos pozos entre 1945-1946.

ECOPETROL desarrolló completamente el campo entre 1953 y 1964, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados a lo largo de toda la estructura.

El Campo Colorado inició producción en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966,

caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores por diferentes problemas mecánicos principalmente por el taponamiento de las líneas por depositación de parafinas. A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se inició un marcado aumento en la declinación del campo, pasando de 692 BOPD en Junio de 1976 a 47 BOPD en Junio de 1989.

Actualmente hay 17 pozos abandonados, 53 inactivos y 5 potencialmente activos, de estos, sólo 4 están en producción por bombeo mecánico y 1 en producción con un equipo para extracción de crudo en pozos de bajo potencial llamado Recoil. Los demás pozos han sido abandonados temporal o definitivamente por diversas causas, entre ellas el taponamiento por parafinas. Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad entre 30 y 42 °API. La información conocida de presiones es demasiado pobre; se tiene reportada una presión inicial de 810 psi en la Zona B y 3000 psi en la Zona C. La máxima producción fue de 1771 BOPD alcanzada en noviembre de 1961. A Junio de 2010 se han extraído 8.5 MMBIs de aceite. El mecanismo de producción predominante es empuje por gas en solución.

El aceite original estimado de acuerdo al último reporte conocido por parte de ECOPETROL es de 121 MMBIs y las reservas primarias producidas son de 8.5 MMBIs con un factor de recobro actual de 7.02 %.

El sistema de producción actual es de levantamiento artificial por bombeo mecánico en la totalidad de los pozos productores (salvo el equipo Recoil instalado en el pozo Colorado 25), por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías y varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo. En superficie, las facilidades no se están utilizando totalmente debido a que algunas líneas de producción del campo (como el caso de los pozos Colorado 38 y 25), están taponadas o rotas; por lo tanto, el crudo va a

un tanque instalado en cabeza de pozo y periódicamente el camión chupa manchas recoge el fluido producido.

1.6.4 Actualidad en campo colorado

Actualmente campo Colorado posee 19 pozos activos, con una producción promedio de 270 BOPD. El campo posee 3 pozos que se encuentran produciendo de manera intermitente a partir de los pozos Col 11, Col 76, y Col 31. Además se están realizando campañas de reacondicionamiento de los pozos con el fin de incrementar la producción del campo. El sistema de producción actual del campo colorado es de levantamiento artificial por bombeo mecánico, por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías, varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo.

Tabla 3 Datos Básicos de campo escuela colorado

Parámetros	Unidad
Espaciamento/pozo	20-30 Acres
Pozos Perforados	75
Pozos Activos	26
Pozos produciendo	19
Pozos Intermitentes	3
Pozos para Reacondicionamiento	14
Producción Reportada /Enero 2013	270 BOPD
Producción de Agua	23 BWPD

Fuente: Diaz D, Chancano R “Tratamiento químico a nivel de laboratorio para remoción de asfaltenos en el Campo colorado”. Tesis de pregrado, Universidad industrial de Santander, pp 46-47, Colombia, 2013

1.6.5 Problemas de deposición de orgánicos en campo colorado

El Campo Colorado desde sus inicios de producción ha presentado problemas de deposición de material orgánico en cada una de las fases de la cadena de explotación (yacimiento, tubería de producción y las facilidades de superficie), este problema se origina por desestabilización de las fracciones de hidrocarburos del crudo del campo debido a que la deposición de material orgánico está ligada a cambios en parámetros como la presión, temperatura, y composición química del crudo. El material orgánico se puede precipitar y depositar en el medio poroso y/o tuberías de flujo, ocasionando una obstrucción al paso de flujo de fluidos, además de alterar propiedades tales como la permeabilidad, humectabilidad y otras propiedades del fluido. Dichos problemas generan un aumento de costos operacionales y en algunos casos conllevan al abandono de los pozos.

La ingeniera DIANA MILENA PODEVA MALAVAR determinó mediante una investigación las fracciones de hidrocarburos presentes en los depósitos orgánicos provenientes de la tubería de producción de los pozos 25 y 75 del Campo Colorado y encontró que existe un 6,65% en peso de asfaltenos en los sólidos provenientes del pozo Colorado 25 y un 7,35% en peso de asfaltenos para los sólidos provenientes del pozo Colorado 75. Además realizado el cálculo del índice de Inestabilidad Coloidal a partir de los resultados de análisis SARA para los crudos de ambos pozos se encontró valores del IIC de 1,62 para el Colorado 25 y 1,60 para el Colorado 75, lo cual indica que los crudo son inestables ($IIC > 0,9$) y con un pequeño cambio de temperatura y presión los asfaltenos en solución en el crudo tienden a aglomerarse y a precipitar junto con el material orgánico.

La declinación en la producción en los pozos del Campo Colorado se promedia en un 15% anual. Esta declinación es posible por factores tales como el detenimiento o no efectividad del método de levantamiento artificial, la reducción del índice de productividad, el incremento del daño a la formación como resultado de cambios

físicos en los alrededores de la cara del pozo causantes de la deposición de parafinas y/o asfáltenos o por la acumulación de arena, lodo o ripios, o por cambios en la presión en las proximidades de la cara del pozo, GOR, % de agua u otras condiciones de yacimiento

1.6.6 Características generales del yacimiento.

Las principales arenas productoras en el campo se denominan como "Arenas B" y "Arenas C", de la formación Mugrosa, algunos pozos fueron completados por arena productora en forma independiente y otros en conjunto; siendo los horizontes productores las "Arenas D" y las "Arenas E" con una producción más baja.

El Campo Colorado presenta una baja producción de agua en su comportamiento histórico, siendo esto típico de un campo con una influencia mínima o nula de algún tipo de acuífero.

La producción de gas ha estado casi constante desde 1989 con un valor promedio de 225 MSCF/día (dependiendo del número de pozos activos). El mecanismo de producción predominante es empuje por gas en solución. La producción inicial de los pozos oscila entre 70 a 100 BOPD declinando rápidamente a un promedio de 10 BOPD en un espacio de tiempo de tres a seis años.

El petróleo del campo Colorado se extrae principalmente de la Formación Mugrosa (Zonas B y C) de edad Oligoceno – Mioceno inferior y Esmeraldas (Zona D) de edad Eoceno tardío, depositada en un sistema fluvial meándrico. La estructura del campo está conformada por un anticlinal asimétrico, cuyo flanco más extenso buza al oriente y el más corto hacia el occidente con inclinaciones entre 25 a 45°, con eje N-S y cabeceo hacia el norte, ubicado en el bloque colgante de una falla

inversa homotética en sentido N-S y buzamiento al Este denominada como la Falla de Colorado.

1.6.7 Formación Mugrosa (Oligoceno – Mioceno inferior)

La Formación Mugrosa tiene un espesor que varía desde 1.396 a 6000 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de gran fino y Lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meándricos (Rubiano, 1995). Para Suárez (1996), ésta formación corresponde a la denominada tectonosecuencia 2 cuyo tope está marcado por un nivel arcilloso rico en fósiles de agua dulce, restos de reptiles, peces y mamíferos que se conoce como el “Horizonte fosilífero de Mugrosa”.

Las areniscas de la Formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado con una porosidad promedio de 12.9 % para la Zona B1, 13.5% para B2, 15.7% para C1 y 19.6% para C2, con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 pies, respectivamente.

1.6.8 Pronóstico de la precipitación de parafinas en el Campo Colorado

En el proyecto “DETERMINACION DEL UMBRAL DE CRISTALIZACION DE LAS PARAFINAS EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO” desarrollado por el Ingeniero ARIZA LEÓN EMILIANO (2008), se encontró que para condiciones de presión original de las arenas B (805 psia) y la temperatura máxima de (104 °F), (con la composición actual del fluido de yacimiento) ya se había pasado el umbral de precipitación y probablemente se presentó el problema de precipitación y depositación de parafinas en la formación cerca de la cara del pozo por la cristalización de parafinas, igualmente dentro de la tubería de producción.

1.7 TEORIA DE COMBUSTIÓN

La combustión es un proceso de transformación de la materia que se inicia con un aporte de energía y que, en presencia de oxígeno, da lugar a la formación de nuevas sustancias y a la liberación de energía en forma de calor y luz.

El oxígeno tiene la capacidad de combinarse con diversos elementos para producir óxidos. Por ende, oxidación es la combinación del oxígeno con otra sustancia. Existen oxidaciones que son sumamente lentas, como por ejemplo la del hierro. Cuando la oxidación es rápida se llama combustión, la combustión se refiere a las reacciones químicas que se establecen entre cualquier compuesto y el oxígeno. A esto también se le llama reacciones de oxidación; de este tipo de proceso se desprenden energía lumínica y calórica estas se llevan a cabo rápidamente.

Ignición es el valor de temperatura que debe presentar el sistema fisicoquímico para que se pueda dar la combustión de manera natural, el proceso termina cuando se consigue el equilibrio entre la energía de los compuestos que reaccionan y la de los productos de la reacción. Con el punto de ignición se alcanza la temperatura de inflamación, activado por la energía de una chispa o por la llama de un fósforo.

En síntesis, la combustión se produce cuando convergen los siguientes factores:

El combustible, es decir, el material que arde (gas, alcohol, carbón, madera, plástico).

El comburente, el material que hace arder (oxígeno).

La temperatura de inflamación, la temperatura más baja a la cual el material inicia la combustión para seguir ardiendo.

Realización de la combustión

Hay dos modos muy diferentes de realizar una combustión controlada:

Quemando en régimen discontinuo una pequeña cantidad (motores alternativos y pulsoreactores). Si es en grandes cantidades se considera combustión incontrolada y se llama fuego

Quemando en régimen estacionario en una llama anclada (velas, candiles, mecheros cámaras de combustión continua, en lechos fluidizados, etc., hasta las hogueras pueden considerarse de ese tipo).

Combustión rica

En una combustión rica, con mucho aporte de oxígeno, el butano se combina con el oxígeno y se convierte en CO_2 y H_2O . Los dos son gases y escapan a la atmósfera.

Combustión pobre

Una llama pobre con poca entrada de aire al mechero, tiene forma vacilante, es de color rojizo (menor temperatura) y más oscura porque contiene partículas de hollín y produce humos que manchan.

El hollín son partículas de carbono que no se quemaron y no pasaron a gas en forma de CO y CO_2

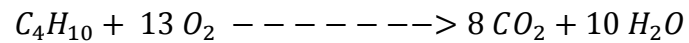
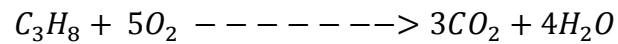
1.7.1 Reacciones químicas de combustión

1.7.1.1 Reacciones estequiometrias para la combustión de GLP

Considerando que la mezcla de hidrocarburos llamada GLP teóricamente solo contiene propano y butano las siguientes serían las posibles reacciones a ocurrir:

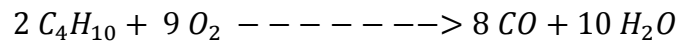
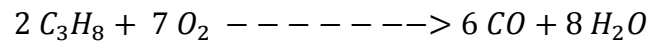
Combustión completa, ver Ecuación 1,

Ecuación 1



Combustión incompleta, ver Ecuación 2,

Ecuación 2



2 CARACTERÍSTICAS DEL GAS DE CEC

2.1 CROMATOGRAFÍA DEL GAS NATURAL QUE SE PRODUCE EN CEC

Ver **ANEXO 1**

2.2 REACCIONES ESTEQUIOMETRICAS PARA LA FORMULA EMPÍRICA QUE DEFINE AL GAS NATURAL DE CEC

Considerando que la mezcla de hidrocarburos de CEC contiene los componentes de la cromatografía las reacciones de combustión que pueden ocurrir son las referidas en el **ANEXO 2**

3 DISEÑO DEL MODELO TIPO HORNO.

3.1 FORMA DEL MODELO TIPO HORNO

Se diseñó un modelo de horno a escala para tener un valor de la eficiencia que presenta un equipo de este tipo en cuanto a la transferencia de calor que emite. El modelo tipo horno se plantea reduciendo la escala a un sexto del tamaño de las dimensiones de un horno real. Se procede a la construcción del mismo (Figura 6), teniendo en cuenta algunas variaciones como lo fue la alimentación con GLP.

La construcción de este modelo nos servirá para el cálculo de la eficiencia térmica y al igual que determinar si el proyecto es viable económicamente. A continuación se observan imágenes reales del modelo que se construyó **ANEXO 3**.

Figura 6 Vista general (1) del modelo tipo horno a escala. En esta imagen se pueden distinguir la base del horno, las tapas y la longitud.



Fuente: Los autores.

Figura 7 Vista general (2) del modelo tipo horno a escala. En ella se pueden observar los orificios de aireacion



Fuente: Los autores.

Figura 8 . Vista de conexiones de alimentación de gas combustible. También se pueden observar los acoples manguera- artefacto.



Fuente: Los autores.

Figura 9 Vista del cilindro de alimentación de gas combustible de 60 lb.



Fuente: Los autores.

Figura 10 Se observa a través del orificio de aireación la de flauta o quemador y los orificios de salida del gas.



Fuente: Los autores.

Figura 11 Se observa el modelo en funcionamiento y el recipiente para derrame de parafina.



Fuente: Los autores.

3.2 DISEÑO HORNO TAMAÑO REAL

En la **figura 12**. Se observa el diseño y montaje del horno a instalar en CEC y las partes por enumeración **ANEXO 4**. Los Costos de la fabricación del horno real. y procedimientos que se llevan a cabo con el horno a implementar en CEC.

En la **figura 12**. Se pueden observar enumeraciones donde #19 denomina el área total para instalación del horno (recinto del horno y recinto de las tuberías), #15 área del dique, #16 dique de contención, #2 Cilindros de almacenamiento de gas, #3 Línea de alimentación de gas, #4 Tapas, #6 Recipiente de derrames, #17 recinto de tuberías parafinadas, y #18 recinto de las tuberías desparafinadas.

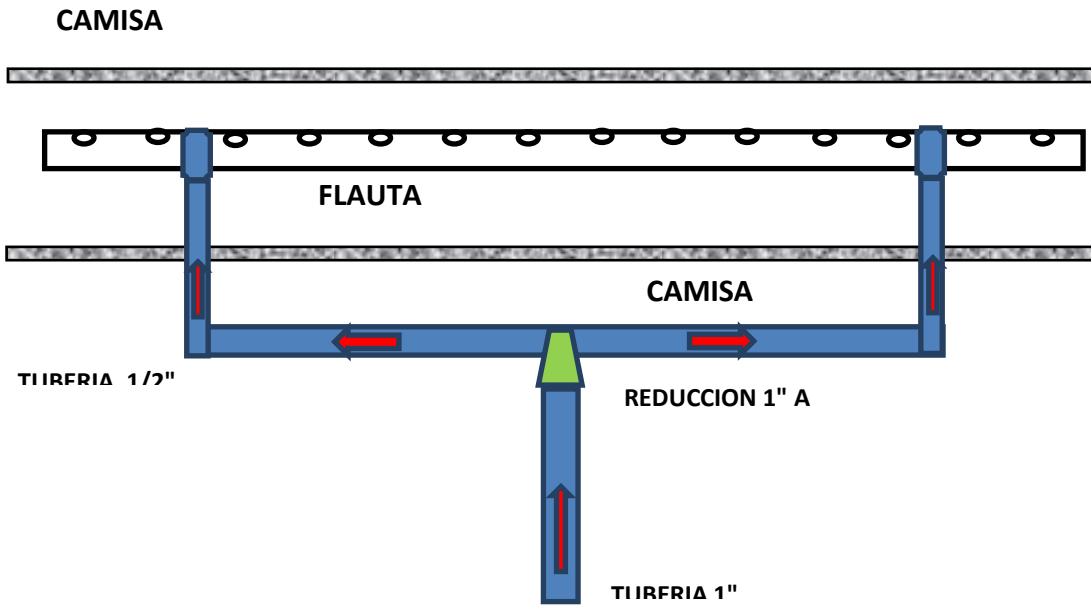
Figura 12. Vista general de la partes de diseño de horno a instalar en CEC. Desarrollada en solidwork 2010.



Fuente: Los autores.

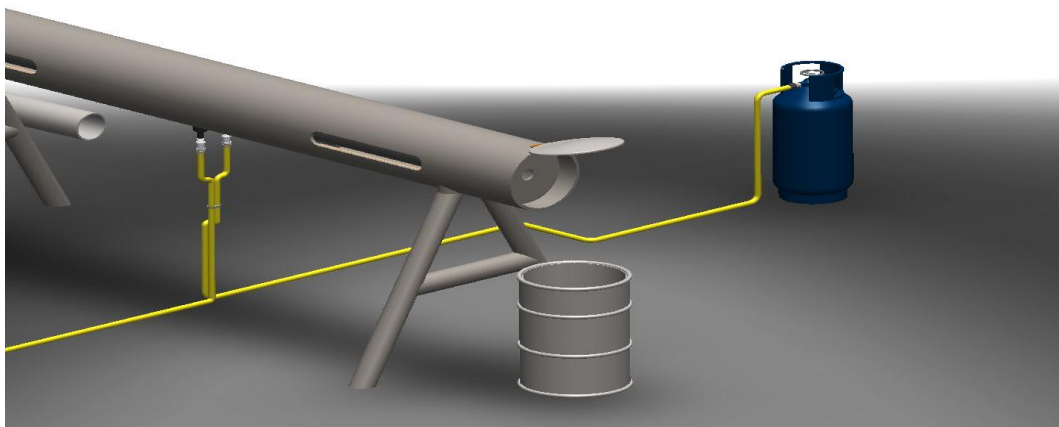
En la **figura 13.** se visualiza el sistema de alimentación de combustible del diseño a implementar en CEC, y se pueden observar el tipo de quemadores (flautas) que se le instalo e este, quien difiere en gran parte del modelo de horno a escala porque lo que se busca es una mejor distribución del Combustible en su interior permitiendo una mejor eficiencia.

Figura 13 Sistema de alimentación de combustible del diseño a implementar en CEC.



Fuente: Los autores.

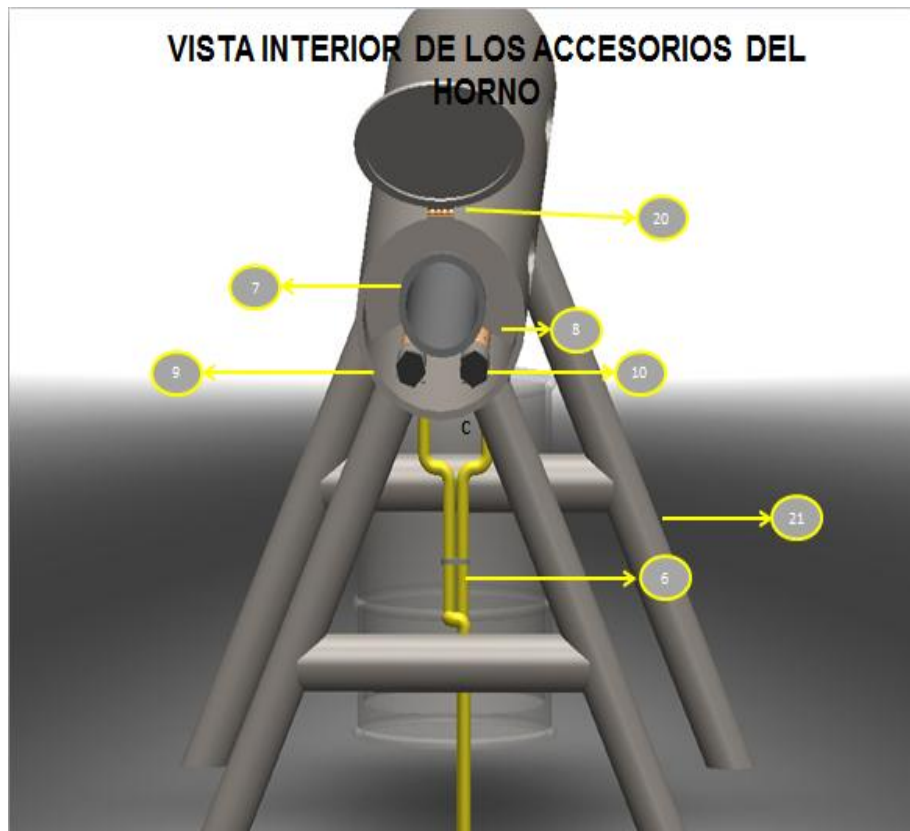
Figura 14 Vista lateral del diseño a implementar en CEC.



Fuente: Los autores

En la **figura 14** se observa el recipiente de drenaje, el sistema de alimentación de gas combustible (cilindro de almacenamiento y línea de alimentación), las tapas del horno, la base o soporte y los orificios de aireación.

Figura 15 Vista interior (1) de los accesorios del horno



Fuente: Los autores.

En la **Figura 15**. Se puede observar enumeraciones donde #20 bisagras, #9 Camisa externa del horno, #7 camisa interna del horno #10 quemadores del horno, #8 zona de combustión, #21 base o polleta, #10 niple roscado y #6 línea de alimentación de combustible.

Figura 16 Vista interior (2) de los accesorios del horno



Fuente: Los autores.

En la **Figura 16** se observa enumeraciones donde #1 una vista interior a nivel de profundidad de los quemadores, #7 camisa interior del horno, #12 son los acoples artefacto línea de alimentación de gas #11 accesorio de conexión, y #5 orificios de aireación.

3.2 DIFERENCIAS ENTRE EL MODELO A ESCALA Y EL DISEÑO DE HORNO A INSTALAR CEC

El diseño de horno a instalar en CEC es muy similar a modelo a **escala** solo difieren en la fuente de alimentación que para el modelo es un cilindro de GLP y para diseño a instalar en CEC es el gas que se produce en el campo y la diseño de la flauta ya que en el modelo es una conexión en T debido a su corta longitud.

3.2.1 La flauta o Quemadores

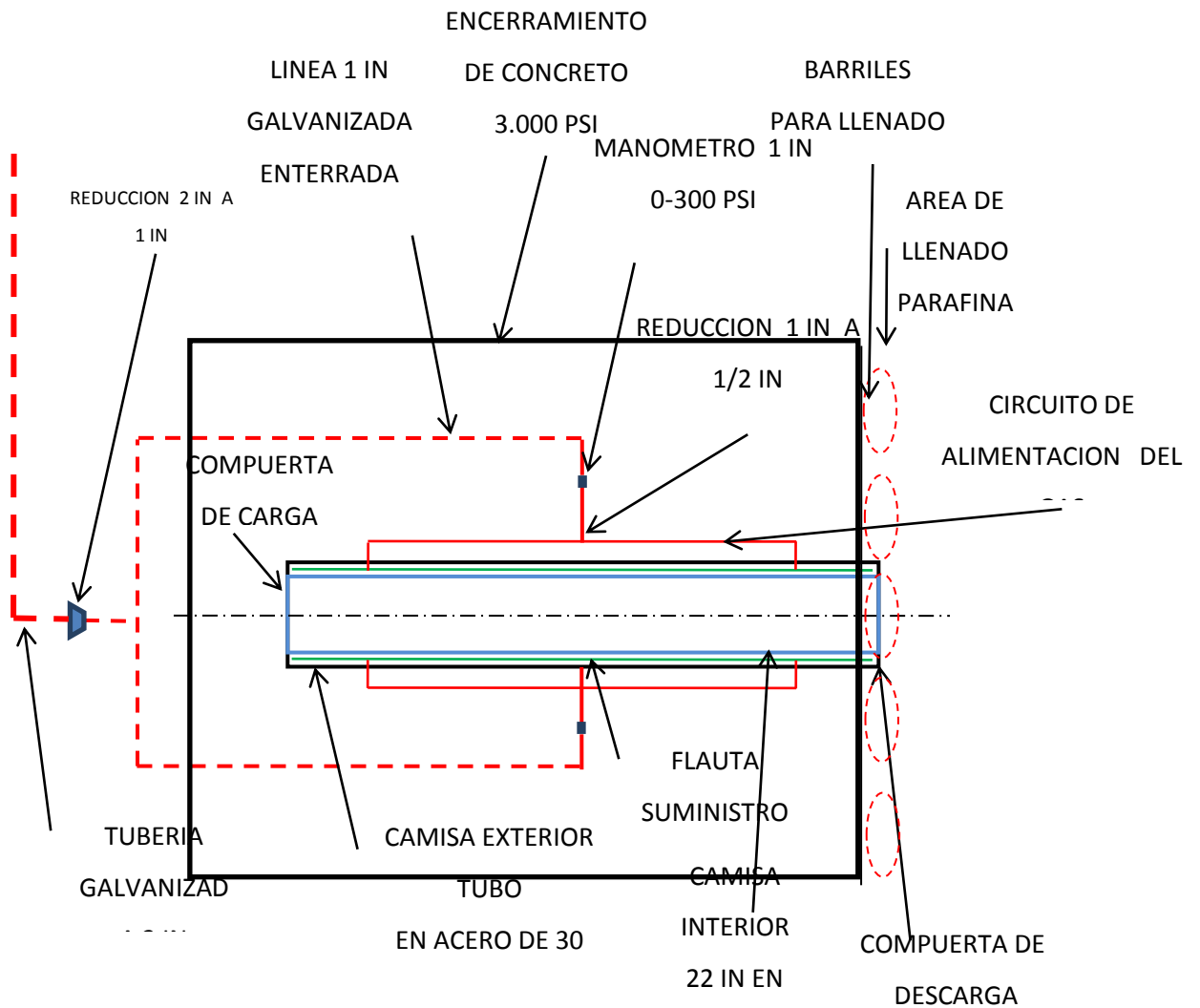
La flauta del diseño instalar consiste en un conducto en forma de “Y” que comunica el gas hacia los quemadores este sistema permite una mejor distribución del gas combustible dentro del flauta y a su vez permite una mejor eficiencia del proceso a continuación se muestra el esquema de la flauta del diseño a instalar en CEC.

3.2.2 Sistema de alimentación de gas combustible.

El sistema de alimentación del diseño de horno a instalar difiere del diseño del modelo a escala en una serie de instalaciones, reducciones y accesorios necesarios para hacer la unión a la tubería que conduce el gas de CEC.

La tubería que conduce el gas producido en CEC es de 5” OD y se tiene que hace una conexión a 2” OD para unirse al sistema de alimentación de combustible que se muestra a continuación en la **Figura 17**.

Figura 17 Esquema de sistema de alimentación de gas combustible



Fuente: Los autores.

3.3 PARTES DEL DISEÑO A CONSTRUIR

3.3.1 Camisa Exterior

El diseño consta de una carcasa exterior en acero de grado API 5LC Y sirve de camisa en el interfaz de transmisión del calor por flama y el tubo de

almacenamiento central. Esta camisa posee una secuencia de orificios dispuestos en fase de 180 grados sobre su horizontal para permitir el ingreso de aire requerido en el proceso de combustión.

La camisa tiene dispuestas dos compuertas abatibles en sus extremos que le permitirán ingresar los tubos o materiales que requieran del servicio de fusión de la parafina sólida y por su otro, extremo la salida del crudo o parafina líquida en el proceso de fusión.

3.3.2 Camisa Interior.

El diseño consta de una carcasa interior o de almacenamiento en acero de grado API 5L que sirve para el almacenamiento de la tubería a intervenir, También podría llamarse cámara aisladora ya que una de sus funciones es proteger en gran parte la integridad de los tubos que requieran tratamiento. Esta camisa recibe directamente la llama desde las flautas o quemadores del horno, absorbiendo el calor necesario para poder transmitirlos a los materiales en proceso de fusión de la parafina.

3.3.3 Aberturas de ventilación.

Las aberturas de ventilación están diseñadas para dejar ingresar el aire necesario para el proceso de combustión del gas.

3.3.4 Cámara de combustión.

Se denomina al espacio anular que hay entre la camisa interior y exterior donde ocurre la reacción de combustión en ese espacio se encuentra situada la flauta

quien es medio directo donde ocurre la flama y transfiere calor a la camisa interior.

3.3.5 Flauta.

La flauta es el instrumento quemador del horno donde ocurre la reacción de combustión deseada y que finalmente proporcionara la energía requerida por la parafina sólida para ocurra la fusión. Este instrumento consiste en un cilindro de acero inoxidable con orificios secuenciales a lo largo de su longitud, estos permiten la comunicación del combustible, comburente y la fuente de ignición para que ocurra la combustión.

3.3.6 Reducción de tubería.

Son alteraciones que se hacen al diámetro de la tubería para disminuir o aumentar la presión de ella en el modelo tipo horno y en la aplicación que se daría a campo escuela colorado sería necesario dos reducciones la primera de la tubería que conduce el gas de CEC a la tubería de suministro y la segunda de la tubería de suministro al artefacto de consumo.

3.3.7 Tuberías de Suministro de gas.

Es un conjunto de tuberías con secciones de distintos diámetros que permite conducir el gas combustible de la fuente de almacenamiento hasta el artefacto de consumo. Está comprendida entre la salida del centro regulador de gas y el punto de salida para la conexión del artefacto de consumo.

3.3.8 Unión o acople de tubería de suministro a artefacto de consumo.

La unión realizada entre la tubería de suministro de gas y el artefacto de consumo consiste en un pequeño conector que da un sello totalmente hermético y no permite el escape del gas combustible. Los accesorios deben cumplir con la norma NTC 4137 o la NTC 4138.

3.3.9 Válvula de corte o válvula reguladora.

Es el accesorio que permite el control del suministro del combustible gaseoso y permite una rápida interrupción o re sustitución de la alimentación del gas según cuando se requiera.

3.3.10 Recinto de las tuberías parafinadas.

Es el espacio cercano al horno designado para el almacenamiento de las tuberías parafinadas o próximas a tratar.

3.3.11 Recinto de las tuberías desparafinadas.

Es el espacio cercano al horno donde se ubicaran las tuberías ya tratadas con contenidos mínimos de parafinas, en este lugar es donde se realizara el proceso de conejeo para retirar esos contenidos mínimos de tubería.

3.3.12 Dique de contención.

Consiste en la construcción de un muro en obra negra para contención de la parafina liquida que pueda drenar este se realizara en el área de recinto, todo esto con el fin de cumplir con la norma UL 142 Y NFPA 30 donde se estipula que

los diques de contención deben tener capacidad 110% el volumen de líquidos a contener.

3.3.13 Recipiente para drenaje.

Recipiente de acero estará ubicado debajo de la tapa más baja del horno donde recibirá los líquidos parafinicos provenientes de las tuberías, está contenido en un 30% de agua para que al momento de que caiga la parafina liquida y tenga contacto con agua se solidifique y permita una mejor manipulación de la parafina.

3.3.14 Base o polleta.

Son dos parales que se encuentran anclados al horno y le sirve a este como apoyo y soporte al su mismo peso y el peso de las tuberías a tratar.

3.3.15 Recipientes de almacenamiento de combustible.

Depósitos con contenido de gas combustible ubicados a una distancia pertinente del horno con sus respectivas placas de peligrosidad de contenido y bajo los estándares pertinentes a las leyes colombianas.

3.3.16 Termocupla.

Es el sensor de temperatura utilizado en el horno permite detectar las temperaturas que alcanza este alcanza para desparafinar los tubos.

3.3.17 Manómetro.

Instrumento que sirve para medir presión, su principio consiste en que el fluido del recipiente penetra en parte del tubo que comunica con el manómetro y así este detecta la presión

3.4 DIMENSIONES Y COMPARACIÓN DEL MODELO TIPO HORNO Y EL DISEÑO A CONSTRUIR EN CEC.

Tabla 4 Dimensiones y comparación del modelo tipo horno y el diseño a construir en CEC.

COMPARACION					
ep	Modelo tipo horno		ep	Horno a instalar en CEC	
	Camisa Exterior			Camisa Exterior	
	materiales	Características		Materiales	Características
1	tubería en acero	5" OD X 1,8 m	1	tubería en acero	30" OD x 10,8m
2	Tapas	lamina HR de ½" x 5" OD	2	Tapas	lamina HR de ½" x 30" OD
2	Bisagras tipo gozne	½"	2	Bisagras tipo gozne	¾"
7	Camisa Interior			Camisa Interior	
	materiales	Características		Materiales	Características
1	tubería en acero	3/2" OD x 1,8 m	1	tubería en acero	22" OD Longitud 10,8 m
	Aberturas de ventilación.			Aberturas de ventilación.	
	materiales	Características		Materiales	Características
	orificios de aireación	3 x 10 Cm		orificios de aireación	4 x 30 Cm
	cámara de combustión			cámara de combustión	
	materiales	Características		Materiales	Características
	anular entre camisa interna y externa			anular entre camisa interna y externa	
	Flauta.			Flauta.	
	materiales	Características		Materiales	Características
	Tubería en acero	1/2 " OD x 1.5 m	2	Tubería en acero	2-7/8" OD x 60 cm
	Tubería en acero	1/2 " OD x 10 cm	2	Tubería en acero	2-7/8" OD x 40 cm
			1	Tubería en acero	1/2" OD x 10 m
			4	conectores en acero roscado	1/2" OD
			4	Niple en acero roscado	1/2" OD x 17cm
			4	codos Galvanizados roscados	1/2" OD
			4	Niple en galvanizado roscado	1/2" OD X 4m
			2	"T" roscada	1/2" OD
			2	Reducción en acero	1" a 1/2" OD
	Tuberías de Suministro de gas			Tuberías de Suministro de gas	
	materiales	Características		Materiales	Características

1	Manguera de gas	1/2" OD x 8 m	2	Niple galvanizado roscado	1" OD x 30 cm
1	Racor	1/2 " OD	3	"T" galvanizada roscada	1" OD
1	"T" galvanizada	1/2 " OD	2	Niple galvanizado roscado	1" OD X 20 cm
			6	codo de 90° galvanizado roscado	1" OD
			2	Niple galvanizado roscado	1" OD x 80 cm
			2	Tubería galvanizado roscado de 1 pulgada por 8 metros (2).	1" OD x 8 m
			2	Niple galvanizado roscado.	1" OD x 110 cm
			1	Niple galvanizado roscado.	1" OD x 100 Cm
			1	Reducción.	2" a 1" OD
			1	Niple galvanizado roscado.	2" x 100 cm
			1	Tubería galvanizada roscada .	2" OD x 10,5 m
			3	Codo 90 grados galvanizado roscado.	2" OD
			1	Tubería galvanizada roscada.	2" OD x 20 cm
			1	Niple galvanizado roscado .	2" OD x 100 cm
			1	"T" galvanizada roscada	2" OD
			1	Bushing .	2" a 1/2" OD
			1	Niple galvanizado roscado de 2 pulgada por 50 centímetros.	2" OD x 50 cm
			1	Bushing	1" a 1/2" OD
			2	Tubería en acero	2-7/8" OD Longitud 60 cm
Válvula de corte o válvula reguladora.			Válvula de corte o válvula reguladora.		
materiales		Características	Materiales		Características
	valvula reguladora.	1/2 " OD	1	Válvula globo	2" OD
Recinto del Horno:			Recinto del Horno:		
materiales		Características	Materiales		Características
Recinto de las tuberías parafinadas.		Recinto de las tuberías parafinadas.			
materiales		Características	Materiales		Características
	N/A			Área	1,1m x 11 m
Recinto de las tuberías des parafinadas.		Recinto de las tuberías des parafinadas.			
materiales		Características	Materiales		Características
	N/A			Área	1,1m x 11 m
Dique de contención			Dique de contención		
materiales		Características	Materiales		Características
				Cimentación	Alto 0,61 Largo 12,19 Grosor 0,10 Ancho 3,81
Recipiente para drenaje.			Recipiente para drenaje.		
materiales		Características	Materiales		Características
1	Recipiente cilíndrico	8" OD x 0,2 m	1	Recipiente cilíndrico	30" OD x 0,5 m
Base o polleta			Base o polleta		
materiales		Características	Materiales		Características
	N/A			N/A	N/A
Recipientes de almacenamiento de combustible			Recipientes de almacenamiento de combustible		
materiales		Características	Materiales		Características
2	Cilindros de gas	60 Lb	1	Reducción	5" a 2" de OD

			1	Línea de gas que viene de la producción de cec	5" de OD
Termocupla				Termocupla	
materiales	Características			Materiales	Características
				Termocupla	0-200 ° c
Manómetro				Manómetro	
Materiales	Características			Materiales	Características

Fuente: Los autores

4 DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS

Para la obtención de los datos experimentales se acudió al diseño de un modelo tipo horno, con el fin de calcular la eficiencia térmica de equipo; experimentando con estas condiciones adecuadas en las que se presentaría el fenómeno de transferencia de calor necesario para la recuperar finalmente las tuberías taponadas por los sólidos parafinico.

4.1 METODOLOGÍA USADA EN LAS PRUEBAS

4.1.1 Planeación

Etapa en la que se Fijo el curso concreto de acción que debía de seguirse, estableciendo los principios de orientación, la secuencia de operaciones a realizar, elementos de protección personal e instrumentos y se determinaron los tiempo necesarios para la realización de cada una de la etapas que llevan cumplir con la prueba.

Tabla 5 Fases que se llevan para la prueba

Fase	Descripción	Tiempo estimado (Minutos)
Instrumentación	Preparar los EPP	10
Instrumentación	Instalación del modelo tipo horno	30
Instrumentación	Instalar fuentes de almacenamiento de combustible (cilindro de gas)	10
Instrumentación	Instalar dispositivos de control (Válvulas reguladoras, manómetro y termocupla).	20
Instrumentación	Adaptación de tuberías alimentadoras del gas combustible de la fuente al horno	25
Instrumentación	Ubicación de recipientes para control	
Fase	Descripción	Tiempo estimado (Minutos)
Verificación	Cerciorarse de contar con los implementos EPP.	5
Verificación	Verificar el buen funcionamiento de los dispositivos de control (Válvulas reguladoras, manómetro y termocupla).	5
Verificación	Verificar si hay presencia de fugas en líneas alimentadoras de combustible.	5
Verificación	Cerciorarse que el recipiente para derrames este instalado justo en la zona de drenaje del horno.	5
	TOTAL	20
Experimental	Adecuación de las probetas para la prueba	40
Experimental	Trasporte de las probetas adentro del horno	10
Experimental	Apertura de válvulas reguladoras	5
Experimental	Ignición del fuego dentro del horno	5
Experimental	Proceso de calentamiento del horno	50
Experimental	Proceso de fusión de la parafina y drenaje de la parafina	40
Experimental	Proceso de enfriamiento del horno.	15

Experimental	Transporte de las probetas fuera del horno	10
Experimental	Conejeo de la tubería para eliminación de residuos parafinicos	30
Observación	Observar los resultados de la prueba	20
	TOTAL	225

Fuente: Los autores

4.1.2 Fase de instrumentación

Al realizar una prueba es importante cerciorarse de contar con los implementos necesarios para que la actividad se efectúe.

Tabla 6. Elementos utilizados en la prueba.

Cantidad	Implementos
1	Horno
2	Cilindros de combustible de 40 lb
2	Válvula reguladora
10	Probetas ½ in
6	Parafina solida lb
2	Acoples de rosca normal NPT
1	Recipiente para derrames
1	Termocupla
1	Manómetro
1 par	Guantes de seguridad
1 par	Botas de seguridad
1	Gafas de seguridad
1	Mota
1	Solvente

Fuente: Los autores

4.1.3 Fase de observación

Los pequeños detalles son la pieza que permite que una actividad culmine con resultados favorables de aquí la importancia de cerciorarse que todo marche como debe ser a continuación se enumeran la lista de actividades de las que se debe comprobar un buen funcionamiento antes de empezar la fase experimental.

- Cerciorarse de contar con los implementos de instrumentación.
- Cerciorarse de contar con los implementos EPP.
- Verificar el buen funcionamiento de los dispositivos de control (Válvulas reguladoras, manómetro y termocupla).
- Verificar si hay presencia de fugas en líneas alimentadoras de combustible.
- Cerciorarse que el recipiente para derrames este instalado justo en la zona de drenaje del horno.

4.2 FASE DE EXPERIMENTAL

En la fase experimental teniendo el conocimiento del problema y la solución propuesta se quiso representar el suceso a escala 1:6 para calcular la eficiencia térmica del horno la cual parte de datos teóricos y experimentales.

4.2.1 procedimiento

4.2.1.1 Adecuación de las probetas para la prueba

Asemejando las probetas a la tubería taponadas por parafina sólida, se tomó un recipiente con parafina y se cocinó hasta que este alcanzara la temperatura de fusión de la ella, luego se tomó un embudo y el tubo de ½ in taponado con papel en un extremo y se procedió a verter la parafina líquida dentro del tubo hasta que esta se solidificara dentro de él, así mismo se hizo con las otras nueve probetas.

4.2.1.2 Apertura de válvulas reguladoras:

se procede a dar apertura de la de las válvulas que permiten el paso de combustible gaseoso.

4.2.1.3 Ignición del fuego dentro del horno:

Luego con un madero delgado se procede a encenderle fuego al horno levantándose una de las tapas y se deja que el fuego arda hasta que caliente la estructura de acero y luego llegue a la temperatura de fusión de la parafina.

4.2.1.4 Proceso de calentamiento del horno:

Se esperaron aproximadamente 50 para que la estructura de acero estuviera caliente y en ella se mantuviera constante la temperatura.

4.2.1.5 Transporte de las probetas adentro del horno:

Cuando el horno ya este caliente se procede a introducirlas y se cierran las tapas para disminuir las pérdidas de calor.

4.2.1.6 Proceso de fusión de la parafina y drenaje de la parafina:

Luego del precalentamiento del horno es cuando en las probetas empieza la transferencia de calor, este procedimiento tardo aproximadamente 40 minutos obteniéndose como resultado final la fusión del contenido parafinico que había dentro de la probeta y es cuando comienza el drenaje de la de la parafina liquida.

4.2.1.7 Transporte de las probetas fuera del horno:

Se procede a retirar las probetas de horno.

4.2.1.8 Conejeo de la tubería para eliminación de residuos parafinicos:

Se procede al conejeo de la tubería para remover finalmente los pocos depósitos de parafina aún siguen en la probeta. Para realizar esta actividad se procede a utilizar una mota igual al diámetro de la tubería mojada con solvente y con el ella se limpia el interior de la tubería.

4.2.1.9 Proceso de enfriamiento del horno.

Ya finalizada la jornada de limpieza se deja reposar el horno.

4.3 DATOS OBTENIDOS DE LAS PRUEBAS HECHAS AL MODELO TIPO HORNO

Ya finalizada la prueba se obtuvieron los siguientes datos:

Tabla 7 Resultados de la prueba

Temperatura Inicial del horno	80,6	°F
Temperatura final del horno	255,2	°F
Temperatura inicial de la parafina	80,6	°F
Temperatura final de la parafina	194	°F
Cantidad de parafina recuperada	5	lb
Tiempo teórico total	325	Minutos
Tiempo real total	282	Minutos

Fuente: Los autores

4.4 MODELO TÉRMICO DE LA TRASFERENCIA DE CALOR APLICADO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA REAL DEL HORNO¹²

4.4.1 Condiciones bajo las cuales se ejecuta el modelo térmico escogido

Entre las consideraciones principales en el diseño de un horno se encuentran las necesidades de energía para las condiciones de trabajo requeridas, el material de construcción de las paredes, la forma en que se transportará el material que va a ser sometido al tratamiento térmico.

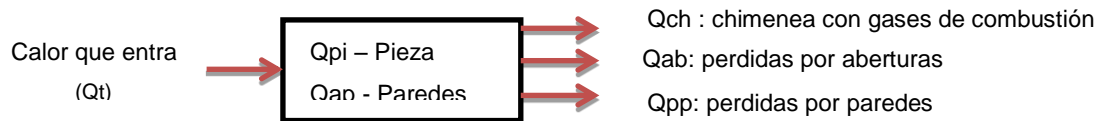
Se parte de un balance de energía en el que se establece que la cantidad de calor que entra al horno es igual a la cantidad de calor que sale más la que se acumula, Fig.18. Tomando en cuenta esto, se seleccionan los elementos que de alguna manera pueden ganar calor o por los cuales éste puede fugarse o perderse. Estos elementos son: El producto o pieza a tratar, las paredes del horno y las aberturas.

$T_{inicial}=26.5\text{ }^{\circ}\text{C}$

Temperatura de sostenimiento =136 °C

Combustible considerado es gas LP que se compone de 70% de propano y 30% de butano.

Figura 18. Balance de calor para un horno.



Fuente: Autores

¹² Cálculo de las necesidades de energía en un horno de relevo de esfuerzos, E. A. Auces y J. A. Rodríguez, Departamento de Ingeniería, Universidad de Monterrey, Revista Ciencia e Ingeniería. Vol. 24 No. 3. 2003

4.4.2 Cálculos térmicos de modelo tipo horno

4.4.2.1 Calor requerido por el horno

El calor requerido por del horno se calcula con la **Ecuación (1)**:

$$Q_t = \frac{Q_d}{\%Q_d} \quad \text{Ecuación (1)}$$

Dónde:

Q_t : Calor total requerido por el horno (Kcal).

Q_d : Calor disponible (calor absorbido y perdido por los elementos que componen el horno). [Kcal]. **Ecuación (2)**.

$$Q_d = Q_{pi} + Q_{ap} + Q_{pp} + Q_{ab} \quad \text{Ecuación (2)}$$

$\%Q_d$: Es el porcentaje de calor disponible, (North American Manufacturing Co) 47% para el GLP.

4.4.2.2 Calor ganado por la pieza a tratar

El calor ganado por la pieza se calcula con la **Ecuación (3)**:

$$Q_{pi} = m \Sigma CP_{pi} \Delta T \quad \text{Ecuación (3)}$$

Dónde:

m: Masa de la pieza [Kg].

CP_{pi} : Calor específico del acero varia con la temperatura $\left[\frac{KJ}{Kg\ ^\circ C}\right]$.

ΔT : $(T_2 - T_1)$;

T_2 : Temperatura máxima que alcanza dentro del horno [$^\circ C$].

T_1 : Temperatura a la que entra la pieza.

4.4.2.3 Calor almacenado en las paredes del horno

El calor almacenado en las paredes del horno se calcula con la **Ecuación (4)**:

$$Q_{ap} = mCP_{ap}\Delta T \quad \text{Ecuación (4):}$$

Dónde:

Q_{ap} : Calor absorbido por las paredes [KJ].

m: Masa de las paredes del horno [Kg].

CP_{ap} : Calor específico del material del horno $\left[\frac{KJ}{Kg\ ^\circ C}\right]$.

ΔT : Temperatura medida de las paredes – Temperatura ambiente [$^\circ C$].

4.4.2.4 Calor perdido por las paredes del horno

El calor perdido por las paredes del horno se calcula con la **ecuación (5)**:

$$Q_{pp} = kS\Delta T \quad \text{Ecuación (5):}$$

Dónde:

Q_{pp} : Perdidas paredes [W].

K: Conductividad térmica promedio del material $\left[\frac{W}{m\ ^\circ C}\right]$.

S: Factor forma (m) teniendo en cuenta las aristas, las esquinas y las paredes.

ΔT : Temperatura interior y exterior del horno [$^\circ C$].

4.4.2.5 Pérdidas por aberturas

El calor perdido por las aberturas del horno se calcula con la **Ecuación (6 y 7)**:

$$Q_r: \text{Calor radiado} \left[\frac{KJ}{hr\ m^2}\right]. \quad \text{Ecuación (6)}$$

$$Q_{ab} = Q_r(AET) \quad \text{Ecuación (7)}$$

Q_{ab} : Calor perdido por radiaciones a través de las aberturas que existen en el horno $\left[\frac{KJ}{hr}\right]$.

AET: Área total efectiva por la cual se pierde calor (m^2); se toman como abertura chimeneas y tomas de aire.

4.4.2.6 Calor perdido por radiación

El calor perdido por radiación del horno se calcula con la **Ecuación (8)**:

$$Q_r = \sigma(T_e^4 - T_a^4) \quad \text{Ecuación (8):}$$

Dónde:

σ : Constante Stefan Bolzmann.

T_e^4 : Temperatura de los gases dentro del horno.

T_a^4 : Temperatura ambiente.

4.4.2.7 Pérdidas por chimenea

El calor perdido en los gases de combustión del horno se calcula con la ecuación (9):

$$Q_{ch} = Q_t - Q_d \quad \text{Ecuación (9):}$$

Dónde:

Q_{ch} : Calor por chimeneas [Kcal].

Q_t : Calor total [Kcal].

Q_d : Calor disponible [Kcal].

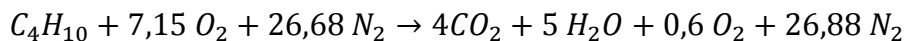
4.4.2.8 Reacciones e combustión

LP [70% Propano, 30% Butano, +10% exceso de aire].

Propano



Butano



4.4.2.9 Poder calorífico inferior del combustible Ecuación (10):

$$PCI_{prom} = 0,3 PCI_{butano} + 0,7 PCI_{propano} \quad \text{Ecuación (10):}$$

Dónde:

PCI_{prom} : Calor realmente aprovechado $\left[\frac{KJ}{Kg}\right]$.

PCI_{butano} : $45,70 \frac{MJ}{Kg}$.

$PCI_{propano}$: $46,30 \frac{MJ}{Kg}$.

$$PCI_{prom} = 0,3 * 45,70 \frac{MJ}{Kg} + 0,7 * 46,30 \frac{MJ}{Kg} = 46120 \frac{KJ}{Kg}$$

4.4.2.10 Gastos de combustible Ecuación (11):

$$W = \frac{Q_t}{PCI_{prom}} \left[\frac{Kg}{hr}\right] \text{ Ecuación (11):}$$

W: Gasto de combustible.

4.4.2.11 Eficiencia

El cálculo de la eficiencia se realizó empleando el método indirecto por la **Ecuación (12 y 13)**:

$$n = 100 * \frac{E_{entregada} - P_{éridas}}{E_{entregada}} \text{ Ecuación (12):}$$

$$n = 100 * \frac{E_{aprovechada}}{E_{entregada}} \text{ Ecuación (13):}$$

4.4.3 Cálculo del calor requerido para fusión de los depósitos orgánico

A continuación se muestran el requerimiento energético del modelo a escala del horno empleado para desparafinar tubería de producción en CEC.

4.4.3.1 Calor de la pieza

(Tubo pequeño + Parafina). **Ecuación (16):**

Ecuación de calor **Ecuación (14):**

$$Q_{pi} = m \sum CP_{pi} \Delta T \quad \text{Ecuación (14):}$$

$$T_{hornomax}: 136 \text{ } ^\circ\text{C} \rightarrow 409,5 \text{ K}$$

$$m_{tubo}: 2,5 \text{ Kg}$$

$$m_{parafina}: 0,8 \text{ Kg}$$

$$CP_{parafina}: 3260 \left[\frac{J}{Kg K} \right]$$

Calor específico del acero **Ecuación (15):**

$$CP_{acero}(T) = 425 + 0,773T - 1,69 * 10^{-3}T^2 + 2,22 * 10^{-6}T^3 \quad \text{Ecuación (15):}$$

Calor específico promedio del acero:

$$CP_{promedio-acero}: 600 \left[\frac{J}{Kg K} \right]$$

$$Q_{pi} = Q_{pi\ tubo} + Q_{pi\ parafina} \text{ Ecuación (16):}$$

$$Q_{pi} = n[m_{tubo} * CP_{acero} * \Delta T + m_{parafina} * CP_{parafina} * \Delta T]$$

n: número de tubos.

$$Q_{pi\ tubo} = (2,5\ Kg) * \left(600 \frac{J}{Kg\ K}\right) * (409,5\ K - 300\ K) = 164250\ J$$

$$Q_{pi\ parafina} = (0,8\ Kg) * \left(3260 \frac{J}{Kg\ K}\right) * (409,5\ K - 300\ K) = 285576\ J$$

$$Q_{pi} = n[164250\ J + 285576\ J]$$

$$Q_{pi} = n * 449826\ J$$

n: 10 tubos

Se realizó la prueba con 10 tubos para obtener una mayor eficiencia, además cumplía con el cubrimiento del 80% de capacidad del horno que es lo recomendado.

$$Q_{pi} = 10 * 449826\ J = 4498,26\ KJ$$

4.4.3.2 Calor almacenado en las paredes del horno

Se asume que el soporte donde se colocan los cilindros está a la misma temperatura del horno por lo tanto no gana calor, pues lo transfiere totalmente al material a calentar.

$$Q_{ap} = mCP_{ap}\Delta T \text{ Ecuación (14):}$$

$m_{\text{horno}}: 29 \text{ Kg.}$

$CP_{\text{prom-acero}}: 600 \left[\frac{J}{Kg K} \right]$

$T_{\text{medida paredes}}: 136 \text{ }^\circ\text{C} \rightarrow 409,5 \text{ K}$

$T_{\text{ambiente}}: 26,5 \text{ }^\circ\text{C} \rightarrow 300 \text{ K}$

$$Q_{ap} = 29 \text{ Kg} * 600 \frac{J}{Kg K} * (409,5 \text{ K} - 300 \text{ K})$$

$$Q_{ap} = 1905,3 \text{ KJ}$$

4.4.3.3 Calculo de las pérdidas de calor del horno

Calor perdido por las paredes del horno Ecuación (17):

$$Q_{12} = \sigma A F_{12} (T_1^4 - T_2^4) \text{ Ecuación (17):}$$

Dónde:

Q_{12} : Intercambio neto de energía radiante (transferencia de calor).

F_{12} : Factor de transferencia que depende de la geometría.

$F_{12} \rightarrow$ Para el caso particular en el que la superficie 2 rodea la superficie 1 y el área A_1 es menor comparada con el área A_2 , la superficie 2 es casi negra; entonces:

$$F_{12} = \epsilon_1 \rightarrow Q_{12} = \sigma \epsilon_1 A_1 (T_1^4 - T_2^4)$$

$\epsilon \rightarrow$ Emisividad

$\epsilon = 0,85$ acero oxidado

$$\sigma = 5,67 \times 10^{-8} \frac{W}{m^2 K^4}$$

$$Q_{12} = 0,85 * \pi(0,127m) * (1,8m) * 5,67 \times 10^{-8} \frac{W}{m^2 K^4} * (409,5^4 K^4 - 300^4 K^4)$$

$$Q_{12} = 692,93 \text{ W} \rightarrow \text{Pérdidas por radiación}$$

Pérdidas de calor por Convección

Para facilitar los cálculos de los coeficientes de transferencia de calor se utilizaron análisis de números adimensionales.

Numero de Grashof (Gr) → Determinar el coeficiente de convección natural.

$$Gr = \frac{g\beta(T_s - T_f)L_c^3}{\nu^2} \quad ; D = L_c \quad \text{Ecuación (18):}$$

Dónde:

g: gravedad

β : Coeficiente de expansión volumétrica (para gas ideal $\beta = \frac{1}{T}$; °T: Absoluta).

Lc: Longitud.

Ra: Numero de Rayleigh

Pr: Numero de Prandtl

Cilindro horizontal → $G_{rf}P_{rf} = R_a$ **Ecuación (19):**

Viscosidad: $\mu = [1,983 + 0,000184(T_c - 27)] \times 10^{-5} \frac{Kg}{m.s}$ **Ecuación (20):**

Densidad: $\rho = 1.1774 - 0,00359(T_c - 27) \frac{Kg}{m^3}$ **Ecuación (21):**

Conductividad Térmica: $k = 0,02624 + 0,0000758(T_c - 27)$ **Ecuación (22):**

Calor específico: $C_p = 1,0057 + 0,0000068(T_c - 27) \frac{KJ}{Kg K}$ **Ecuación (23):**

$$P_r = \frac{\text{Difusividad molecular cantidad de mov}}{\text{Difusividad molecular del calor}} = \frac{\mu C_p}{K} \quad \text{Ecuación (24):}$$

T=26.5 °C → Temperatura del aire

Tabla 8 Propiedades del aire seco puro a presión atmosférica par temperaturas entre 300 K y 350 K¹³.

T	ρ	Cp	μ	ν	K	α	Pr
(K)	$\frac{Kg}{m^3}$	$\frac{KJ}{Kg K}$	$\frac{Kg}{m.s}$	$\frac{m^2}{s}$	$\frac{W}{m.K}$	$\frac{m^2}{s}$	$\frac{\mu Cp}{K}$
300	1,1774	1,0054	$1,983 \times 10^{-5}$	$15,68 \times 10^{-6}$	0,02624	$0,2216 \times 10^{-4}$	0,708
350	0,998	1,0090	$2,075 \times 10^{-5}$	$20,76 \times 10^{-6}$	0,03003	$0,2983 \times 10^{-4}$	0,697

Fuente: Autores

Velocidad del viento $\rightarrow V = 0,1 \frac{m}{s}$

Longitud del tubo: 1.8 m

Diámetro del tubo: 0.127 m

Temperatura media del tubo (Ts): 409,5 K

Temperatura del aire (Tc): 26,5 °C \rightarrow 300 K

Velocidad del viento: 0,1 m/s

Temperatura de referencia: $Tr = [Ts - 0,5(Ts - Tc)]$

$$Tr = 354,75 K$$

Las propiedades del aire a esta temperatura en la tabla.

Ecuación de Reynold Ecuación (25):

$$Re_D = \frac{\rho * v * \phi}{\mu} = \frac{0,998 \frac{Kg}{m^3} * 0,1 \frac{m}{s} * 0,127 m}{2,075 \times 10^{-5} \frac{Kg}{m.s}} = 610,82 \text{ Ecuación (25):}$$

¹³ REF Ventilación natural de edificios, Fundamentos y métodos de cálculo para aplicación de ingenieros y arquitectos, Eduardo Yarke, pag 32

El valor de Reynolds es menor que el valor de transición, y por lo tanto el flujo es de capa laminar. Se evalúa el número de Grashofm ver **ecuación (26 y 27)**: (para la evaluación del coeficiente de transferencia de calor h puesto que por lo general comprende fenómenos físicos muy complejos).

$$\beta = \frac{1}{Tr} = \frac{1}{354,25} \rightarrow \beta = 2,82286 \times 10^{-3} K \quad \text{Ecuación (26):}$$

$$G_{rD} = \frac{g\beta(T_s - T_f)\phi^3}{\nu^2} = \frac{9,8 \frac{m}{s^2} * 2,82286 \times 10^{-3} K * (409,5 K - 300 K) * 0,127^3 m^3}{\left(20,76 \times 10^{-6} \frac{m^2}{s}\right)^2} \quad \text{Ecuación (27):}$$

$$G_{rD} = 14397463,93$$

De la tabla 7,1¹⁴ C=0,53 y m=1/4 de modo que:

$$N_{ud} = C * (G_{rD} * Pr)^m \rightarrow \text{Relación empírica para convección natural}$$

$$N_{ud} = 0,53 * (G_{rD} * Pr)^{\frac{1}{4}} = 29,83 \quad \text{Ecuación (28):}$$

$$h_c = \frac{K * N_{ud}}{\phi} = \frac{0,03003 \frac{W}{m.K} * 29,83}{0,127 m} = 7,05 \frac{W}{m^2 K} \quad \text{Ecuación (29):}$$

El calor transferido por convección empleando la ley de Newton, **Ecuación (30)**:

Ecuación (30):

$$Q_{pp} = h_c \pi \phi L (T_s - T_c) = 7,05 \frac{W}{m^2 K} * \pi * 0,127 m * 1,8 m * (409,5 K - 300 K) = 554,4,$$

$$Q_{ppT} = Q_{pp} + Q_{12}$$

$$Q_{ppT} = 692,93 W + 554,40 W = 1247,33 W$$

¹⁴ Utilizando la tabla de ecuaciones simplificadas para la convección natural desde varias superficies hacia el aire a presión atmosférica. Transferencia de calor Holman 8 ed.

Perdidas por aberturas

 → Ancho: 3 cm; Largo : 10cm

Se tienen en total 4 aberturas entre chimeneas y tomas de aire con estas dimensiones.

Por tanto el calor radiado , según la **Ecuación (31)**::

$$Q_r = 5,67 \times 10^{-8} \frac{W}{m^2 K^4} * (409,5^4 K^4 - 300^4 K^4) = 1135,135 \frac{W}{m^2} \text{ Ecuación (31):}$$

$$AET = \Sigma A = 4(0,03 * 0,1)$$

$$AET = 0,012 m^2$$

$$Q_{ab} = 1135,135 \frac{W}{m^2} * 0,012 m^2$$

$$Q_{ab} = 13,62 W$$

Determinación del gasto de combustible del horno, según Ecuación (32):

$$W = \frac{Q_t}{PCI_{prom}} \text{ Ecuación (32)}$$

$$Q_t = \frac{Q_d}{\%Q_d}; \quad Q_d = Q_{pi} + Q_{ap} + Q_{pp} + Q_{ab}$$

Tiempo de operación en estado estable 1 hora. **Ecuación (33 y 34):**

$$Q_{pi} = 4498,26 KJ \rightarrow Q_{pi} = 4498,26 \frac{KJ}{h}$$

$$Q_{ap} = 1905,3 KJ \rightarrow Q_{ap} = 1905,3 \frac{KJ}{h}$$

$$Q_{ppT} = 1247,33 W * \frac{J}{1W} * \frac{1 KJ}{1000J} * \frac{3600 s}{1h} = 4490,38 \frac{KJ}{h} \text{ Ecuación (33):}$$

$$Q_{ab} = 13,62 W * \frac{J}{1W} * \frac{1 KJ}{1000J} * \frac{3600 s}{1h} = 49,03 \frac{KJ}{h} \quad \text{Ecuación (34):}$$

$$Q_d = 10942,97 \frac{KJ}{h}$$

Cálculos del calor total **Ecuación (35):**

$$Q_t = \frac{10942,97 \frac{KJ}{h}}{0,47} = 23282,91 \frac{KJ}{h} \quad \text{Ecuación (35):}$$

$$W = \frac{23282,91 \frac{KJ}{h}}{46120 \frac{KJ}{Kg}} = 0,504 \frac{Kg}{h}$$

Cálculos de costos: costos de combustible y costos de operación **Ecuación (36, y 37):**

Tanque 40 lb → 49000 COP

$$\text{Costo combustible} = \left(\frac{49000 COP}{18,1437 Kg} \right) * 0,504 \frac{Kg}{h} \quad \text{Ecuación (36):}$$

$$\text{Costo del combustible} = 1363,38 \frac{COP}{h}$$

$$\text{Costo operación por un día} = 1363,38 \frac{COP}{h} * \frac{24 h}{1 día} = 32721 COP \quad \text{Ecuación (37):}$$

4.4.3.4 Cálculo de la eficiencia térmica del modelo tipo horno. Ecuación (38):

$$n = 100 * \frac{E_{entregada} - P_{érdidas}}{E_{entregada}} = \frac{23283,91 - (4490,38 + 49,03)}{23283,91} * 100 = 80,50 \% \quad \text{Ecuación (38):}$$

4.4.3.5 Cálculo de la eficiencia aproximada del horno real partiendo de un dimensionamiento del modelo a escala:

En el modelo a escala se logró optimizar la temperatura y el tiempo de residencia de la tubería sometida a tratamiento en el horno. Partiendo de dicha información se realizó la escala de las dimensiones de los equipo. La eficiencia puede obtenerse del balance de energía considerando la energía aprovechada y la energía entregada en la **Ecuación (39)**.

$$n = 100 * \frac{E_{entregada} - \text{Pérdidas}}{E_{entregada}} \quad \text{Ecuación (39).}$$

$$n = 100 * \frac{Q_t - (Q_{ppT} + Q_{ab})}{Q_t} = \frac{932003,51 - (101785,52 + 490,37)}{932003,51} * 100 = 89,02 \%$$

5 METODOLOGIA DE LA FACTIBILIDAD DEL MODELO TIPO HORNO CON RESPECTO MÉTODO CONVENCIONAL “REMOCION CON SOLVENTES”

5.1 ANÁLISIS CUALITATIVO DEL IMPACTO DE LA MÉTODO DE REMOCIÓN CONVENCIONAL VS MODELO TIPO HORNO PROPUESTO EN LA EMPRESA Y EL ÁREA A IMPLEMENTAR.

Este análisis cualitativo se implementa para visualizar la incidencia de los resultados esperados con el desarrollo del proyecto resumiendo los efectos o el aporte que este producirá en la unidad de negocios y la empresa en general. En la **Tabla 9** se compara el modelo de horno a implementar y la inyección de químicos.

Tabla 9 Comparativo del modelo a implementar e Inyección de químicos.

Parámetros	Horno	Inyección químicos
Cerrado de pozo	No requiere cerrar el pozo, pues la tubería a tratar se encuentra en superficie (bodega).	Se requiere del cierre del pozo por el lapso de tiempo de la inyección del químico además del tiempo de recirculación del producto.
Procedimiento	Requiere de un procedimiento sencillo sin involucrar gran parte de la estructura operativa de CEC.	Necesita muchas más operaciones al momento de llevar a cabo el procedimiento, como apagar la unidad de bombeo, cerrar la línea de producción, despresurizar el anular entre otras.
Remoción de contenido de ceras	Aproximadamente el 90% de las parafinas son removidas con el calentamiento.	Estudios pasados muestran una limpieza aproximada del 3% de las ceras de parafina en la tubería de producción.
Efectividad	Muestra resultados efectivos, en cortos periodos de tiempo (una jornada).	Muestra resultados positivos pero sin mucha efectividad.

Fuente: Los autores

5.2 DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

Se implementó como metodología del proyecto la comparación teórica y financiera del modelo de horno a instalar en CEC vs el método convencional “Remoción de parafinas con solventes”, para lo cual se ha tenido en cuenta que el campo está funcionando normalmente y a partir de esto se hacen campañas de mantenimiento preventivo cada 6 meses verificando si el caudal del pozo ha tenido un comportamiento similar en el transcurso de los meses, escogiendo como candidatos a intervenir los pozos donde el comportamiento de caudal difiere en un porcentaje considerable .

6 EVALUACION FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL EQUIPO EN CAMPO COLORADO

El análisis financiero se realiza para determinar qué tan factible es la implementación del diseño tipo horno en las instalaciones de CEC , por lo que es necesario estar al tanto de los costos que implica la implementación de este dispositivo. El análisis financiero se basa principalmente, en el análisis de inversiones, ingresos, egresos, y la evaluación del proyecto para determinar si se pone en marcha o no.

Para realizar el análisis financiero se debe iniciar con la estimación de la inversión neta o inicial representada por la integración de los costos de desarrollo del proyecto, seguida de la estimación de los flujos de caja generados durante la vida del mismo y la evaluación de la viabilidad de este mediante los diferentes métodos de evaluación de proyectos.

6.1 INVERSIÓN INICIAL¹⁵

La inversión neta o inicial, está definida como la suma total de los costos de desarrollo físico del proyecto y construcción del proyecto. Existen dos escenarios distintos en los cuales la inversión inicial puede ser calculada: el primero es cuando el desarrollo físico del proyecto no existe y el segundo es aquel que existiendo va a ser modificado.

¹⁵ JAUREGUI, Juan y GALVIS, Silvia. Evaluación técnica y económica de la aplicación del método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2011. p.118.

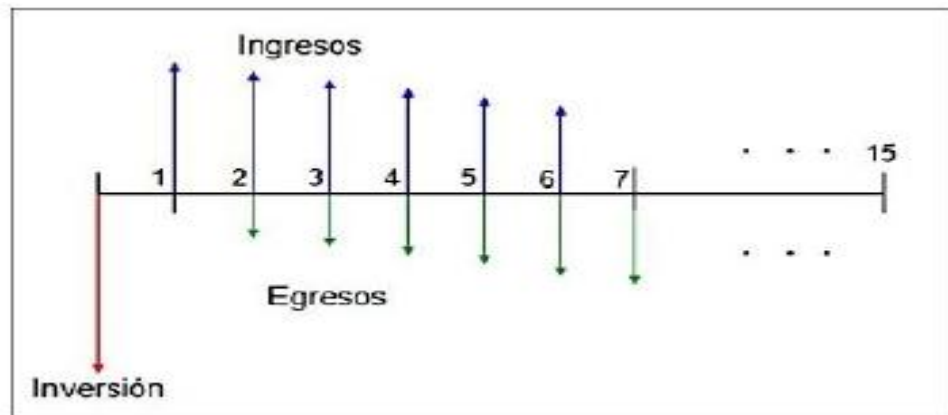
Para el cálculo de la inversión inicial se suman los costos que van a incurrir en el desarrollo del proyecto. Se pueden considerar los siguientes puntos asociados con el proyecto como: el valor de la infraestructura, los costos de instalación, los gastos de entrenamiento entre otros y el beneficio o pérdida fiscal ocasionado por la venta de bienes que ya han estado en uso. La ecuación que representa la inversión inicial es la siguiente;

Inversión inicial o neta = Costos de desar + Costos de construc + Costos de instalación + Costos de entrenamiento - Ganancia neta por la venta del bien usado

6.2 FLUJOS DE EFECTIVO

Los flujos de efectivos representan las entradas menos las salidas de dinero que genera el proyecto, durante el tiempo de vida de este.

Figura 19 Representación del flujo de efectivo.



Fuente. JAUREGUI, Juan y GALVIS, Silvia. Evaluación técnica y económica de la aplicación del método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2011. p. 11

6.2.1 Cálculo del Flujo de Efectivo para el proyecto.

De la anterior tabla se observa el flujo de efectivo para este proyecto en el cual la inversión inicial está dada por el costo de la implementación del diseño tipo horno, los ingresos están asociados a la venta del crudo producido en una muestra de pozos y va asociado al precio de este, para este caso sería el ahorro que tiene la implantación del diseño propuesto con respecto al método que usa convencionalmente. A su vez el proyecto está sujeto a unos impuestos que son las regalías y a un costo de mantenimiento que para este caso se tomará anualmente.

6.3 VIABILIDAD DEL PROYECTO

Una vez determinadas la inversión neta o inicial y los flujos de efectivo periódicos esperados por el proyecto, se evalúa la viabilidad de este para lo cual se cuenta con diferentes criterios que determinan si el proyecto es conveniente o se debe rechazar desde el punto de vista financiero.

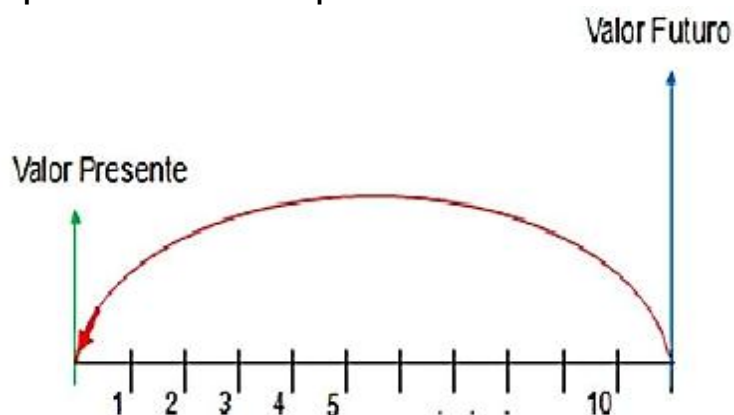
El análisis financiero del proyecto puede ser realizado mediante diferentes métodos entre los cuales por su efectividad y facilidad de aplicación sobresalen: el valor presente neto (VPN), las tasas de rendimiento económico (tasa interna de retorno, "TIR" y la tasa promedio de retorno "TPR") y el tiempo de recuperación de la inversión o payback time. Para este caso se usará el VPN para determinar la viabilidad de la instalación del diseño tipo horno en Campo Escuela Colorado.

6.3.1 Valor presente neto (VPN)

El valor presente neto (VPN), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros (**Figura 19**). El método consiste en calcular el valor presente (VP) del flujo de ingresos que se espera genere el proyecto, menos el costo asociado de llevarlo a cabo y que se asume se paga al inicio del proyecto. Este método, además descuenta una determinada tasa o tipo de interés igual para todo el periodo considerado.

Dado el flujo de caja de un proyecto o alternativa de inversión, se define el valor presente (VP) como la forma de valorar todos los recursos económicos gastados y generados a lo largo de la vida útil de un proyecto, de comparar los costos y beneficios actuales con los futuros. Los factores que deben tenerse en cuenta al calcular el valor presente de un proyecto son: la vida útil del proyecto, el flujo de caja, es decir el valor presente de los ingresos y egresos en el tiempo, valor comercial o ingreso que se obtiene al final de la vida útil del proyecto y una tasa de descuento o tasa de oportunidad, la cual puede ser constante o variable, ya que en esta tasa está presente de alguna manera, el factor de riesgo y el de liquidez.

Figura 20 Representación del valor presente



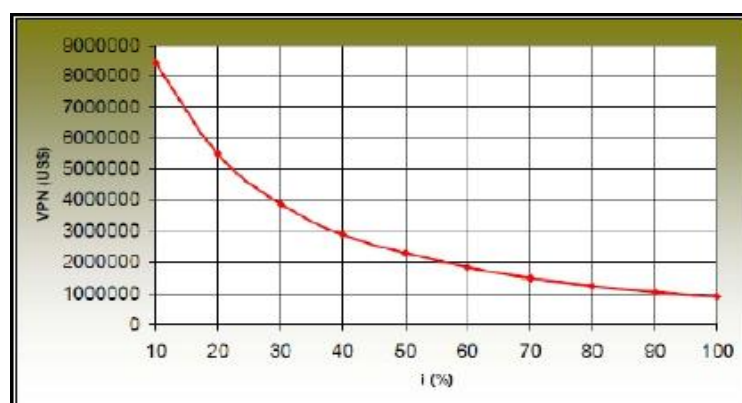
Fuente: JAUREGUI, Juan y GALVIS, Silvia. Evaluación técnica y económica de la aplicación del método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2011. p. 123

La ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto es igual a ingresos menos egresos generados en el desarrollo del proyecto. Los egresos se toman como valor negativo ya que representan los desembolsos de dinero. N, es el número de periodos considerados (el primer periodo lleva el número 0, no el 1).

El interés está representado por i , que es igual a la tasa a la que está invertido un capital en unidad de tiempo. Entre menor es la tasa de interés mayor es el valor presente neto y así, entre mayor es este, más conveniente será el proyecto para la inversión **(Figura 20 y 21)**. La aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice.

Cuando el valor presente neto es positivo, el proyecto es viable ya que cubre la Inversión y genera beneficios adicionales. Cuando el valor presente neto es Negativo, el proyecto debe rechazarse ya que los beneficios esperados no cubren la inversión inicial. Cuando el valor presente neto es igual a cero es indiferente aceptar o no el proyecto.

Figura 21: Comportamiento del VPN en relación a la tasa de interés.



Fuente: JAUREGUI, Juan y GALVIS, Silvia. Evaluación técnica y económica de la aplicación del método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2011. p. 125.

6.3.2 Tasa interna de retorno (TIR)

El TIR es un método que considera el valor del dinero, en la cual el valor presente neto de un proyecto es igual a cero, es decir, la tasa que equilibra el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos. El cálculo del TIR se lleva a cabo hallando la tasa de interés, en la cual la suma del valor presente de los flujos de caja, es igual a la inversión inicial. La ecuación que lo representa es: Ecuación para cálculo del TIR;

Ecuación 40.

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{\text{flujo de Caja}}{[1 + i]^n}$$

Donde C = inversión inicial.

La tasa interna de retorno es utilizada con frecuencia en la evaluación de alternativas de inversión. El criterio para la aplicación del TIR en la selección de alternativas es: si el TIR es mayor que el proyecto se acepta, si el TIR es menor que el proyecto se rechaza y si el TIR es igual a el proyecto es indiferente, siendola tasa de oportunidad del inversionista, que es una tasa netamente personal o individual, que depende exclusivamente de la persona o entidad inversionista y no del flujo de caja de la inversión.

6.3.3 Tiempo de recuperación simple o Payback Simple

Es el tiempo que se necesita para recuperar el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto. Este método, considera los flujos de efectivo sin tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo; por lo tanto, considera erróneamente, el hecho de que un dólar hoy vale igual que un dólar el día de mañana.

Metodología de cálculo del tiempo de recuperación simple, consiste en comparar directamente los flujos de efectivo operativos netos generados por el negocio o proyecto, con la inversión neta, para determinar el periodo (número de años, meses, semanas o días) que se requiere para que los ingresos, sean igual al dinero que se invirtió para iniciar y mantener operando este.

Si el empresario se encuentra analizando un negocio o proyecto en forma aislada o independiente, es decir, sin considerar otros posibles simultáneamente, el criterio de decisión que debe seguirse es el siguiente: se acepta, si el tiempo de recuperación simple es menor que la vida económica del proyecto, esto significa que el dinero invertido en el negocio va a ser completamente recuperado antes que termine la vida económica del mismo. La ecuación que nos sirve para determinar el tiempo de recuperación simple o *payback simple* es la siguiente:

Ecuación de *Payback simple* 24,

$$\textit{Payback Simple} = \frac{\textit{Inversión inicial}}{\textit{Flujo de efectivo anual}}$$

El criterio de tiempo de recuperación simple, presenta ventajas como, el hecho de que es un método fácil de calcular, y da una medida (en tiempo) del riesgo del negocio o proyecto; pero presenta una gran desventaja, que es el hecho de no considerar el valor del dinero en el tiempo.

6.4 EVALUACIÓN DEL PROYECTO

La viabilidad financiera de la instalación del diseño de horno en CEC vs el método convencional “remoción con solventes” se determinara teniendo las siguientes consideraciones:

1. Para la evaluación del proyecto Se tomara los flujos efectivos del 23 % del total de los pozos en actividad **Tabla 10**. Se tomaron 6 pozos (COL-24, COL-37, COL-76, COL-33, COL-35,y COL-75) se tomara de ellos la suma de los totales de sus flujos efectivos (ingresos y egresos a tiempo de 2 años).

Tabla 10 Muestra de pozos tomada para análisis financiero

Pozos activos	Porcentaje	Pozos para evaluación financiera
26	23%	6

Fuente: Los autores

2. Para determinar la cantidad de tuberías a tratar se tomó como numero promedio una profundidad de 4000 ft que equivaldría a 112 juntas para tubos de 35,71 ft.

En campo escuela colorado se hacen campañas de mantenimiento preventivo cada 6 meses, se estudia el comportamiento del caudal de los pozos y aquellos que muestren un descenso considerable en el caudal son candidatos a intervenir. Los ingenieros estiman que un 30% **Tabla 11**, las tubos están taponadas por solidos parafinicos y de las tuberías que resultan taponadas el 5% no se puede recuperar debido a la mala integridad del tubo, y el 23% no se puede recuperar por el método convencional. **Tabla 12**

Tabla 11. Muestra de tuberías tomadas para análisis financiero.

# de pozos	% de taponamiento	# de juntas	Total de tubería
6	30%	112	201

Fuente: Los autores.

Tabla 12 Escenarios propuestos para recuperación de tubería.

Escenario	% tubos	Cantidad de tubos
Tubos totalmente dañados.	5%	11
Tubos que no se pueden recuperar por remoción con solventes convencionales.	23%	46
Tubos que se recupera por los dos métodos de remoción.	72%	144

Fuente: Los autores.

Por tanto los datos a utilizar para la viabilidad financiera son los siguientes:

- 11 tubos están totalmente dañadas.
- 46 tubos no se pueden recuperar por remoción con solventes convencionales.
- 144 Tubos que se recupera por los dos métodos de remoción.

6.4.1 Análisis financiero de la implementación de diseño de horno en CEC

La evaluación financiera del proyecto se realizará mediante el análisis del VPN el cual nos indica si el proyecto está generando ganancias o no, de la TIR que se usa para determinar si el proyecto es rentable o no para el inversionista y del Pay back para conocer en cuanto tiempo se recupera la inversión inicial de este.

Para esto se necesita conocer la vida del proyecto, que para este caso son dos años y según información suministrada por el C.E.C, la tasa de oportunidad para este es del 16 % E.A, pero como los flujos de caja serán mes a mes, se toma la

tasa Mensual que es igual al 1,2445%. Otro costo que se debe conocer es el de la producción del Campo Escuela Colorado, el cual se referencia a continuación y está basado en el trabajo de grado titulado “Estudio de Factibilidad del Uso del Aceite Liviano de Ciclo para el Control de Parafinas en el Campo Colorado.”

6.4.1.1 Costos generales

Tabla 13. Costos de producción Campo Escuela Colorado.

CONCEPTO	USD/Bbl (2012)	USD/Bbl (2013)
Precio Neto del Crudo C.E.C	82	84,4
Impuesto de Renta	27,88	28,696
Regalías	6,56	6,752
Lifting Cost	4	4
Costo de Transporte	2	2
Factor de ECOPETROL	4,1	4,98
Margen	37,46	37,972

Fuente. SÁNCHEZ, Ilse y GUTIÉRREZ, Henry. “Estudio de Factibilidad del Uso del Aceite Liviano de Ciclo para el Control de Parafinas en el Campo Colorado. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2010. Modificada

Tabla 14 Costos base para la instalación del diseño de horno a tiempo de 2 años

Estado de costos				
	Año 0	Año 1	Año 2	
CONCEPTO				
Costos de suministro				
compra de horno	\$ 13.982,59	\$ 265,83	\$ 279,12	
Adecuación y montaje	\$ 1.366,18	\$ -	\$ -	
Total	\$ 15.348,77	\$ 265,83	\$ 279,12	
COSTO DE MANO DE OBRA				
Operadores	\$ 3.030,45	\$ 1.271,72	\$ 1.322,59	
Total	\$ 3.030,45	\$ 1.271,72	\$ 1.322,59	
COSTO INDIFERENTES A FUNCIONAMIENTO				
Depreciación	\$ 1.398,26	\$ 1.398,26	\$ 1.398,26	
Mantenimiento	\$ -	\$ 629,22	\$ 559,30	
Transporte	\$ 1.329,14	\$ -	\$ -	
Total	\$ 2.727,40	\$ 2.027,48	\$ 1.957,56	
Total costos	\$ 21.106,62	\$ 3.565,03	\$ 3.559,28	\$ 28.230,93

Fuente: Los autores

6.4.1.2 Costos base para Remoción con solvente.

Para determinar la viabilidad financiera de la aplicación del sistema se compararán dos escenarios, uno que corresponde a la producción del pozo sin la implementación del sistema y el otro con la implementación de este, en ambos casos se tiene una declinación en la producción correspondiente al 12% anual, que corresponde a una declinación mensual del 1%. Esta información se obtiene del análisis de curvas de producción de los pozos activos del campo y la cual es suministrada por el área de producción del mismo.

Tabla 15 Flujo de efectivo y VPN (Remoción convencional)

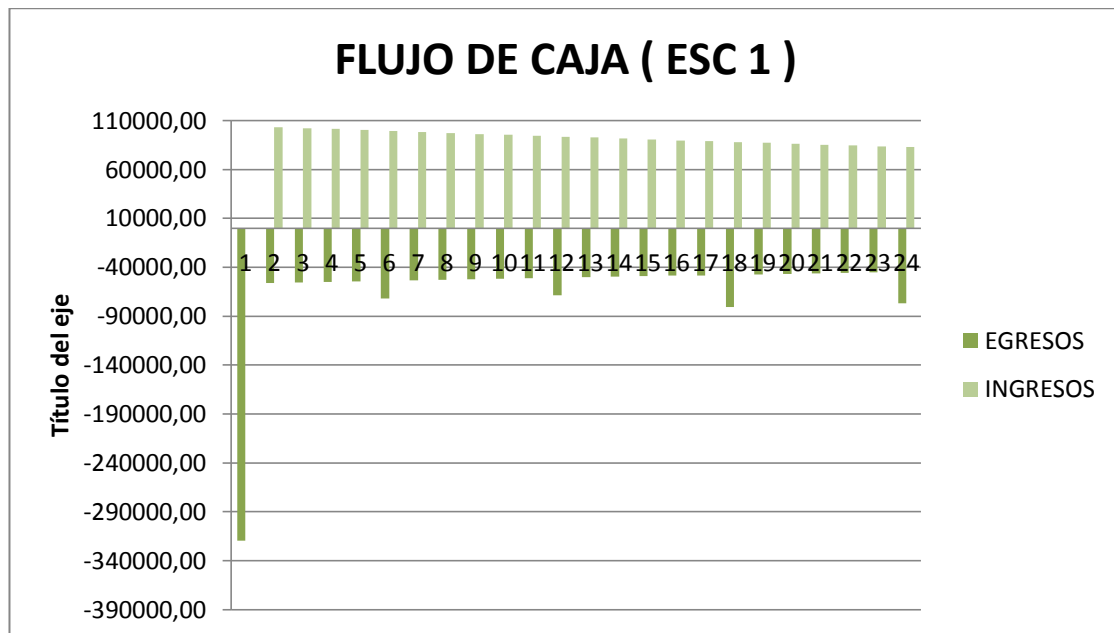
MES	EGRESOS (\$US)	INGRESOS (\$US)	INGRESOS DE FLUJO DE EFECTIVO (\$US)
0	319708,00	0,00	-319708,00
1	56120,40	103320,00	47199,60
2	55559,30	102286,80	46727,50
3	55003,60	101264,00	46260,40
4	54453,60	100251,20	45797,60
5	71687,10	99248,80	27561,70
6	53370,00	98256,20	44886,20
7	52836,30	97273,70	44437,40
8	52307,90	96301,10	43993,20
9	51784,90	95337,90	43553,00
10	51267,00	94384,50	43117,50
11	68532,20	93440,80	24908,60
12	50246,70	92506,40	42259,70
13	49744,20	91581,30	41837,10
14	49246,80	90665,40	41418,60
15	48754,30	89758,90	41004,60
16	48266,80	88861,20	40594,40
17	80897,20	87972,60	7075,40
18	47306,30	87092,90	39786,60
19	46833,20	86221,90	39388,70
20	46364,90	85359,70	38994,80
21	45901,20	84506,10	38604,90
22	45442,30	83661,20	38218,90
23	76700,00	82824,40	6124,40
		VPN	\$ 439106,68

Fuente: Los Autores

Para el **escenario 1** (Remoción convencional) solo se analiza el VPN ya que no se tiene ninguna inversión no se calcula la TIR y el Payback.

Los ingresos fueron calculados tomando la producción que se tiene en este momento en el C.E.C, considerando la declinación mensual mencionada anteriormente, esto multiplicado por el precio del crudo que para el Campo Escuela Colorado es de USD 82, variando anualmente como se mostró en la **tabla 13**. Los egresos se consideran teniendo en cuenta la producción multiplicada por los costos que implica producir un barril de crudo en el C.E.C y los correspondientes impuestos, hay que destacar en el escenario 1 los periodos 5, 11, 17, 23 tienen un cambio grande en el comportamiento de los egresos debido a que se le está sumando el costo adicional de la compra de la tubería en mal estado y costo del solvente que se inyecta en todos los pozos y se gasta 1 tambor/ 6 meses para 6 pozos.

Figura 22 Flujo de caja (escenario1)



Fuente: los autores

Para el **escenario 2** los ingresos y los egresos se calcularon a partir de los costos que genera la implementación del diseño de horno, En la **Tabla 17**. Se muestra el flujo de caja para este escenario.

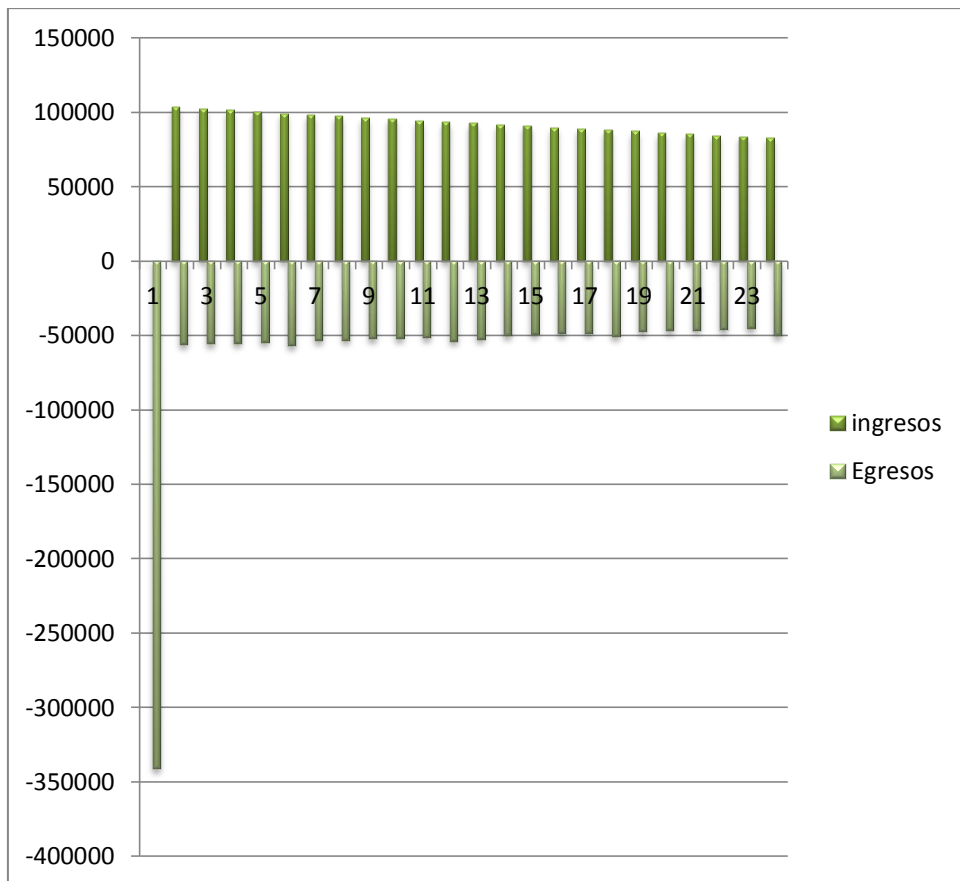
Tabla 16 Flujo de efectivo y VPN (instalación del diseño de horno)

MES	EGRESOS (\$US)	INGRESOS(\$US)	INGRESOS DE FLUJO DE EFECTIVO
0	340814,62	0,00	-340814,62
1	56120,40	103320,00	47199,60
2	55559,30	102286,80	46727,50
3	55003,60	101264,00	46260,40
4	54453,60	100251,20	45797,60
5	56572,10	99248,80	42676,70
6	53370,00	98256,20	44886,20
7	52836,30	97273,70	44437,40
8	52307,90	96301,10	43993,20
9	51784,90	95337,90	43553,00
10	51267,00	94384,50	43117,50
11	53417,20	93440,80	40023,60
12	52413,47	92506,40	40092,93
13	49744,20	91581,30	41837,10
14	49246,80	90665,40	41418,60
15	48754,30	89758,90	41004,60
16	48266,80	88861,20	40594,40
17	50447,10	87972,60	37525,50
18	47306,30	87092,90	39786,60
19	46833,20	86221,90	39388,70
20	46364,90	85359,70	38994,80
21	45901,20	84506,10	38604,90
22	45442,30	83661,20	38218,90
23	49811,92	82824,40	33012,48
		VPN	\$ 487833,63

Fuente: los autores.

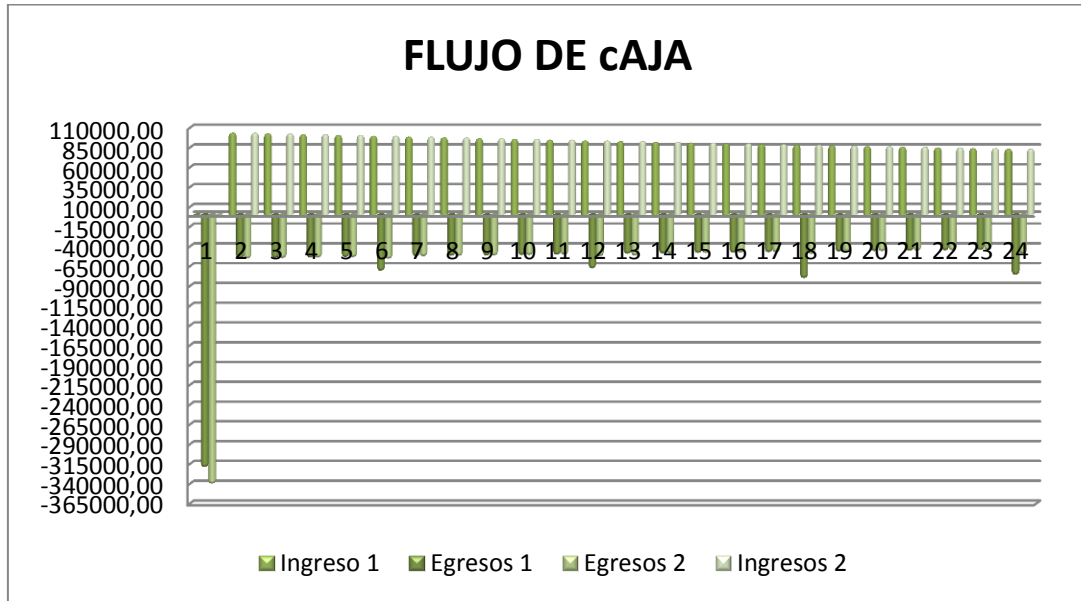
Para el escenario 2 los ingresos y los egresos se calculan a partir del costo de la instalación del diseño de horno.

Figura 23 Flujo de caja (2 escenario)



En la **Tabla 18** se muestra el flujo de caja para los dos escenarios y se puede evidenciar la inversión en el periodo Cero como un egreso bastante alto y otro punto que sobresale es en los periodos 5, 11, 17, y 23 donde se incluye el costo de mantenimiento.

Figura 24. Comparativo flujo de caja de 2 escenarios



Fuente: Los Autores

En la figura 25 se puede ver que los egresos inicialmente para el escenario 2 son mayores que los egresos del escenario 1 por la inversión inicial que amerita el montaje de horno en las instalaciones del CEC pero se ve que cada 6 meses el escenario 1 tiene un egreso mayor que el escenario 2 que es equivalente a el costo del solvente químico y finalmente esta termina siendo mayor que la inversión inicial por el montaje del horno.

La inversión inicial para la implementación del sistema diseño de horno es de \$21.106,62 con el flujo de efectivo se calcula el VPN de esta, que es de \$ 487.873, 63 lo que nos indica que genera ganancias y a su vez la TIR es mayor a la tasa de oportunidad del campo por lo que se hace atractiva la implementación del proyecto. Y por otro lado la inversión se recupera entre el segundo y tercer mes de implementación.

Tabla 17. Comparativo flujo de caja de los dos escenarios

MES	EGRESOS (\$US)	INGRESOS (\$US)	INGRESOS DE FLUJO DE EFECTIVO (\$US)
0	340814,62	0,00	-340814,62
1	56120,40	103320,00	47199,60
2	55559,30	102286,80	46727,50
3	55003,60	101264,00	46260,40
4	54453,60	100251,20	45797,60
5	56572,10	99248,80	42676,70
6	53370,00	98256,20	44886,20
7	52836,30	97273,70	44437,40
8	52307,90	96301,10	43993,20
9	51784,90	95337,90	43553,00
10	51267,00	94384,50	43117,50
11	53417,20	93440,80	40023,60
12	52413,47	92506,40	40092,93
13	49744,20	91581,30	41837,10
14	49246,80	90665,40	41418,60
15	48754,30	89758,90	41004,60
16	48266,80	88861,20	40594,40
17	50447,10	87972,60	37525,50
18	47306,30	87092,90	39786,60
19	46833,20	86221,90	39388,70
20	46364,90	85359,70	38994,80
21	45901,20	84506,10	38604,90
22	45442,30	83661,20	38218,90
23	49811,92	82824,40	33012,48
		VPN	\$ 487833,63
		TIR MENSUAL	12%
		PAY BACK	2,81

Sin embargo para que el análisis financiero sea correcto se debe realizar con el ahorro por la instalación del nuevo equipo, que resulta de comparar los dos escenarios. Para esto se realizó la diferencia de los flujos de efectivo correspondientes a los dos escenarios y con este nuevo flujo de efectivo, el cual corresponde al ahorro alcanzado con la implementación del sistema.

Tabla 18. Comparativo flujo de caja de los dos escenarios (Diferida de ahorro).

MES	Método convencional (\$US)	Instalación de diseño de horno (\$US)	Instalación horno-Método convencional (\$US)
0	-319708,00	-340814,62	-21106,62
1	47199,60	47199,6	0,00
2	46727,50	46727,5	0,00
3	46260,40	46260,4	0,00
4	45797,60	45797,6	0,00
5	27561,70	42676,7	15115,00
6	44886,20	44886,2	0,00
7	44437,40	44437,4	0,00
8	43993,20	43993,2	0,00
9	43553,00	43553	0,00
10	43117,50	43117,5	0,00
11	24908,60	40023,6	15115,00
12	42259,70	40092,9303	-2166,77
13	41837,10	41837,1	0,00
14	41418,60	41418,6	0,00
15	41004,60	41004,6	0,00
16	40594,40	40594,4	0,00
17	7075,40	37525,5	30450,10
18	39786,60	39786,6	0,00
19	39388,70	39388,7	0,00

20	38994,80	38994,8	0,00
21	38604,90	38604,9	0,00
22	38218,90	38218,9	0,00
23	6124,40	33012,4828	26888,08
		VPN	48726,95
		TIR	11%
		Pay back	4,05

Fuente: Los Autores

La inversión inicial para la implementación del sistema diseño de horno es de \$21.106,62 con el diferencial efectivo de flujo de ingresos se calcula el VPN de esta, que es de \$ 48.726,95 lo que nos indica que genera ganancias y a su vez la TIR 11% mensual lo cual es mayor a la tasa de oportunidad del campo 1,2245 por lo que se hace atractiva la implementación del proyecto. Y por otro lado la inversión se recupera en un corto periodo de tiempo aproximadamente entre el cuarto y el quinto mes.

CONCLUSIONES

El estudio teórico y experimental de la transferencia de calor del modelo a escala del dispositivo tipo horno arrojo como resultado una eficiencia de 80,5%, a diferencia el dimensionamiento del diseño a implementar en CEC arrojo una eficiencia de 89,5%; siendo esta un 9% mayor a la anterior debido a que el diseño a implementar en CEC posee mayor masa, por tanto es más el tiempo requerido para enfriarse lo que hace que el calor se conserve más.

El análisis financiero se implementó solo para 6 pozos, de los 26 pozos activos que tiene CEC, esta proyecta a 2 años que con la implementación del diseño de horno en las instalaciones de CEC me equivaldría al día de hoy una ganancia de \$ 487.833,63 a diferencia de seguir implementando el métodos convencional que me proyecta a 2 años una ganancia \$ 439.106,68 lo que indica que a término de hoy con la implementación de diseño de horno en CEC dejaría de gastar \$48726,95.

CEC normalmente tiene en actividad 26 pozos y para el análisis financiero solo se tomó 6 de ellos como muestra, lo que indica que el diseño tiene un mayor rango de aplicación y por tanto la disminución de costos por su implementación puede aumentar en un rango considerable.

Las rentabilidad de un proyecto se mide con respecto a la diferida de ganancias que se obtuvieron por la implementación del proyecto o la diferida de costos que se ahorraron, siendo así la implementación del diseño de horno en CEC arroja una rentabilidad del 11% y el Pay Back dio 4,05 lo que indica que se pagaría alrededor de los 4 o 5 meses.

La implementación del diseño de horno en CEC es muy conveniente porque además de disminuir costos por compra de tubería, no es tan perjudicial con el ambiente porque las reacciones de combustión que ocurren en el no superan emisiones de 50200 Lb/día de CO_2 ó 53130 de CO y evitaría la utilización de solventes que son dañinos tanto para el medio ambiente como para los seres vivos incluyendo el ser humano.

El diseño tuvo en cuenta que para implementar el horno en CEC se debe cumplirse unos estándares ambientales en los que se tienen en cuenta la norma UL 142 Y NFPA 30 que rige la construcción de diques de contención para derrames.

RECOMENDACIONES

Algunas innovaciones a implementar al diseño de horno pueden ser un enchaquetado aislante que permita obtener el mismo resultado con menor consumo y por tanto aumentando la eficiencia del horno, un sistema de ignición eléctrico que disminuya en un grado menor el riesgo por el manejo del horno, una chimenea que permita un único camino a los gases de combustión que emite el horno.

Los hornos son instrumentos clase I clasificación 2 por tanto es necesario que se tenga en el lugar de trabajo un medidor de gases como medida de control, además que el personal operador del dispositivo tenga la capacitación pertinente al caso.

El diseño de horno desparafinador es un dispositivo que se puede aplicar para el mantenimiento de las tuberías CEC y por analogías se podría decir que campos cercanos presentan problemas de cristalización de sólidos orgánicos por tanto se sugiere implementar esta operación como un servicio adicional que preste el campo.

La instrumentación del diseño a instalar en CEC es un aspecto importante a tener en cuenta respecto manejo de control del proceso debido a que se alcanzan altas temperaturas y presiones y la planeación del mismo

Para la implementación y montaje del diseño de horno a instalar en CEC se recomienda utilizar como fuente de gas combustible el GN que se produce en CEC.

Un estudio ergonómico de la máquina y su manipulación es una buena opción para implementar nuevas innovaciones al diseño.

BIBLIOGRAFICA

1. Alayon, Mario. ASFALTENOS, Ocurrencia y Floculación [En línea]. En: CUADERNO FIRPS369-PP, MODULO DE ENSEÑANZA EN FENÓMENOS INTERFACIALES. Mérida, Venezuela. 2004. Disponible en Internet: http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP_Asfaltenos.pdf
2. Ariza Emiliano, Tesis de maestría “Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo de campo colorado”, Universidad Industrial de Santander, Tesis de Maestría, Escuela Ingeniería de Petróleos, Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Bucaramanga 2008.
3. Barajas Fabian Y, “Diseño y construcción de un gasificador para el aprovechamiento energético de la biomasa residual forestal de la universidad industrial de Santander, tesis de grado, escuela ingeniería de mecánica, facultad de ingenierías físico-mecánica, Bucaramanga 2013.
4. BOER, R. B. “Screening of Crude Oils for Asphalt Precipitation: Theory, Practice, and the Selection of Inhibitors”. Sociedad de Ingenieros de Petróleo de AIME (SPE). Número SPE 24987. Cannes, Francia: 1.992.
5. Delgado José. ASFALTENOS, Composición, agregación y precipitación [En línea]. En: CUADERNO FIRPS369-A MÓDULO DE ENSEÑANZA EN FENÓMENOS INTERFACIALES. Mérida, Venezuela. 2006. Disponible en Internet: http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369A_Asfaltenos.pdf
6. Jauregui Juan P, “Evaluación técnica y económica de la aplicación del método de multifásico en campos marginales de petróleo”. Universidad Industrial de Santander, Tesis de grado, Escuela Ingeniería de Petróleos, Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Bucaramanga 2011.

7. Leontaritis, K.J., U. of Illinois. "Asphaltene Deposition: A Comprehensive Description of Problem Manifestations and Modeling Approaches".SPE 18892. Oklahoma: 1.989.
8. Time Rune W, "Flow assurance and multiphase flow part II", Department of petroleum engineering, University of Stavanger, Mayo 31 de 2011.
9. Vera Romero I, Análisis preliminar de transferencia de calor de una estufa Lorena. Posgrado de ingeniería, energía, universidad nacional autónoma de México, septiembre 22 de 2010.
3. 10. Wang, K.S., Wu, C.H., Creek, J.E, Shuler, P.J., and Tang, Y.C.: "Evaluation of Effects of Selected Wax Inhibitors on Paraffin Deposition," Petroleum Science and Technology, Vol. 21, Nos. 3 & 4 (2003).
10. Weingarten., J.S. and Euchner, J.A, "Methods for predicting Wax Precipitation and Deposition," Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition (1986)

ANEXOS

Anexo A. Cromatografía de GN DE CEC

	ANÁLISIS DE MUESTRA DE GAS NATURAL C12+		
	SERVICIOS DE LABORATORIO Y PLANTAS PILOTO LABORATORIO DE CROMATOGRAFÍA		
UST-UST-F-002	Elaborado 31/10/2011	Versión 3	




ONAC
AFILIADO ICHBEC 1709 2005
GLAB003

1. INFORMACIÓN GENERAL	
Consecutivo informe –UST y/o /SCCPL/submission	10000048 ID0112 T67 12 0023-1 Submission 100117899
Responsable de Laboratorio	MARIBEL CASTAÑEDA R.
Fecha de Recepción muestras	29/02/2012
Fecha/rango de fechas de Ejecución de análisis	Febrero 29 a Marzo 2 de 2012
Fecha generación del Informe	Marzo 2 de 2012

2. INFORMACIÓN DEL CLIENTE	
Cliente	<input type="radio"/> Interno <input type="radio"/> ICP <input checked="" type="radio"/> Distrito <input type="radio"/> ECP <input type="radio"/> Tercero
Nombre del Proyecto/Servicio	UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
Nombre del Contacto	Ing. Carlos Julio Monsalve M.
Dirección	Carrera. 27 Calle 9 Bucaramanga
Teléfono	6 342247 / 3208013073
Correo Electrónico	camposescuela1@uis.edu.co

3. CERTIFICACION Y ACREDITACION
<p>El Instituto Colombiano del Petróleo ICP-Ecopetrol S.A., se encuentra certificado por el ICONTEC conforme a las normas NTC-ISO 9001:2008 y NTC-GP 1000:2009, mediante los Certificados SC 5410-1 y GP-044-1 del 5 de Julio de 2011, donde se renueva la certificación que aplica entre otras, a las actividades desarrolladas en los laboratorios de ensayo.</p> <p>Laboratorio Cromatografía acreditado por ONAC con acreditación código 09-LAB-003 del 16 de Febrero de 2010.</p> <p>Cualquier desviación de los procedimientos estándares será descrita en el informe anexo.</p>
<p style="font-size: x-small;">Los datos aquí reportados corresponden únicamente a la(s) muestra(s) analizada(s) y no pueden ser reproducidos en forma parcial. En caso de queja o reclamo favor dirigirse en comunicación escrita a quien firma el informe y establecer comunicación con nuestro Contact Center Corporativo a la línea gratuita 01 8000 918418 o Ext. 45000 o Email: quejasysoluciones@ecopetrol.com.co / atención.clientes.icp@ecopetrol.com.co</p>

1/4

	ANALISIS DE MUESTRA DE GAS NATURAL C12+		
	SERVICIOS DE LABORATORIO Y PLANTAS PILOTO LABORATORIO DE CROMATOGRAFIA		
	UST-UST-F-002	Elaborado 31/10/2011	Versión 3

4. INFORMACION EXPERIMENTAL Y/O METODOLOGIA EMPLEADA

4.1 ANALISIS DE LABORATORIO

Los análisis se realizaron siguiendo las especificaciones de los Procedimientos Técnicos del Laboratorio de Cromatografía, basados en las normas descritas en la Tabla N°1.

Tabla N° 1. Normas Técnicas Usadas

NOMBRE DEL ANÁLISIS	PROCEDIMIENTO TECNICO
ANALISIS DE GAS NATURAL C12+	NORMA GPA 2286-95

4.2 TRATAMIENTO DE LA MUESTRA

Las muestras de gas se recibieron en recipiente metálico y fueron tomadas por personal del área de muestreo del I.C.P en el sitio definido por el cliente. Para su análisis, se siguió el método estándar GPA 2286 para cuantificar los componentes presentes hasta C12+ y algunos inertes como dióxido de carbono, nitrógeno y oxígeno, además se calcularon las propiedades fisicoquímicas a 60°F y 14.65 psia.

4.3 EQUIPOS USADOS

- Cromatógrafo Agilent 6890 con detector FID-TCD. Software Natural Gas Expert V2

5. RESULTADOS

La Tabla No. 2 muestra el reporte del análisis composicional de las muestras de Gas Natural.

Radicado No: 2-2012-079-1174 Para responder citas

Ecopetrol - CGC ICP

Fecha: Mar 6 2012 9:37AM

Dependencia: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE

SANTANDER

Destino: CARLOS JULIO MONSALVE

Original Folios: 4 Anexos: 0



2-2012-079-1174




ANÁLISIS DE MUESTRA DE GAS NATURAL C12+
SERVICIOS DE LABORATORIO Y PLANTAS PILOTO
LABORATORIO DE CROMATOGRAFÍA

UST-UST-F-002

Elaborado
31/10/2011

Versión 3

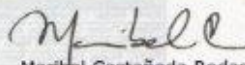
ANÁLISIS DE GAS NATURAL C12+ NORMA GPA 2288				
SUBMISION		200722880	100117899	200722882
SAMPLE ID		200722880	200722881	200722882
WATERFALL TYPE		GA S NA TURAL	GA S NA TURAL	GA S NA TURAL
FECHA DE MUESTREO		28/02/2012 10:15	28/02/2012 10:50	28/02/2012 09:30
IDENTIFIC. MUESTRA		GA S NA TURAL ANULAR POZO COLORADO 35	GA S NA TURAL ANULAR POZO COLORADO 45	GA S NA TURAL SCRUBBER SALIDA A TEA
DESCRIPCION MUESTRA		MIRMO COLORADOS 35 Y 45 (US-ECF)	MIRMO COLORADOS 35 Y 45 (US-ECF)	MIRMO COLORADOS 35 Y 45 (US-ECF)
PRECION MUESTRA		25	25	0
SITIO DE MUESTREO		YARMA	YARMA	YARMA
TEMPERATURA MUESTRA		AMB	AMB	AMB
MUESTRA TOMADA POR		JUAN CARLOS ORTIZ	JUAN CARLOS ORTIZ	JUAN CARLOS ORTIZ
COMPONENTE	UNIDAD	200722880	200722881	200722882
Helio	% Molar	0.2277	0.9312	1.1343
Nitrogeno	% Molar	0.9076	2.5581	3.2016
Dioxido de Carbono	% Molar	0.0595	0.1689	0.1829
Metano	% Molar	75.4838	82.5123	71.3043
Etileno	% Molar	9.0101	12.9251	9.2425
Propano	% Molar	8.5198	9.0561	8.422
n-Butano	% Molar	1.4862	1.0067	1.54
n-Pentano	% Molar	2.4653	3.3909	2.8778
Neo-Pentano	% Molar	0.0355	0.0523	0.0445
i-Pentano	% Molar	0.7784	1.2060	1.0006
n-Pentano	% Molar	0.7411	1.2487	1.007
2,2-Dimetilbutano	% Molar	0.0177	0.0534	0.0282
Ciclohexano+2,3-Dimetilbut	% Molar	0.0615	0.131	0.091
Isohexano	% Molar	0.2512	0.4544	0.3154
3-Metilpentano	% Molar	0.1143	0.2493	0.1635
n-Hexano	% Molar	0.2608	0.603	0.3643
2,2-Dimetilpentano	% Molar	0.0061	0.0139	0.0079
Metilciclohexano	% Molar	0.09	0.2288	0.1282
Isheptano	% Molar	0.2521	0.1375	0.2633
Benceno	% Molar	0.0399	0.1142	0.0281
3,3-Dimetilpentano	% Molar	0.0048	0.0124	0.006
Ciclohexano	% Molar	0.0720	0.2024	0.0073
2,3-Dimetilpentano	% Molar	0.0175	0.0452	0.0208
3-Metilhexano	% Molar	0.0622	0.1601	0.0712
1,1,3-Dimetilciclohexano	% Molar	0.0147	0.0367	0.0174
3-Isopentano	% Molar	0.015	0.04	0.0173
Isioctano	% Molar	0.0228	0.0611	0.0284
n-Heptano	% Molar	0.1156	0.2915	0.1141
Metilciclohexano	% Molar	0.1215	0.3136	0.1194
1,1,3-Trimetilciclohexano	% Molar	0.0064	0.0142	0.0025
Biciclohexano + 2,5 Dimet	% Molar	0.014	0.0318	0.0124
1,1,3,3-Trimetilciclohexano	% Molar	0.0078	0.0174	0.0086
Tolueno	% Molar	0.0537	0.1416	0.0486
2-Metilheptano	% Molar	0.0591	0.0835	0.0281
1,1,3,3-trimetilciclohexano	% Molar	0.0514	0.1322	0.0444
1,1,3-Dimetilciclohexano	% Molar	0.0101	0.022	0.0076
n-Octano	% Molar	0.0503	0.0824	0.0361
4-1,3-Dimetilciclohexano	% Molar	0.018	0.0343	0.0121
1,4-Dimetilciclohexano	% Molar	0.0094	0.0213	0.0081
Parafinas C9	% Molar	0.0225	0.0411	0.0154
2,3-Dimetilheptano	% Molar	0.003	0.0049	0.0019
o-Xileno	% Molar	0.0109	0.0201	0.0071
Isociclohexano	% Molar	0.0129	0.0233	0.0082
1,1,3-Trimetilciclohexano	% Molar	0.0151	0.0282	0.0091
Bifenileno	% Molar	0.0108	0.0188	0.0065
m,p-Xileno	% Molar	0.0467	0.0825	0.0281
3-Metiloctano	% Molar	0.0085	0.0135	0.0052
n-Nonano	% Molar	0.0214	0.036	0.0158
Metileno	% Molar	0.0274	0.0411	0.0201
Decano	% Molar	0.0077	0.0097	0.0063
Undecano	% Molar	0.0031	0.002	0.0031
Dodecano	% Molar	0.0004	0.0005	0.0005
Miscelaneo	% Molar	0.0004	0.0004	0.0005
PROPIEDADES FÍSICOQUÍMICAS A 60°F Y 14.65 PSIA				
ICHV Poder Calorífico Superior Volum. Ideal	BTU/PC	1374.52	1503.18	1389.59
RGHV Poder Calorífico Superior Volum. Real	BTU/PC	1380.92	1573.69	1376.36
INHV Poder Calorífico Neto Volum. Ideal	BTU/PC	1249.81	1427.02	1246.36
RNVH Poder Calorífico Neto Volum. Real	BTU/PC	1255.51	1430.79	1252.51
Densidad Ideal	Emp/pe3	0.062	0.0679	0.0691
Densidad Real	Emp/pe3	0.0624	0.0685	0.0694
Gravedad Especifica (14.73 psia) Ideal	N/A	0.8053	0.8573	0.8402
GPM Volumen Estimado de Líquidos	ppm			
100% de licuefacción del Propano	Gal/1000 PC	4.345	8.748	4.748
Factor de compresibilidad	N/A	0.9952	0.9932	0.9951
Peso Molecular	N/A	81.2296	33.4054	33.935
Índice de Wobbe	N/A	1531.4985	1597.6178	1494.1609

	ANALISIS DE MUESTRA DE GAS NATURAL C12+	
	SERVICIOS DE LABORATORIO Y PLANTAS PILOTO LABORATORIO DE CROMATOGRAFIA	
UST-UST-F-002	Elaborado 31/10/2011	Versión 3

El resultado del análisis composicional presenta al metano como componente principal y los demás compuestos son hidrocarburos entre C₂ y C₁₂₊, adicionalmente, inorgánicos CO₂, O₂ y N₂.

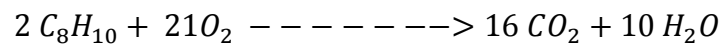
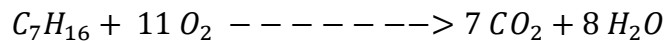
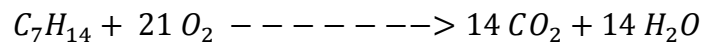
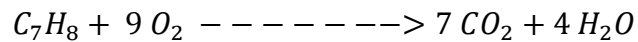
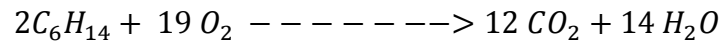
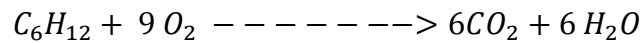
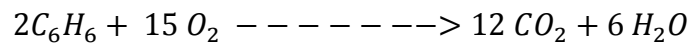
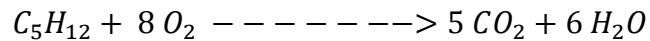
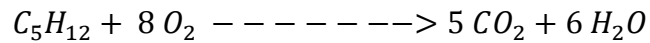
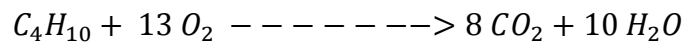
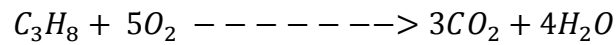
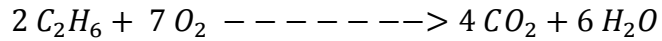
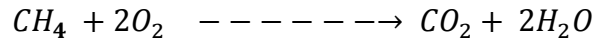
Como propiedades fisicoquímicas calculadas se reportan para cada una de las muestras analizadas: el peso molecular, GPM, BTU Bruto, BTU Neto, gravedad específica, densidad y factor de compresibilidad.

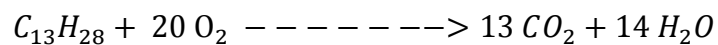
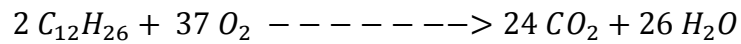
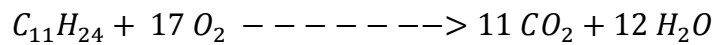
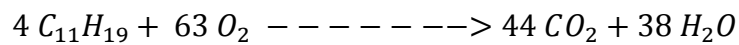
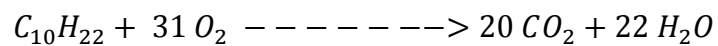
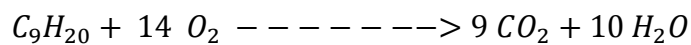
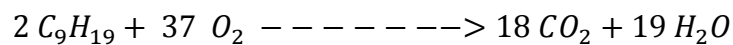
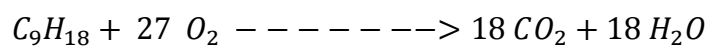
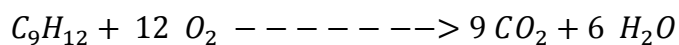
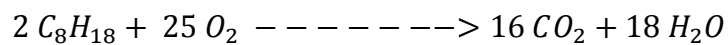
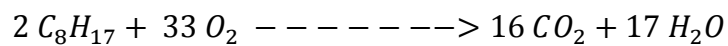
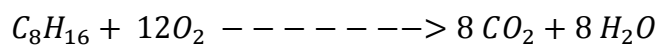
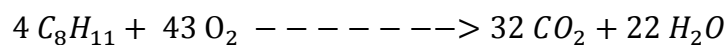
Las constantes para los cálculos fueron tomadas de la norma G.P.A.2145 del 2003 (P=14.696 psia y T=60 °F) a condiciones ideales. Los parámetros volumétricos fueron calculados a P=14.65 psia y T=60 °F.

AUTORIZADO POR
 Maribel Castañeda Rodas Líder Laboratorio de Cromatografía Matrícula Profesional 68254142587STD ECOPETROL S.A.

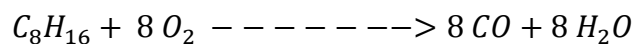
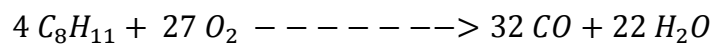
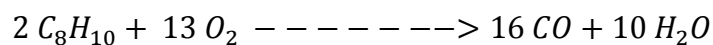
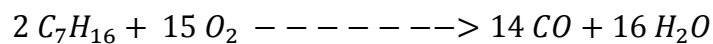
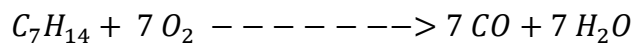
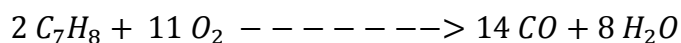
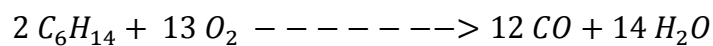
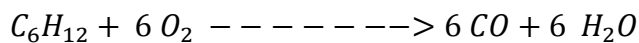
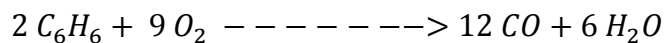
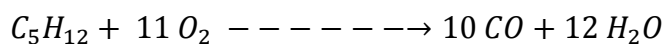
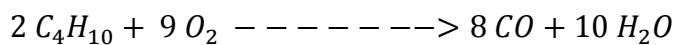
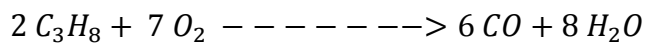
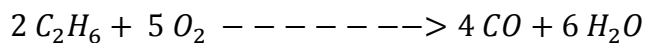
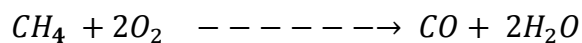
Anexo B. Reacciones de combustión del gas de CEC

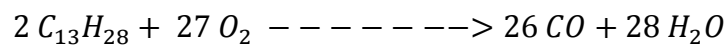
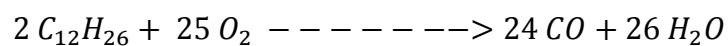
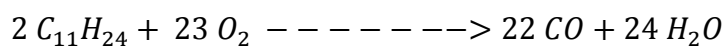
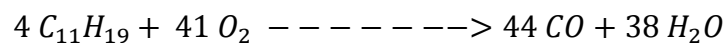
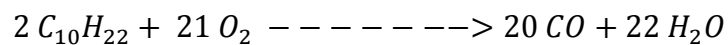
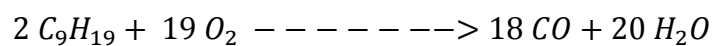
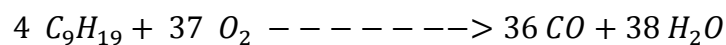
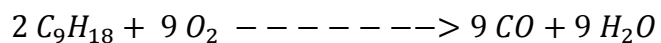
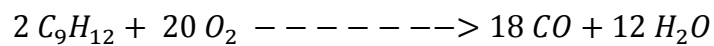
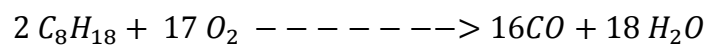
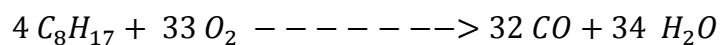
Combustión completa:





Combustión incompleta:

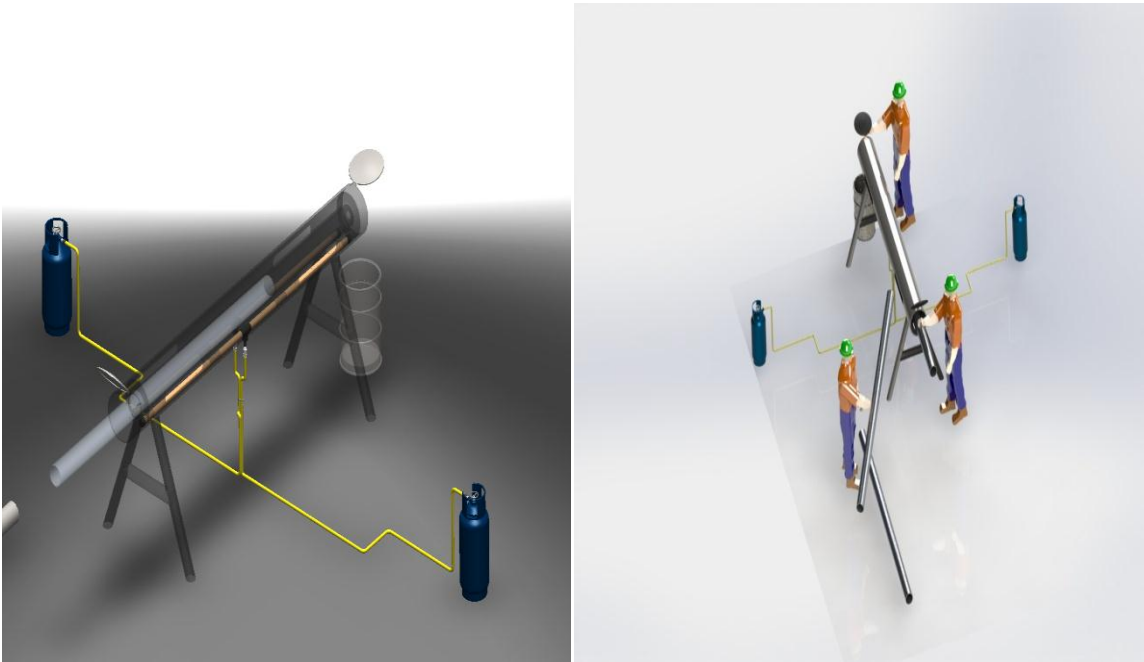
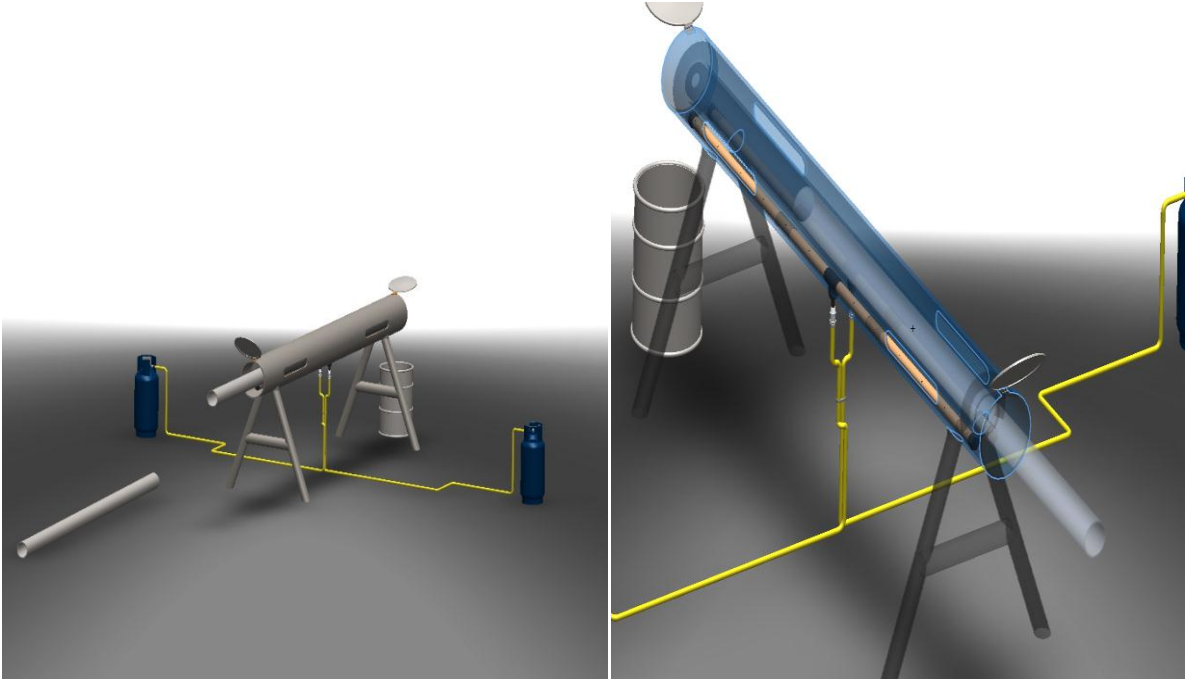




Anexo C. Imágenes modelo escala



Anexo D. Imágenes diseño del modelo a implementa



Anexo E. Facturas de cotización del horno



Tenidos de Líneas Soldadas - Estructuras Metálicas - Desmantelamiento - Pintura de Tubería y Obra Civil
Inspección de Tuberías - Reparación de Válvulas - Soldadura en General

I

BARRANCABERMEJA, 26 DE NOVIEMBRE DE 2012

SEÑORES
CAMPO ESCUELA
COLORADO

Nos permitimos presentarles cotización para la construcción de una caldera para desparafinar tubería de producción; consta de:

Opción 1

1. Un tubo SCH 60 de 20 pulgadas por el metraje que se requieran, (tubo exterior) con acometidas para gas propano tapas en los extremos y ranuras en la parte superior.
2. Tubo interno de 18 pulgadas SCH 60 con patines internamente que permiten el desplazamiento de la tubería.
3. Soportes en tubería de 3" SCH 40 tapas en los extremos del tubo de 20".

Valor total del trabajo opción 1: Un millón quinientos cincuenta mil pesos (\$ 1.550.000) ML (Incluye tubo internos y externo)

Opción 2

1. Un tubo SCH 60 de 20 pulgadas por el metraje que se requieran, (tubo exterior) con acometidas para gas propano tapas en los extremos y ranuras en la parte superior.
2. Tubo interno de 18 pulgadas SCH 60 con patines internamente que permiten el desplazamiento de la tubería.
3. Soportes en tubería de 3" SCH 40 tapas en los extremos del tubo de 20".



4. Aislamiento al tubo exterior (20") en fibra cerámica y aluminio para reducir consumo de gas.

Valor total del trabajo opción 2: Un millón ochocientos cincuenta mil pesos (\$ 1.850.000) ML (incluye tubo interior y exterior).

Se recomienda tubo de 18" y 20" por la capacidad de almacenamiento de tubería parafinada.

Opción 3

Construir la caldera en tubo de 14" y 12" (Teniendo en cuenta que se reduce la cantidad de tubo almacenado);

Y los valores serían:

- a. Sin aislamiento: Un millón trescientos mil pesos (\$ 1.300.000) ML
- b. Aislado: Un millón setecientos mil pesos (\$ 1.700.000) ML

Quedo atento a cualquier inquietud y/o respuesta

Cordialmente,

PEDRO CARDENAS
Representante Legal
Cel: 313 255 88 86