



**UNIVERSIDAD EAN
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS**

**PROPUESTA TÉCNICA
ELABORACIÓN DE LA CURVA DE ABATIMIENTO DE EMISIONES DE CO₂, MEDIANTE EL
ANALISIS DE DISTINTAS SOLUCIONES TÉCNICAS PARA LOS PUNTOS DE CONSUMO
ENERGETICO EN LA PRODUCCIÓN DE PETROLEO EN CAMPOS DE CRUDO PESADO
CON INYECCION DE VAPOR**

**AUTORES
JUAN SEBASTIAN SANCHEZ CELIS
LUIS ARNULFO PINILLA NAJAR**

BOGOTÁ, COLOMBIA

**NOVIEMBRE DE 2021
UNIVERSIDAD EAN
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS**

**PROPUESTA TÉCNICA
ELABORACIÓN DE LA CURVA DE ABATIMIENTO DE EMISIONES DE CO₂, MEDIANTE EL
ANALISIS DE DISTINTAS SOLUCIONES TÉCNICAS PARA LOS PUNTOS DE CONSUMO
ENERGETICO EN LA PRODUCCIÓN DE PETROLEO EN CAMPOS DE CRUDO PESADO
CON INYECCION DE VAPOR**

**JUAN SEBASTIAN SANCHEZ CELIS
LUIS ARNULFO PINILLA NAJAR**

**Trabajo de grado para optar al título de:
Ingeniero en energías**

**Director
Liliana Margarita Meza Buelvas
Ingeniera química**

**Modalidad:
TRABAJO DIRIGIDO**

**BOGOTÁ, COLOMBIA
NOVIEMBRE DE 2021**

Contenido

| | | |
|----------|---|----|
| 1. | DEFINICIÓN DEL PROBLEMA | 8 |
| 2. | OBJETIVOS..... | 10 |
| | OBJETIVO GENERAL..... | 10 |
| | OBJETIVOS ESPECÍFICOS | 10 |
| 3. | JUSTIFICACIÓN | 11 |
| 4. | MARCO TEÓRICO | 13 |
| 4.1. | COMPROMISOS DE SOSTENIBILIDAD..... | 13 |
| 4.1.1. | Objetivos de Desarrollo Sostenible | 13 |
| 4.1.2. | Compromisos Colombia 2030..... | 14 |
| 4.1.3. | Estrategias de ECOPETROL | 16 |
| 4.1.4. | Regulación para la transición energética | 17 |
| 4.1.4.1. | Ley 2099 del 2021 | 18 |
| 4.1.4.2. | Proyectos de resolución Ministerio de Minas y Energías..... | 19 |
| 4.1.5. | Impuesto al carbono | 20 |
| 4.2. | METODOLOGÍAS PARA TOMA DE DECISIONES DE PROYECTOS SOSTENIBLES.. | 21 |
| 4.2.1. | Valor Precio Neto (VPN) | 21 |
| 4.2.2. | Curvas de Costo de Abatimiento de CO ₂ | 22 |
| 4.2.2.1. | Definición curva MAC..... | 22 |
| 4.2.2.2. | Ventajas y Desventajas | 23 |
| 4.2.2.3. | Importancia del abatimiento | 24 |
| 4.2.2.4. | Elaboración de la curva de abatimiento | 24 |
| 4.2.2.5. | Lectura de la curva de abatimiento..... | 27 |
| 4.3. | GENERALIDADES DEL CRUDO PESADO Y DE LA INYECCIÓN DE VAPOR | 29 |
| 4.3.1. | Aspectos generales del petróleo | 29 |
| 4.3.2. | Petróleo Pesado..... | 29 |
| 4.3.3. | Panorama Internacional | 31 |
| 4.3.4. | Panorama Nacional | 33 |
| 4.4. | MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO (EOR)..... | 35 |
| 4.4.1. | Inyección Cíclica de Vapor | 35 |
| 4.4.2. | Inyección Continua de Vapor | 37 |
| 4.4.3. | Consumo Energético para la Inyección de Vapor..... | 38 |

| | | |
|----------|--|----|
| 4.5. | GENERACIÓN DE VAPOR Y MÉTODOS DE PRODUCCIÓN..... | 38 |
| 4.5.1. | Generalidades Generación de Vapor | 38 |
| 4.5.2. | Tipos de Calderas | 39 |
| 4.5.2.1. | Caldera de Combustión | 39 |
| 4.5.2.2. | Calderas de Resistencia Eléctrica | 40 |
| 4.5.2.3. | Calderas Piro tubulares y Acuotubulares..... | 41 |
| 4.5.3. | Consumo Energético | 42 |
| 4.6. | METODOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN EN CAMPOS DE INYECCIÓN DE VAPOR. ... | 44 |
| 4.6.1. | Bombeo mecánico | 44 |
| 4.6.1.1. | Ventajas: | 45 |
| 4.6.1.2. | Desventajas | 45 |
| 4.6.2. | Funcionamiento | 45 |
| 4.6.3. | Consumo Energético | 46 |
| 5. | DESARROLLO DEL PROYECTO..... | 47 |
| 5.1. | CONDICIONES OPERACIONALES EN LOS CAMPOS DEL VMM (BUSINESS AS USUAL)..... | 47 |
| 5.1.1. | Tipos de Calderas utilizadas | 47 |
| 5.1.2. | Combustible | 48 |
| 5.1.3. | Emisiones de CO ₂ | 49 |
| 5.1.4. | Costo..... | 50 |
| 5.1.4.1. | Tipo de bombas para la Producción | 50 |
| 5.1.4.2. | Consumo Energético..... | 50 |
| 6. | ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS..... | 51 |
| 6.1. | SOLUCIONES SOSTENIBLES..... | 51 |
| 6.1.1. | Metodología Uno | 51 |
| 6.1.1.1. | Eficiencia Energética Eléctrica – VFD | 51 |
| 6.1.1.2. | Descripción | 52 |
| 6.1.1.3. | Variadores de Frecuencia | 53 |
| 6.2.1. | Metodología Dos | 54 |
| 6.2.1.1. | Descripción calderas eléctricas | 54 |
| 6.2.1.2. | Consumo calderas eléctricas vs calderas convencionales | 55 |
| 6.2.1.3. | Calderas eléctricas | 55 |
| 6.3.1. | Metodología Tres | 57 |
| 6.3.1.1. | Descripción espejos solares para calentamiento | 57 |

| | |
|--|----|
| 6.3.1. Uso de energía solar para calentamiento | 57 |
| 6.4.1. Compra de Bonos de Carbono (Compensación) | 59 |
| 6.4.1.1. Descripción bonos de carbono | 59 |
| 6.4.1.2. Tipos de bonos de carbono..... | 60 |
| 6.4.1.3. Certificados de reducción de emisiones | 60 |
| 6.4.1.4. Montos asignados anualmente..... | 60 |
| 6.4.1.5. Unidades de reducción de emisiones..... | 60 |
| 7. DESARROLLO CURVA DE ABATIMIENTO | 61 |
| 7.1. Suposiciones y consideraciones..... | 61 |
| 7.2. Tabla de datos y costos..... | 62 |
| 7.3. Desarrollo de la curva..... | 69 |
| 7.4. Análisis de resultados..... | 71 |
| 8. CONCLUSIONES..... | 72 |
| 9. BIBLIOGRAFIA..... | 73 |

Tabla de Figuras.

| | |
|---|----|
| Figura 1. Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) 2012..... | 13 |
| Figura 2. Meta de reducción de dióxido de carbono equivalente (CO ₂ eq) para el 2030..... | 15 |
| Figura 3. Compromiso y plan para lograr cero emisiones netas de carbono en 2050 (ECOPETROL)..... | 17 |
| Figura 4. Curva global de costos de reducción de GEI fuera de los negocios en condiciones normales – 2030..... | 23 |
| Figura 5. Componente vertical y horizontal en una curva de abatimiento..... | 27 |
| Figura 6. Lectura e interpretación Curva de Costo de Abatimiento..... | 28 |
| Figura 7. Viscosidad Vs Temperatura..... | 31 |
| Figura 8. Reservas de petróleo a nivel mundial..... | 32 |
| Figura 9. Potencial de Crudo Pesado en el Mundo..... | 33 |
| Figura 10. Proceso de inyección cíclica de vapor..... | 36 |
| Figura 11. Ciclos producción de la inyección cíclica de vapor..... | 37 |
| Figura 12. Producción continua de vapor..... | 37 |
| Figura 13. Sistema de Generación de vapor..... | 39 |
| Figura 14. Caldera de combustión..... | 40 |
| Figura 15. Caldera Eléctrica..... | 41 |
| Figura 16. Diagrama presión versus temperatura, cambios de estado..... | 43 |
| Figura 17. Sistema de bombeo mecánico..... | 45 |
| Figura 18. Configuración grupo variador de frecuencia y motor..... | 52 |
| Figura 19. Ahorro de potencia activa en la máquina rotativas..... | 53 |
| Figura 20. Estructura interna y principio de funcionamiento calentadores solares..... | 57 |
| Figura 21. Relación consumidores vs empresas medioambientalmente sostenibles..... | 59 |
| Figura 22. Curva de abatimiento bajo las soluciones propuestas..... | 70 |
| | 70 |

Tablas.

| | |
|---|----|
| <i>Tabla 1. Valores de la tarifa por unidad de combustible.</i> | 20 |
| <i>Tabla 2. Ventajas y desventajas de las curvas de abatimiento.</i> | 24 |
| <i>Tabla 3. Clasificación de crudo según su densidad y °API.</i> | 29 |
| <i>Tabla 4. Relación viscosidad densidad según el tipo de crudo.</i> | 30 |
| <i>Tabla 5. Métodos de recobro utilizado por campo petrolífero.</i> | 34 |
| <i>Tabla 6. Diferencia entre Piro tubulares y Acuotubulares.</i> | 41 |
| <i>Tabla 7. Relación de capacidad de los generadores por campo petrolífero.</i> | 47 |
| <i>Tabla 8. Comparación de resultados de uso crudo y emulsión como combustible.</i> | 49 |
| <i>Tabla 9. Factor de emisión por combustible.</i> | 49 |
| <i>Tabla 10. Alternativas presentes en el mercado para variadores de frecuencia.</i> | 54 |
| <i>Tabla 11. Comparativa consumo caldera de vapor eléctrica y caldera de vapor a combustible.</i> | 55 |
| <i>Tabla 12. Alternativas presentes en el mercado para calderas eléctricas.</i> | 56 |
| <i>Tabla 13. Alternativas presentes en el mercado para calentadores solares.</i> | 58 |
| <i>Tabla 14. Análisis económico para la metodología uno.</i> | 62 |
| <i>Tabla 15. Análisis de emisiones de CO₂ para la metodología uno.</i> | 63 |
| <i>Tabla 16. Análisis económico para la metodología dos.</i> | 63 |
| <i>Tabla 17. Análisis de emisiones de CO₂ para la metodología dos.</i> | 66 |
| <i>Tabla 18. Análisis económico para la metodología tres.</i> | 67 |
| <i>Tabla 19. Análisis de emisiones de CO₂ para la metodología tres.</i> | 69 |
| <i>Tabla 20. Parámetros construcción curva de abatimiento.</i> | 69 |
| <i>Tabla 21. Comparativo abatimiento vs costo abatimiento.</i> | 70 |

1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

El gobierno nacional se ha comprometido a reducir sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en un 51% para el año 2030 en un esfuerzo alineado con más metas internacionales del acuerdo de Paris de carbono cero para el año 2050. Ecopetrol en su plan de cero emisiones netas de carbono para 2050, busca reducir en 25% sus emisiones de CO₂ el equivalente a 5-6 Millones de toneladas de este GEI que dejarían de ser emitidos a la atmósfera.

Estas metas constituyen un gran reto técnico en una industria con un alto consumo de combustible para sus procesos, es por ello que nace la necesidad de realizar un análisis en las distintas actividades comerciales de Ecopetrol para encontrar posibles tecnologías que puedan sustituir las actuales, reducir la emisión de GEI sin afectar la calidad de los procesos, la implementación de soluciones técnicas puede ser la estrategia que vaticine el cambio necesario para la industria y así mitigar los efectos adversos que debido a la actividad económica desempeñada se generan de manera considerable hacia el medio ambiente.

Con la necesidad de mejorar la eficiencia en el consumo energético la búsqueda de alternativas técnicas presentan la opción más pertinente frente a la dilapidación de dinero en cada proceso mal gestionado, y obviamente las afecciones directas que causan al medio y entorno en general, y si se quiere ser más extenso, también a las misma infraestructura, reduciendo su vida útil; las soluciones tecnológicas imperan en el medio y a largo plazo representan una inversión y reducción de costos en la industria, además de contribuir en la responsabilidad social y medio ambiental que a ojos del gobierno y la sociedad se debe garantizar, constituyen las metas de desarrollo sostenible.

Algunos campos del Valle Medio del Magdalena cuentan con reservas de crudo pesado cuya viscosidad disminuye el factor de recobro de petróleo, por lo tanto, actualmente se realizan procesos de inyección de vapor para reducir su viscosidad, este vapor es generado mediante un

conjunto de calderas que funcionan con Gas Natural como combustible para luego ser inyectado al yacimiento. Luego de que este cumple su objetivo se pone en producción el pozo mediante bombeo mecánico, proceso que generalmente se realiza mediante motores de combustión interna o eléctricos; o con bombas electro-sumergibles que funcionan cuyo principio de funcionamiento consta de igual manera de un motor eléctrico.

Durante ambos procesos, la inyección y la producción, se generan diversos consumos de energía y en sus diferentes etapas se refleja un consumo energético que una vez se logren caracterizar, pueden ser mitigados con la aplicación de estrategias y recursos tecnológicos que permitan reducir el consumo mediante eficiencia energética o bien con sustituyentes menos contaminantes, que mantengan o mejoren la producción, pero que tengan como premisa fundamental la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

El mundo cada vez exige mayor energía para mantener su crecimiento acelerado, lo que ha llevado a muchas industrias a reinventarse en la forma en la que gestionan sus recursos energéticos y el uso que le dan a los mismos, cumpliendo la demanda de manera responsable en las dimensiones económicas y ambientales, por ende el cambio que la industria del petróleo y el gas está atravesando, está orientado a la exploración de innovaciones tecnológicas, que puedan aportar un factor diferencial al proceso, para dicha labor se cuenta con una herramienta muy útil, la curva de abatimiento que nos permite caracterizar las soluciones en función de la producción (eficiencia) y la cantidad de contaminantes emitidos al medio, esta relación establece un comparativo vital a la hora de tomar decisiones que garanticen la obtención de objetivos de producción y el debido aprovechamiento de la energía con la menor generación de residuos en forma de gases contaminantes.

2. OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Desarrollo de una curva de abatimiento de CO₂ para analizar tecnologías requeridas en la producción y eficiencia, con la metodología de recobro en análisis para disminuir la emisión de GEI en el proceso de inyección y producción en yacimientos de crudo pesado mediante inyección de vapor.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar las generalidades de los actuales mecanismos empleados en la inyección de vapor y producción de crudo pesado en el Valle medio del Magdalena.
- Analizar las distintas soluciones tecnológicas con potencial para reemplazar o aumentar la eficiencia en el proceso de generación de vapor y extracción de crudo pesado.
- Elaborar un modelo de análisis de las bombas de producción comparando con las distintas alternativas que ofrezcan las compañías de servicios.
- Desarrollar la curva de abatimiento de las distintas alternativas anteriormente revisadas.

3. JUSTIFICACIÓN

En la actualidad todas las industrias se encuentran buscando alternativas para mejorar sus procesos manteniendo o mejorando su eficiencia, pero disminuyendo su huella en el medio ambiente. Y para ello es necesario la revisión de las posibles tecnologías que estén desarrolladas o se estén desarrollando para lograr este objetivo y compararlas con los procedimientos o equipos que se utilizan actualmente. Ecopetrol en su compromiso por reducir sus emisiones y como parte de plan de transición energética busca analizar tecnologías emergentes que puedan contribuir con sus esfuerzos.

Por lo anterior, en el marco de encontrar soluciones innovadoras, tecnológicas y sostenibles se desarrollará una investigación para mejorar los procesos en las etapas de consumo de energía en la producción de vapor para la inyección en yacimientos de crudo pesado en el Valle Medio del Magdalena. Actualmente, las calderas para generar vapor utilizan como combustible Gas Natural que si bien es considerado como el combustible de la transición energética este emite GEI y su consumo de gas es bastante alto, combustible que según proyecciones a largo plazo sería necesario de su importación debido a la declinación del potencial de producción de los campos en la Guajira y en los llanos que producen Gas Natural por lo tanto es necesario analizar alternativas de combustible o metodologías para mejorar la eficiencia de la combustión y la transferencia de calor en las calderas.

Finalmente, durante la fase de producción por lo general se utilizan Bombas *Electrical Submersible Pump* (ESP) las cuales utilizan motores AC trifásicos para impulsar una bomba centrífuga de etapas para levantar la columna de fluido hasta la superficie, o Bombeo Mecánico la cual constituye la metodología más utilizada, esta obtiene su energía mediante energía eléctrica o un motor de combustión. Cualquiera sea el método o la bomba usada, constituyen en una cantidad significativa de energía utilizada, lo cual hace importante analizar acciones de

mejora para aumentar la eficiencia, reducir su consumo energético y contribuir al reto de carbono neutral.

Bajo un análisis de la curva de abatimiento, es posible identificar oportunidades de mejora en la calidad de las fuentes energéticas y buscar la sostenibilidad del proceso, considerando aspectos como el diseño, una evaluación del desempeño general y alternativas de mejoramiento tecnológico que promuevan métodos eficientes y menos contaminante, donde entran a jugar un papel preponderante instituciones como la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) y la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), con la expedición de las leyes, como la LEY 1715 del 2014, la LEY 2099 del 2021 ambas leyes decretadas por el Congreso de Colombia y la LEY 2128 del 2021 expedida por la Presidencia de la República, que promueven la implementación de proyectos donde se aproveche de la mejor manera la energía y recursos destinado a una actividad económica.

4. MARCO TEÓRICO

4.1. COMPROMISOS DE SOSTENIBILIDAD.

4.1.1. Objetivos de Desarrollo Sostenible: Para el año 2012 en Río de Janeiro, en el marco de la conferencia sobre desarrollo sostenible celebrada por la Organización de las Naciones Unidas, se tuvo como premisa fundamental, estructurar los objetivos de desarrollo sostenible (ODS), que posteriormente fueron aprobados en el año 2015 durante la cumbre de la COP 21, con la intención de gestar un cambio sin precedentes en diferentes ámbitos dentro de las dimensiones concebidas en el aspecto social, económico y ambiental principalmente, la hoja de ruta establecida para su respectivo cumplimiento se trabajó a partir de 17 áreas, cada una de ellas constituye y establece un objetivo de desarrollo sostenible, con una vigencia que propone un plazo para su cumplimiento de 15 años.

Figura 1. *Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) 2012.*



Nota. Adaptado de *Objetivos de desarrollo sostenible*, del programa de las naciones unidas para el desarrollo, 2012, tomado de *The united Nations*. Dominio Público.

Uno de los ejes centrales que abordan los 17 objetivos de desarrollo sostenible establecidos por la organización de naciones unidas, es mitigar el impacto negativo de algunas

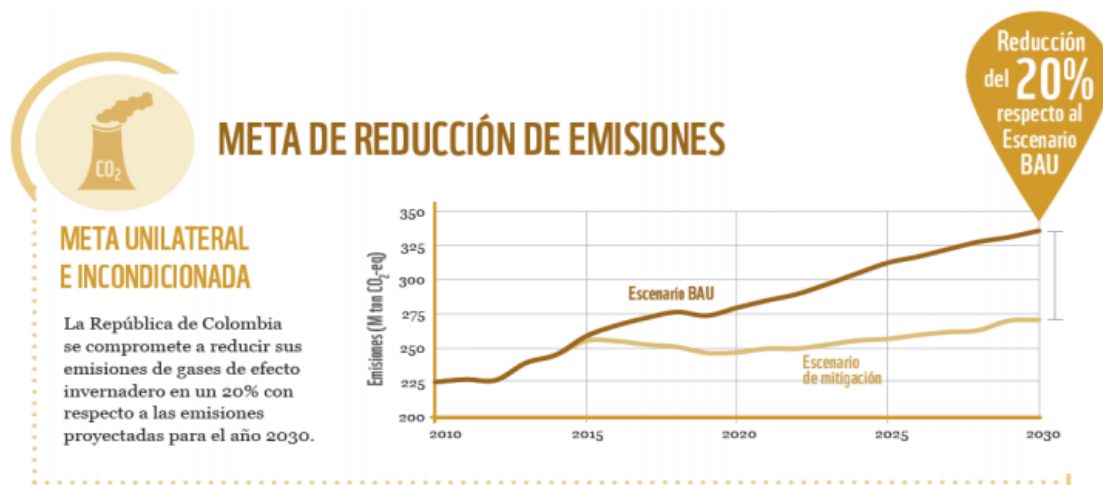
de las actividades humanas que atentan contra la integridad y seguridad medio ambiental, y que directamente contribuyen al avance desmesurado y preocupante del cambio climático; el principal factor a intervenir son las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), aspecto que se relaciona en más de un objetivo de manera explícita, tal como el objetivo número trece (acción por el clima); en los últimos años la presencia de dióxido de carbono (CO₂) en la atmosfera ha alcanzado niveles jamás antes datados, teniendo una incidencia directa en el deshielo de los glaciares y posteriores inundaciones a raíz del incremento de la temperatura terrestre, esta afectación no solo se da en los ecosistemas y los seres vivos que los habitan, sino también y con gran impacto las economías nacionales, nociones suficientes para considerar la emergencia climática como un punto de inflexión, obligando a todos los sectores sociales a tomar medidas al respecto.

4.1.2. Compromisos Colombia 2030: 193 países hacen parte del conjunto de naciones involucradas en el cambio que representa la ejecución de los objetivos de desarrollo sostenible, Colombia como uno de los implicados, y como agente de cambio se ha comprometido a materializar una serie de metas que a través de políticas se podrán articular y así propiciar los cambios esperados, retos que se están afrontando con la participación constante del sector público y la colaboración proactiva de empresas privadas.

En promedio, cada año emitimos 237 millones de toneladas de gases de efecto contaminante a la atmosfera, ahora bien, definiendo el objetivo de Colombia relativo al campo de análisis, las emisiones de gases contaminantes, la nación inicialmente se comprometió a reducir 30% de las emisiones proyectadas de Gases de Efecto Invernadero (GEI) para el 2030 lo que equivale a 67 Millones de toneladas de CO₂eq (Carbon Dioxide equivalent) aproximadamente, sin embargo en el año 2018 durante el mandato del actual presidente, dicho compromiso fue renovado y se le adjudico una cifra más ambiciosa, se planteó formalmente la nueva cifra a la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático, que pasó de 30% a una

reducción del 51% en las emisiones de gases efecto invernadero, representando una serie de medidas multisectoriales que permitan alcanzar el objetivo trazado, en aquel entonces año 2018, para los próximos 12 años.

Figura 2. Meta de reducción de dióxido de carbono equivalente (CO₂eq) para el 2030.



Nota. El gráfico representa la cantidad de emisiones en dos escenarios, el de mayor nivel de emisiones, escenario BAU (Business As Usual) y un comportamiento menor, considerando estrategia para la mitigación en la cantidad de emisiones. Tomado de *Foro más aire más vida*, por Asociación Nacional de Empresarios de Colombia, 30 de noviembre de 2017. Dominio Público.

En el marco del cumplimiento de las metas establecidas, Colombia presenta avances muy modestos, y se suma al rezago que se generaliza en la región que comprende los países latinoamericanos, incorporándose a la tendencia y preocupante postura frente a los objetivos a cumplir. Si nos enfocamos en las emisiones la apuesta debe dar de manera constante y focalizada en fortalecer la industria, la innovación y la infraestructura (ODS 9), con instalaciones mejoradas, con un mayor desempeño y óptimas condiciones para su funcionamiento, por consiguiente, es en este campo donde se puede abarcar una solución desde diferentes alternativas tecnológicas de mayor eficiencia y que garanticen un idóneo aprovechamiento de los recursos.

4.1.3. Estrategias de ECOPETROL: En el grupo Ecopetrol la participación en conjunto con la nación en búsqueda de los intereses de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero para el 2030, ha sido pionera no solo en los aspectos de transición energética, pues también ha abarcado y extendido su alcance los temas de sostenibilidad y mitigación del cambio climático desde la actividad económica que la empresa desarrolla.

La hoja de ruta por parte de Ecopetrol se divide en tres fases o alcances según ellos lo definen, cada una de las cuales aborda intervalos de tiempo que van desde los cinco a los veinte años, con la intención de planificar estrategia y políticas que estructuren el cambio hasta el año 2050, en concordancia con los objetivos ambientales de la nación, dentro de sus compromisos se encuentra el de reducir un 25% las emisiones para el año 2030 tomando como referencia el año 2019, este avance representaría una reducción de 5 a 6 millones de toneladas de Dióxido de Carbono (CO₂) emitidos a la atmósfera durante una década; las opciones que Ecopetrol maneja para dar respuesta a las metas de descarbonización incluye la reducción de emisiones fugitivas, incorporación de energías renovables, aumentar de manera significativa la participación del gas dentro del portafolio ofrecido, hidrógeno y tecnologías de captura, almacenamiento y uso de carbono, gestión y eficiencia energética en las operaciones involucrando soluciones técnicas a la producción de crudo pesado.

La investigación es uno de los pilares fundamentales dentro de las soluciones que Ecopetrol piensa desarrollar o ya ha implementado como parte de su contribución a la nación con la meta de reducir el 51% de las emisiones de gases efecto invernadero al 2030, abarcando la solución a la problemática desde diferentes alcances, caracterizados en niveles (1, 2 y 3) y así garantizar el éxito de su plan “cero emisiones 2050”, el alcance uno corresponde a las emisiones producto de la quema de combustible, con el fin de impactar este ítem se buscan alternativas en los combustibles, uso de biomasa y el desarrollo del hidrógeno verde, el alcance dos refiere a las emisiones indirectas que se producen por la actividad del emisor, se ha avanzado en la puesta

en marcha de energías renovables tales como solar, eólica y a futuro geotermia, sumado a una apuesta fuerte por la eficiencia energética en los consumos que se reflejan durante la producción, buscando equipamientos de alta eficiencia y mayor calidad; finalmente el alcance tres que compete aquellas emisiones indirectas producto de la compañía pero bajo control de un agente externo, y como herramienta se disponen a actualizar de forma permanente el inventario de emisiones, para operaciones directas, filiales y activos no operados, todas estas actividades como facilitadores que satisfagan el compromiso de reducir en un 50% las emisiones totales para el año 2050.

Figura 3. Compromiso y plan para lograr cero emisiones netas de carbono en 2050 (ECOPETROL).



Nota. Reproducido de compromiso y plan para lograr cero emisiones entras de carbono en 2050, del Grupo Ecopetrol, 2019, tomado de www.ecopetrol.com/noticias. Creative Commons.

4.1.4. Regulación para la transición energética: El país se prepara para la mayor revolución en materia energética que se ha desarrollado y sin precedente alguno, principalmente por la necesidad de migrar a modelos más sustentables en los procesos industriales, comerciales, y demás mercados energéticos que se han caracterizado en la matriz de demanda interna del país, buscando que el impacto ambiental sea el menor posible, o en el mejor escenario nulo, por tal motivo se ha dispuesto de una serie de decretos y resoluciones como estrategias que permitan

alcanzar dichos objetivos dentro de un marco regulatorio establecido por organismo estatales, tales como la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG); dichos aspectos normativos enmarcan una serie de beneficios para aquellos agentes que se vinculen al proceso de cambio, como también penalizaciones para los que sean indiferentes a la transición. Dentro de los principales tenemos la enunciada ley de transición energética 2099 del 2021, proyectos de resolución emergentes por parte del Ministerios de Minas y Energía (MINMINAS) y otras alternativas como lo son la compra de bonos de carbono.

4.1.4.1. Ley 2099 del 2021: La apuesta de esta ley es impulsar la transición energética, como aspectos principales, definir las directrices para combatir el cambio climático, democratizar el uso de energías renovables en el portafolio de servicios del país, aumentar la inversión pública y privada para la implementación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), consolidar una serie de incentivos para facilitar la integración de nuevas tecnologías que contribuyan al objeto que establece la ley; se contemplan con gran apuesta aspectos como la eficiencia energética y la movilidad sostenible, la estrategias son variadas, una de ellas es la creación de FONERGÍA, para articular y focalizar los recursos que antes se manejaban desde el FAER (zonas conectadas a la red), el FAZNI (zonas no interconectadas), el PRONE (normalización) y los fondos de gas, que de manera unificada garantizan el cierre de brechas energéticas; con respecto a los beneficios tributarios se reglamentó una serie de facilidades para aplicar la reducción al impuesto a la renta sobre el 50% del valor total de la inversión, como la modificación del periodo de tiempo donde aplica la deducción que paso de 5 años a 15 desde el año gravable siguiente de la puesta en marcha de la inversión, la exclusión del IVA para los insumos que sean requeridos en proyectos de eficiencia energética y de FNCER, así como incentivos arancelarios y contables.

4.1.4.2. Proyectos de resolución Ministerio de Minas y Energías: Durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos como es el caso del crudo pesado, se genera gas natural en pequeñas concentraciones, que no suelen ser aprovechados y como solución se queman en teas, por lo tanto, asumiendo la tarea de poner fin a dichas prácticas el Ministerio de Minas y Energía ha anunciado una nueva resolución que establece los lineamientos, requerimientos técnicos y procedimientos para la detección y reparación de fugas con la intención de generar iniciativas que promuevan el aprovechamiento y la reincorporación de gas natural y así evitar la quema y el venteo, bajo la óptica de la emergente resolución se considera que existe un desperdicio de gas cuando:

- Se evidencia un uso inadecuado de los volúmenes de gas.
- No se aprovechen volúmenes de gas que económicamente sea viable su utilización.
- Se presenten situaciones donde no se use en los sistemas de levantamiento artificial necesarios en los procesos de extracción del hidrocarburo.
- Se exceda la capacidad de disposiciones para el tratamiento, almacenamiento, transporte y comercialización en la producción de gas natural.
- Procesos de despresurización del gas hacia la atmosfera.

La resolución además establece como requisito el reporte de todo proceso de quema a la entidad de fiscalización vinculada, indicando aspectos relacionados a la causa de la maniobra, de igual manera la hora en la que se adelantó el proceso y el volumen de gas quemado, como parte de las operaciones de control del pozo, sumado a otras disposiciones que en resumen eviten la quema del gas, y se lleven a cabo los métodos necesarios para su aprovechamiento.

4.1.5. Impuesto al carbono: El impuesto al carbono tuvo su origen en el año 2016, básicamente constituye un pago que se realiza por contenido de carbono generado producto de la quema de combustibles, lo que se busca con este cargo es incentivar la mitigación de los Gases de Efecto Invernadero a partir de acciones y proyectos enfocados a neutralizar las emisiones objeto del impuesto.

Es posible conseguir la exclusión de este impuesto, y como requisito se debe la certificación de carbono neutro, que se obtiene una vez se logra evidenciar una relación de igualdad entre la cantidad de carbono emitido y retirado de la atmósfera, de lo contrario se deberá seguir realizando el aporte que según la resolución 000007 del 29 de enero del 2021 expedida por la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN) por se establece una tarifa por un valor de diecisiete mil seiscientos sesenta pesos (\$17.660) por tonelada de Dióxido de Carbono (CO₂) emitido a la atmósfera.

Tabla 1. Valores de la tarifa por unidad de combustible.

| Combustible fósil | Unidad | Tarifa /unidad |
|--------------------------|---------------|-----------------------|
| Gas Natural | Metro cúbico | \$34 |
| Gas Licuado de Petróleo | Galón | \$112 |
| Gasolina | Galón | \$159 |
| Kerosene y Jet Fuel | Galón | \$174 |
| ACPM | Galón | \$179 |
| Fuel Oil | Galón | \$208 |

Nota. Base gravable y tarifa del impuesto Nacional del carbono, de la DIAN, 2021, tomado de la resolución No. 000007 del 29 de enero de 2021. Dominio Público.

4.2. METODOLOGÍAS PARA TOMA DE DECISIONES DE PROYECTOS SOSTENIBLES.

Durante la evaluación de proyectos es importante una vez se haya definido e identificado el problema a resolver, dar inicio a la etapa de diagnóstico cuya intención principal es analizar las causas en un marco de contexto que permita determinar las posibles alternativas para abordar la problemática y de esta manera posibilitar la evaluación y factibilidad de las soluciones planteadas, con base en la premisa de la sostenibilidad.

4.2.1. Valor Precio Neto (VPN): El Valor Presente Neto (VPN) es una alternativa de estudio que nos permite conocer cuánto se va a perder o ganar a partir de la actualización de los cobros y pagos en una inversión o proyecto, es decir, es una herramienta que se centra en traer a valor presente todos los flujos de caja de la inversión descuento de flujos de caja y así determinar la viabilidad de la misma, finalmente permite analizar la valorización de la empresa.

Ecuación 1. *Fórmula del Valor Presente Neto (VPN).*

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

Las variables de las cuales depende la formula son:

Inversión inicial previa (I_0), corresponde al valor inicial necesario para efectuar la inversión

Flujos netos de efectivo (F_t), corresponden a la diferencia entre los ingresos y los gastos del proyecto que se podrán obtener durante su vida útil.

Tasa de descuento (k), es la tasa de retorno requerida sobre una inversión.

Número de periodos (n), define la cantidad de intervalos de tiempo que dure el proyecto.

Inversiones (iteraciones) durante la operación.

El resultado obtenido para el Valor Presente Neto (VPN) a partir de la formula establecida, sirve para generar dos tipos de decisiones, inclusive tres si consideramos los resultados nulos o iguales a cero, la determinación está relacionada con la viabilidad de las iniciativas de ser

efectuadas y cual es mejor en términos absolutos, los criterios para abordar dichas decisiones se establecen con base en lo siguiente:

VPN < 0: El proyecto se debe rechazar, pues generará pérdidas.

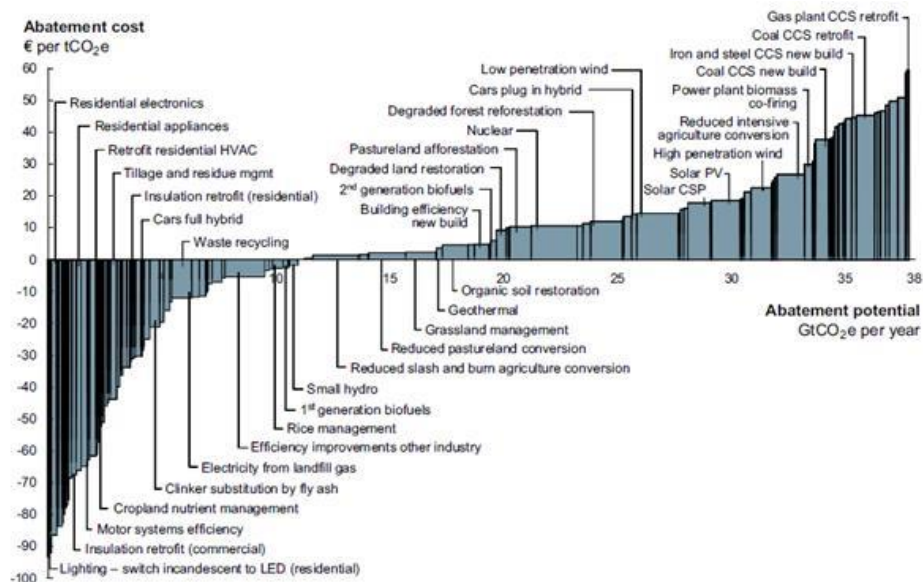
VPN = 0: La inversión no generará beneficios, tampoco pérdidas, es decir, su ejecución resultaría indiferente.

VPN > 0: La tasa de descuento designada para la inversión generará beneficios.

4.2.2. Curvas de Costo de Abatimiento de CO₂: La preservación del medio ambiente se ha convertido en una de las prioridades de los gobiernos, y hoy día son de suma importancia en las agendas de las industrias y de los inversionistas como premisa para adelantar proyectos sostenibles, sin afectar su eficiencia y producción, compaginando la descarbonización y el crecimiento a largo plazo, para ello es necesario recurrir a estrategias para la mitigación de emisiones, apuestas que podemos abordar y analizar con la elaboración de Curvas de Costos de Abatimiento de CO₂, herramienta que empodera a la empresa y sus empleados en el diseño de tácticas en función de dar respuesta a la problemática, transformándose así en factores positivos de cambio.

4.2.2.1. Definición curva MAC: Las curvas de costos marginales de abatimiento (MAC) por sus siglas en inglés Marginal abatement cost, consiste en una herramienta que permite identificar el potencial de reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂), así como los costos de reducción asociados. Su uso es común para abordar problemas de índole ambiental donde se busca implementar políticas que mitiguen el cambio climático, en su elaboración se relacionan las interacciones relacionadas con el tiempo como variable independiente contra la reducción de emisiones acumulativas para abordar las decisiones que definan la viabilidad de un proyecto.

Figura 4. Curva global de costos de reducción de GEI fuera de los negocios en condiciones normales – 2030.



Nota. Tomado de *A cost curve for greenhouse gas reduction*, por McKinsey and Company, 2007. Creative Commons.

4.2.2.2. Ventajas y Desventajas: Las curvas de abatimiento como herramienta brindan muchas facilidades, en principio enriquece el conocimiento a la hora de tomar decisiones mediante la determinación de medidas a corto, mediano y largo plazo, definiendo los costos asociados a un proyecto para su hipotética ejecución y obviamente que resulte más conveniente que la inacción, aunque como todo instrumento está sometido a falencias; el modelo MACC no está diseñado para capturar de manera integral conexiones entre las variable de reducción u otros factores de la economía, es decir, dificulta considerar las interacciones que pueden existir entre las diferentes alternativas tecnológicas que se contemplan en la gráfica, sino que las evalúa de manera individual lo que representa una restricción sumado a las suposiciones o pronósticos que en muchos casos se deben realizar en función de la información disponible, y la incertidumbre que a partir de ese fenómeno pueda surgir durante el modelado de la curva, a continuación se exponen algunas de las ventajas y desventajas de mayor consideración del método en cuestión:

Tabla 2. Ventajas y desventajas de las curvas de abatimiento.

| VENTAJAS | DESVENTAJAS |
|--|---|
| <i>Amplio detalle de las soluciones tecnológicas.</i> | <i>Sin integración de interacciones y dependencias entre las medidas de mitigación.</i> |
| <i>Posibilidades de tener en cuenta las distorsiones de los mercados específicos de las tecnologías.</i> | <i>Posibilidad de inconsistencias en la línea base de emisiones.</i> |
| <i>Fácil comprensión de la curva de abatimiento específicas por tecnología.</i> | <i>Representación limitada de incertidumbre.</i> |
| <i>Brindan una idea general de la cantidad a reducir frente a algún precio al carbono</i> | <i>Estructura de costos tecnológicos simplificada.</i> |

Nota. Tomado de Los autores.

4.2.2.3. Importancia del abatimiento: Su importancia radica en la necesidad de generar modelos donde se cuantifique la participación de soluciones y alternativas y así elegir entre posibles acciones de mitigación, de esta manera es posible evaluar el beneficio y analizar la efectividad de cada estrategia para reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO₂), como el costo por tonelada de CO₂ mitigado y el potencial de reducción anual.

La curva de abatimiento brinda la facilidad de impactar diversas dimensiones dentro de las responsabilidades que las compañías especialmente en el sector industrial adquieren; reducir emisiones es un beneficio para las empresas, y ese objetivo se puede alcanzar con el diseño y análisis de las curvas de abatimiento, ya que se logran ahorros reales, y principalmente se generan a partir de los modelos que adopten la eficiencia energética como pilar de cambio, lo que permite a las empresas prepararse frente a las nuevas regulaciones y aquellas que ya están en etapa de implementación, donde se evidencia el compromiso para frenar el cambio climático a partir de iniciativas tempranas en la reducción de emisiones.

4.2.2.4. Elaboración de la curva de abatimiento: La curva de abatimiento establece una métrica conocida como sin quo non, la cual básicamente genera una herramienta comparativa a partir de una serie de “condiciones en las cuales no” para el análisis del carbono, define cual sería la

diferencia marginal en el costo de un proyecto de reducción de carbono y cuanto dióxido de carbono se evita.

Ecuación 2. Métrica diferencia marginal costo de un proyecto de reducción de carbono.

$$\frac{\$}{tm} = \frac{\$Proyecto - \$Base}{CO_{2,Base} - CO_{2,Proyecto}}$$

\$Proyecto: Valor del proyecto

\$Base: Valor nominal del proceso a intervenir (business as usual)

CO_{2,Base}: Valor actual de emisiones de CO₂ (Toneladas métricas)

CO_{2,Proyecto}: Valor proyectado de emisiones de CO₂ que generará el proyecto (Toneladas métricas)

La fórmula se puede interpretar analizando sus interacciones, en el numerador se busca identificar cual es el valor del cambio que se plantea realizar en función del proyecto o inversión, y en el denominador se refleja el comportamiento de las emisiones de CO₂ comparando la situación actual del proceso a intervenir, restándole la cantidad de emisiones que gracias a la innovación se deja de emitir al medio, entonces la parte superior de la ecuación para el costo y la parte inferior para las emisiones de CO₂, estos datos se deben manejar de manera anual.

Una vez expresada la evaluación de proyectos se puede obtener su costo respectivo en forma de Valor Presente Neto (VPN), por ende existe la posibilidad de obtener proyectos con un VPN positivo, lo que se resumen en proyectos que evaluados dentro de un intervalo definido de tiempo y llevados a valor actual, el retorno sea menor a la inversión, este tipo de proyectos suelen ser aquellos en donde se implementan nuevas tecnologías en los procesos existentes, los cuales se ven reflejados generalmente al final de la curva de abatimiento.

Ahora si obtenemos un VPN negativo, se habla de procesos para los cuales se mejora su eficiencia, con inversiones no muy significativas o retornos altos, se suelen ubicar al inicio de la curva de abatimiento.

Con base en los anterior podemos definir una nueva fórmula para la obtención del costo de abatimiento, que entonces será:

Ecuación 3. Costo Abatimiento.

$$\text{CostoAbatimiento} = \frac{VPN_{\text{proyecto}}}{tCO_2\text{proyecto} - tCO_2\text{emitidos}}$$

VPN_{proyecto} : Valor Presente Neto del proyecto.

El resultado que se obtiene es la proporción entre dos restas, si dicho valor es positivo quiere decir que la estrategia de mitigación es menos atractiva, y cuando el resultado es negativo infiere en que se está generando dinero a la par del ahorro en las emisiones de carbono.

Para la ubicación de los proyectos, soluciones o inversiones que se ubican en el primer lugar representan a los que generan mayor ahorro por (tCO_2) mitigada, aquellos que se relacionan en la parte final de la curva desde el eje horizontal, proveen un costo superior por (tCO_2) reducida.

Las entradas necesarias para el cálculo del costo marginal de abatimiento (MAC) deben contemplar, fuentes de energía con sus respectivos factores de emisiones y eficiencia, conocimiento de los sectores específicos para el cálculo, como la previsión de la capacidad en los mercados, industrial, comercial, residencial, etc, precios actuales para los combustibles y la electricidad, así como el programa de tarifa de los prestadores del servicio u operadores de Red, y es importante que estos valores estén actualizados, pues suelen sufrir modificaciones definidas bajo ciertos intervalos de tiempo, el costo de las tecnologías referenciadas tanto del panorama actual (business as usual) como del proyecto, el precio por concepto de mantenimiento y

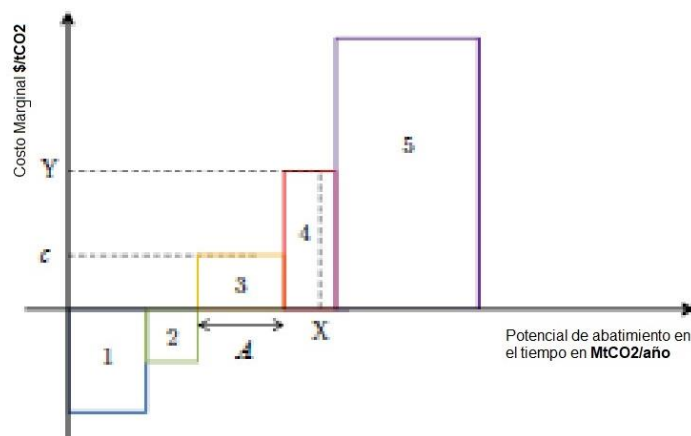
operación, la vida útil de las soluciones tecnologías sugeridas así como de las medidas de mitigación, y finalmente tener en cuenta el factor de recuperación de capital (CRF), como aquellos descuentos adquiridos por parte del proveedor de tecnología.

En resumen, los criterios necesarios para la elaboración de una curva de abatimiento están relacionados con los siguientes aspectos:

- Contar con un inventario de emisiones.
- Realizar una línea base con la cual contabilizar las emisiones.
- Realizar una curva de costos marginales de abatimiento (MACC).
- Establecer un objetivo o meta de reducción
- Diseñar un plan de acción con iniciativas de reducción específicos

4.2.2.5. Lectura de la curva de abatimiento: La estructura general de la curva de costo marginal de abatimiento (MACC), tiene por objeto mostrar aquellas soluciones que están destinadas a ser consideradas dentro de la curva de abatimiento, esto se traduce a un escenario donde el eje X representa la demanda de abatimiento, que puede cumplirse con la implementación de medidas que garanticen la disminución de emisiones, el precio de las cuales se ve reflejado en el eje Y.

Figura 5. Componente vertical y horizontal en una curva de abatimiento.

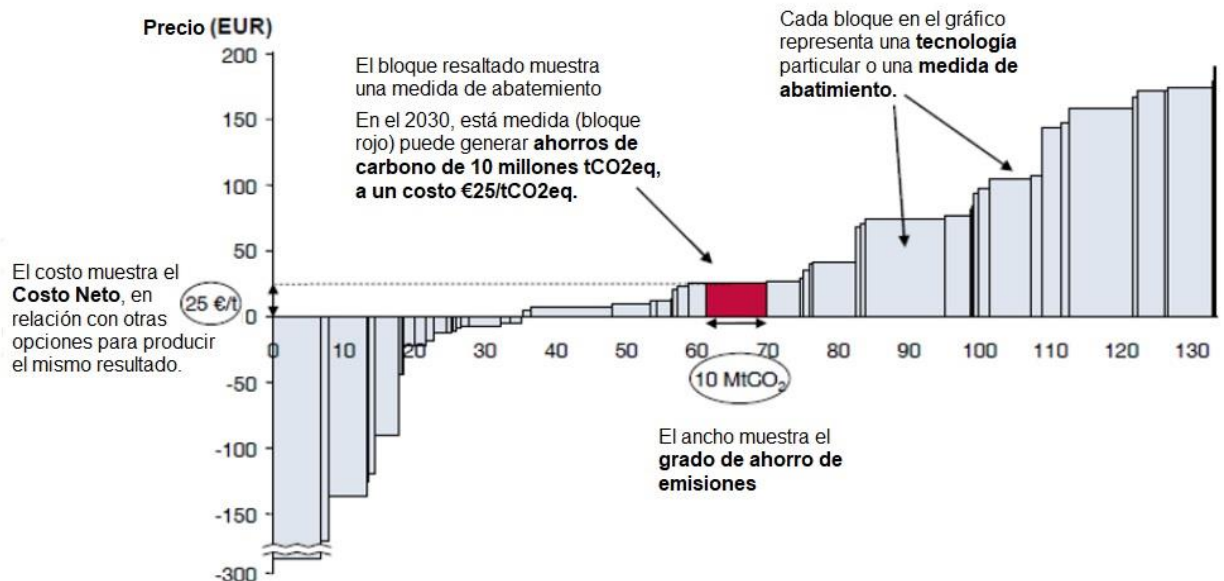


Nota. Tomado de *Marginal Abatement Cost Curve for the Buildings Sector in Mongolia*, por El Banco Mundial, 2014. Creative Commons.

El ancho de la curva muestra el volumen en reducciones de emisiones que se pueden alcanzar gracias a las inversiones en diferentes tecnologías, estas soluciones son representadas por bloques dentro del gráfico, tal como se ejemplifica en la figura 5. La altura refleja el costo neto que atañe al reducir las emisiones, de manera más específica, el costo por tonelada de emisiones de Dióxido de Carbono al que se le aplica la solución planteada en cada bloque en la figura 6.

En resumen, las barras de la curva de abatimiento reflejan información tanto en su ancho como en su alto. El ancho representa el potencial de reducción de la solución a ejecutar por un año, comparando con el desarrollo en condiciones normales del sector, y el alto de la barra determina el costo en promedio que dejar de emitir una tonelada de CO₂, se puede evidenciar en la figura 6 un ejemplo básico para el diseño y los parámetros necesarios en la construcción de las curvas de abatimiento.

Figura 6. Lectura e interpretación Curva de Costo de Abatimiento.



Nota. Tomado de *Marginal Abatement Cost Curve for the Buildings Sector in Mongolia*, por NERA Consulting, 2018. Creative Commons.

4.3. GENERALIDADES DEL CRUDO PESADO Y DE LA INYECCIÓN DE VAPOR

4.3.1. Aspectos generales del petróleo: El petróleo se define como una mezcla de en su mayoría Hidrogeno, carbono, y trazas de azufre, nitrógeno y oxígeno, que tiene como origen la descomposición de material orgánico que se acumula en ambientes estratigráficos y que por la acción de temperatura y presión durante millones de años transforma estas sustancias orgánicas en lo que hoy conocemos como hidrocarburos. Estos compuestos tienen una clasificación otorgada por el Instituto Americano del Petróleo (API por sus siglas en inglés) que se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3. Clasificación de crudo según su densidad y °API.

| Tipo de crudo | Densidad (g/ml) | ° API |
|----------------------|------------------------|--------------|
| Condensado | <0.83 | >40° |
| Liviano | 0.83 - 0.87 | 30 - 40° |
| Mediano | 0.87 - 0.92 | 22 - 29.9° |
| Pesado | 0.92 - 1 | 10 - 21.9° |
| Extrapesado | >1 | <10° |

Nota. API (American Petroleum Institute). Tomado de Los autores.

4.3.2. Petróleo Pesado: El petróleo pesado se denomina así debido a su alto contenido en hidrocarburos de cadenas largas, como se mostró en la tabla anterior estos son clasificados por la API de acuerdo con su densidad respecto a la del agua para crudos con °API inferiores a 20-21 se puede clasificar como crudos pesados. Estos al tener mayores componentes pesados cuenta con un mayor frado de resistencia a fluir, es decir una viscosidad mayor con valores entre los 100 y los 10,000 Cp a temperatura de reservorio, lo cual genera una disminución en la movilidad del petróleo a través del espacio poroso en la roca de interés. En la Tabla 4. Se puede observar una comparación entre varios tipos de crudo pesado con densidades entre los 0.92 – 0.96 gr/cm³, es decir crudo pesado con gravedad API entre 22 y 16 °API, se puede observar en la tabla 4, que si bien la clasificación API se puede correlacionar con los valores de viscosidad

esta no necesariamente crece linealmente con el aumento de la densidad, lo que quiere decir que hay variables adicionales de las cuales depende el valor de viscosidad del petróleo.

Se debe entender primero que es la viscosidad, esta una propiedad física representada por la letra (μ) la cual define la resistencia de un fluido al movimiento debido a la fricción interna, dicho de otra manera, la resistencia a deformaciones tangenciales. Ahora bien, es conocido que la viscosidad varía con el aumento de la temperatura de manera exponencial y con el cambio en la presión, sin embargo, en la mayoría de los fluidos el cambio en la viscosidad es apenas notorio, por ello muchas veces se desprecia este cambio.

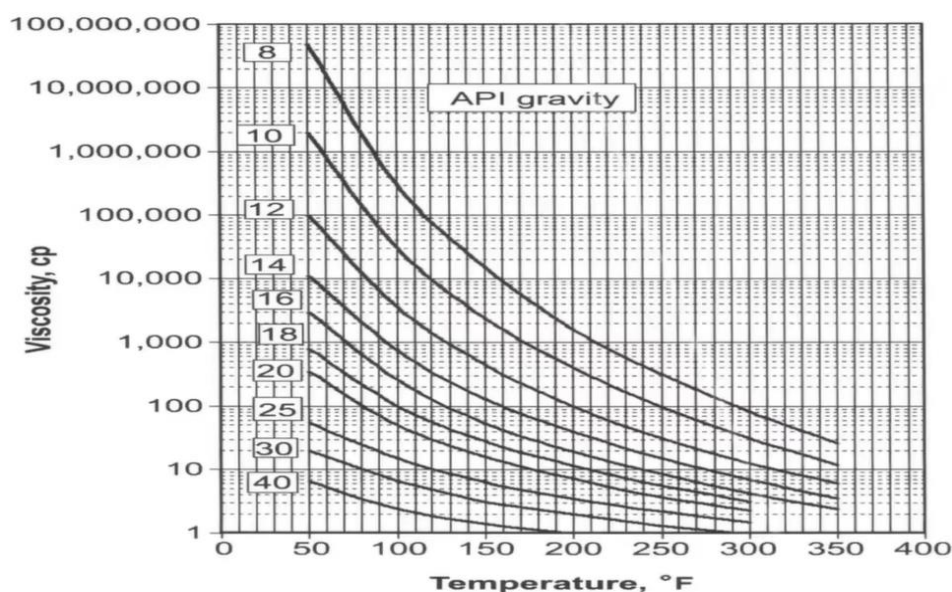
Es de gran importancia para el trabajo a desarrollar entender el cambio de la temperatura que afecta exponencialmente la viscosidad, en la figura 7. se puede evidenciar el efecto del aumentar la temperatura el petróleo. Varios estudios técnicos se han realizado con el fin de entender la matemática detrás de la reducción de la viscosidad.

Tabla 4. Relación viscosidad densidad según el tipo de crudo.

| Tipo de Crudo | Densidad @ 15,0 °C (gr/cm ³) | Viscosidad (cPoise) | |
|---------------------|---|---------------------|---------------|
| | | a 25 °C | a 80 °C |
| C.G.S.J. - A | 0,9285 | > 100.000 | 21.500 |
| C.G.S.J. - B | 0,9375 | 76.000 | 660 |
| C.G.S.J. - C | 0,9440 | 42.600 | 835 |
| C.G.S.J. - D | 0,9445 | > 100.000 | 1.650 |
| C.G.S.J. - E | 0,9640 | 23.900 | 1.015 |
| C.G.S.J. - F | 0,9675 | 59.000 | 890 |

Nota Tomado de Estudios y Servicios Petroleros S.R.L. (2011, febrero). *VISCOSIDAD Y ESTRUCTURA EN CRUDOS PESADOS DE LA C.G.S.J.* (NOTA TÉCNICA No 75). GPA. http://oilproduction.net/files/gpa_viscosidad_75.pdf

Figura 7. Viscosidad Vs Temperatura.



Fuente. Consejo Profesional de Ingenieros de Petróleos. (2021, 27 abril). Bloque 1 – *Ingeniería de Completamiento para Inyección de Vapor* [Vídeo]. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=sutVjcQcWBM>

En el libro *Recuperación Termina de Petróleo* de Douglas Alvarado, se citan las ecuaciones de Andrade quien propone una linealidad entre la viscosidad y el recíproco de la temperatura y dos las constantes a y b para cada tipo de crudo.

Ecuación 4. Ecuación de Andrade.

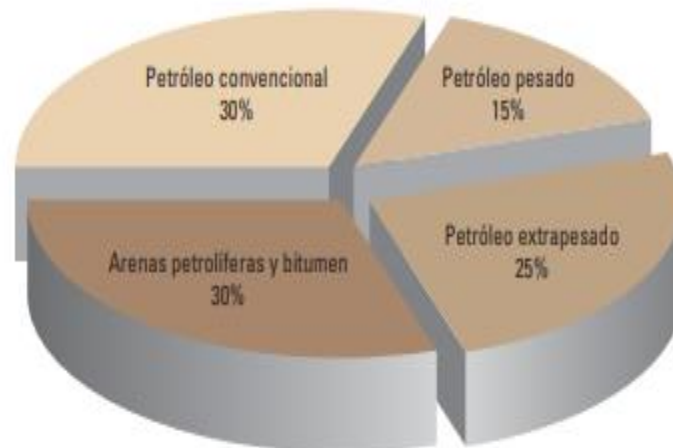
$$\ln \mu = \ln a + \frac{b}{T^{\circ}}$$

Debido a esta relación con el aumento en la temperatura es que en la Industria del *Oil & Gas* nace el interés en encontrar tecnologías para aumentar la temperatura del crudo en el yacimiento para de esta manera disminuir su la viscosidad lo que mejora la movilidad del petróleo y aumenta su recobro.

4.3.3. Panorama Internacional: Según estimaciones se proyecta que el 70% de las reservas de petróleo en el mundo corresponden a petróleo pesado y extrapesado Figura 8, según la compañía de consultoría del sector energético Stratas Advisors afirman que hasta el 2016 se

espera un incremento en la producción de crudo pesado a una tasa de 2%. Sin embargo, desde el 2019 se ha venido presentando una disminución en la producción de Venezuela debido a sus condiciones políticas y económicas lo que ha generado unos escases de este crudo que en condiciones normales tiene un costo menor al petróleo liviano pero debido a la disminución de la oferta, las refinerías de Asia y el Golfo México se han encontrado en aprietos al enfrentarse a unos escases pues estas están preparadas para refinar este tipo de crudo para lo cual han generado inversiones a lo largo de los años.

Figura 8. Reservas de petróleo a nivel mundial.



Nota, tomado de BROWN, George y WEST, Chris. La importancia del petróleo pesado. En: Oilfield Review. Otoño de 2006, p. 3.

En el mundo más de 30 países cuentan con reservas de crudo pesado, la mayor reserva de este combustible se encuentra en Venezuela seguido de Arabia Saudita, Canadá e Irán, los mayores campos de crudo pesado mantienen factores de recobro entre 5 y 10%¹. Sin embargo, desde mitad del siglo pasado se han desarrollado tecnologías para aumentar el factor de recobro y de esta manera aprovechar el potencial que tienen estos países.

Figura 9. Potencial de Crudo Pesado en el Mundo.



Notas tomado de Casselman, B. (2011, 25 mayo). *La carrera por conquistar la próxima frontera del petróleo*. WSJ. <https://www.wsj.com/articles/SB130628172543818777>

4.3.4. Panorama Nacional: En Colombia en promedio el 42% del petróleo producido a diario en el país se genera de fuentes de crudo pesado el cual se está vendiendo al mercado asiático. El potencial del país se centra principalmente en la Cuenca de los Llanos Orientales y la Cuenta del Valle Medio del Magdalena. Ahora bien, según últimas estimaciones de la ANH y el Ministerio de Minas y Energía el país cuenta con reservas probadas para 6.3 años pero esta estimación aseguran no solo tiene en cuenta el volumen de petróleo que se puede producir sino además consideran el costo de producción y el precio en el mercado, por lo tanto cuando los precios de referencia disminuyen, las reservas que tienen un costo elevado de producción no pueden ser producidas lo que genera un mensaje de disminución en las reservas, dicho esto debido a que el precio de referencia del país es el *Brent* y que estos precios internacionales tiene una volatilidad alta se requieren de estrategias para disminuir el costo de producción para de esta manera aumentar las reservas que son viables económicamente.

3.2.2.1. El potencial del Valle Medio del Magdalena: En una cuenta que fue históricamente una de las más importantes del país y con campos de gran aporte como lo son La Cira y casabe, se han venido desarrollando proyectos en formaciones del terciario que poseen crudo entre 11 a

20 °API, campos como Moriche, Teca, Nare, Jazmín todos pertenecientes a la Asociación Nare cuentan con un Petróleo Original en Sitio de alrededor de 5000 millones de barriles de Petróleo pero con factor de recobro cercanos de tan solo el 10%, por ello en el año 2014 la empresa Occidental de Colombia firmo un contrato con Ecopetrol para realizar proyectos de Inyección de vapor, que dieron resultados exitosos. Por otro lado, Nare, en el campo Jazmín se encuentra en pilotos de inyección con la empresa Mansarovar con un contrato que se termina en el año 2021, para luego ser devuelto el campo a Ecopetrol quien deberá desarrollar los estudios necesarios para determinar la continuación de estos proyectos de inyección de vapor.

Dos compañías han realizado históricamente inyección de vapor en yacimientos de crudo pesado el Valle Medio del Magdalena, Occidental de Colombia o actualmente SierraCol y la compañía Mansarovar. En el siguiente cuadro se enlistan los campos en los cuales se implementan métodos de recuperación mejorada (EOR) térmicos, nuestros campos de interés serian aquellos bajo el contrato de asociación Nare, entre ellos son Nare, Jazmin, Moriche y Girasol.

Tabla 5. Métodos de recobro utilizado por campo petrolífero.

| Campo | Departamento | Cuenca | API | Producción (BPD) | Método de recobro utilizado | Detalles |
|----------------|--------------|---------------------------|-------------|------------------|--|-------------------------------------|
| Teca - Cocorna | Antioquia | Valle Medio del Magdalena | 12,5 | 1.264,54 | Inyección cíclica de vapor e inyección continua de vapor | Se implementa actualmete |
| Nare | Antioquia | Valle Medio del Magdalena | 12,5 | 198,92 | Inyección cíclica de vapor | Se implementa actualmete |
| Jazmín | Boyacá | Valle Medio del Magdalena | 11,5 – 12,5 | 4.260,43 | Inyección cíclica de vapor | Se implementa actualmete |
| Moriche | Boyacá | Valle Medio del Magdalena | 12,4 – 15,8 | 11.204,71 | Inyección cíclica de vapor | Se implementa actualmete |
| Girasol | Boyacá | Valle Medio del Magdalena | 11,4 | 3.155,75 | Inyección cíclica de vapor | Se implementa actualmete |
| Chichimene | Meta | Llanos orientales | 8.93 | 51.835,75 | Combustión in situ | Se implementa actualmete |
| Quifa | Meta | Llanos Orientales | 13,9 | 42.407,93 | Piloto STAR combustión seca directa (Recobro Adicional Térmico Sincronizado) | No cumplió con la meta, establecida |

Nota: Producción fiscalizada de petróleo por campo en superficie 2018, 2. Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, 2018.

4.4. MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO (EOR).

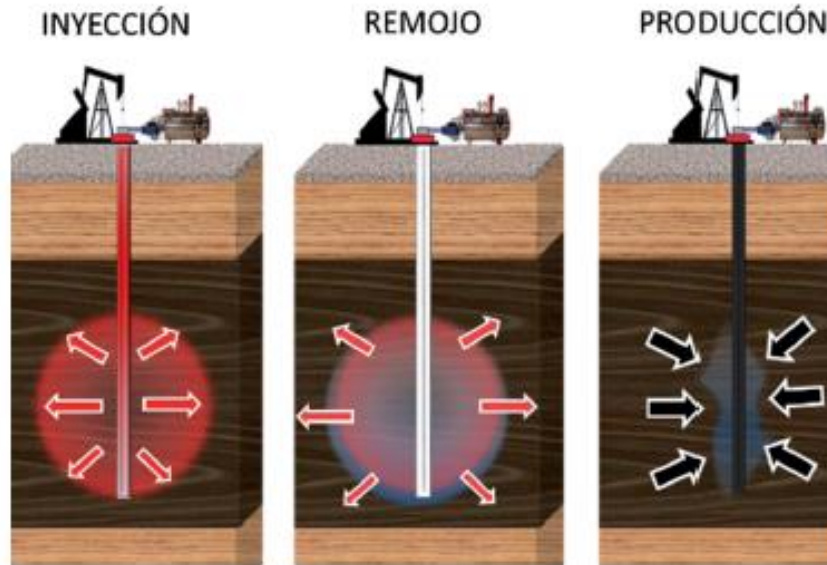
Los yacimientos de petróleo convencional cuentan por lo general con las condiciones de presión, movilidad y permeabilidad para producción mediante la misma energía del reservorio, cuando esta se agota se realiza inyección de agua o gas para mantener o incrementar la presión en el yacimiento y la diferencia lo que permite aumentar la producción. Sin embargo, los yacimientos de crudo pesado debido a la viscosidad del fluido no son capaces de producir petróleo en frío o su producción no es económicamente viable. Existen varias alternativas de EOR (Enhanced Oil Recovery, por sus siglas en inglés). Estos pueden ser por la inyección de químicos, gases, o procesos térmicos. Entre los procesos térmicos existen:

- Inyección de agua caliente
- Inyección Cíclica de vapor de agua
- Inyección Continua de Vapor de agua

Su objetivo principal es la transferencia del calor del fluido inyectado al petróleo para de esta manera aumentar su temperatura lo que reduce su viscosidad y mejora la producción. A continuación, se describen los procesos de Inyección de vapor debido a que se ha demostrado que su eficiencia es mayor comparada con la inyección de solo agua caliente debido a que poseen mayor cantidad de energía que es posible de transmitir y se refleja directamente con la producción de crudo.

4.4.1. Inyección Cíclica de Vapor: En este método de recobro mejorado, la inyección de vapor y la producción ocurren en el mismo pozo el cual a través de tres distintas etapas realiza el proceso para incrementar la producción de petróleo, es uno de los métodos de recobro térmico más utilizados debido a su baja inversión y el efecto sobre la producción a corto plazo. Este proceso se realiza en las siguientes etapas que se muestran en la figura 10.

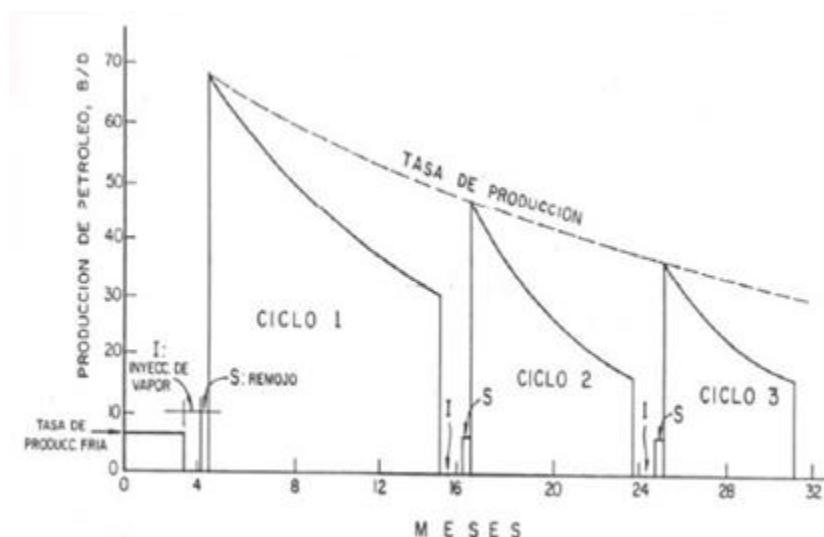
Figura 10. Proceso de inyección cíclica de vapor.



- Etapa de Inyección: Consiste en la inyección del vapor al yacimiento, esta suele durar un corto periodo de tiempo entre 3 a 5 días, tiempo en el cual el vapor penetra la formación mediante el espacio poroso.
- La etapa de Remojo: Luego de la inyección se detiene la inyección y se cierra el pozo por un tiempo entre una a tres semanas, para permitir la mayor transferencia de calor del vapor al petróleo.
- Etapa de producción: Finalmente, se abre el pozo para producir agua caliente, y petróleo con menor viscosidad. Este periodo puede variar de acuerdo a las propiedades del fluido y del yacimiento, pero puede durar entre semanas a meses.

Se pueden realizar varios ciclos de inyección y producción, siguiendo el esquema representado en la Figura 11. Aunque no existe límite para la cantidad de ciclos, esto depende de la viabilidad económica de cada uno de ellos.

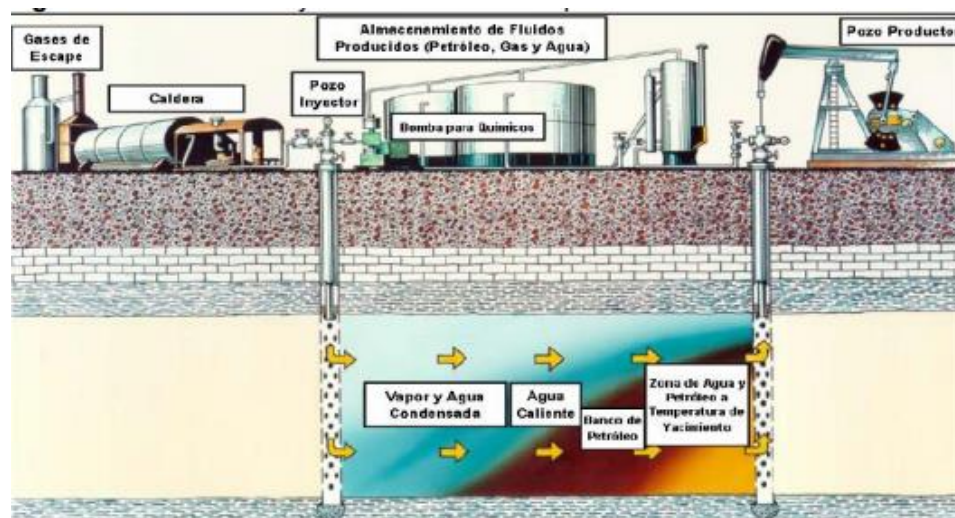
Figura 11. Ciclos producción de la inyección cíclica de vapor.



Nota Tomado de Hidalgo, E. (2011, agosto). *Tecnologías usadas para la extracción de crudos pesados*. Universidad Bolivariana de Venezuela.

4.4.2. Inyección Continua de Vapor: Este método consiste en la inyección de vapor al yacimiento mediante un pozo inyector el cual genera un frente de empuje que avanza transfiriendo el calor al yacimiento y al petróleo hasta llegar a un pozo productor independiente. Con esta metodología es posible llegar a factores de recobro entre 40-50%.

Figura 12. Producción continua de vapor.



Nota Tomado de ALVARADO, Douglas. *Recuperación Térmica de petróleo*. Caracas: Reeditado por Dr. Adafel Rincón, 2002, p. 232.

4.4.3. Consumo Energético para la Inyección de Vapor: En la industria de O&G el tamaño estándar de las calderas es de 50 Mbtu-hr generando alrededor de 3500 Barriles de vapor diarios, algunas calderas en la actualidad pueden ser de 100 Mbtu-hr con presiones disponibles de 1000, 1560, 1800 y 2500 psig. En ciclos de inyección de vapor se generan alrededor de 3000-8000 MBtu con periodos de producción posteriores de hasta 10 meses.

4.5. GENERACIÓN DE VAPOR Y MÉTODOS DE PRODUCCIÓN.

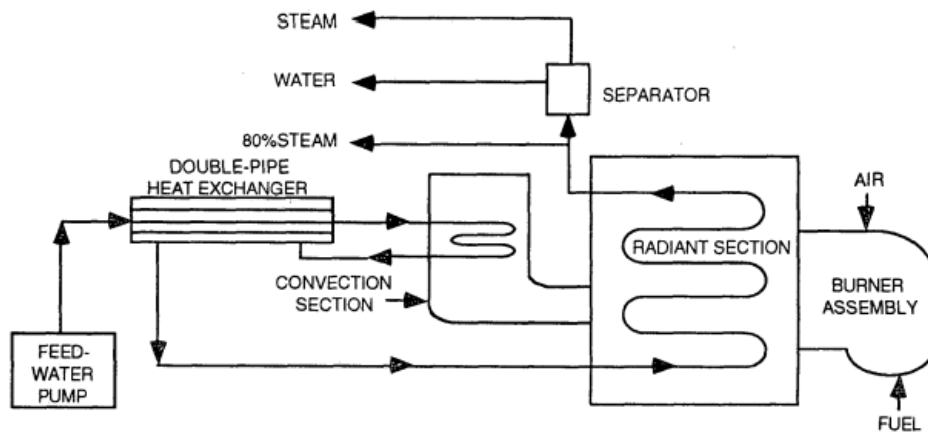
Los campos que poseen crudo pesado se enfrentan a una viscosidad alta del petróleo que genera una baja tasa de producción, por lo tanto, y teniendo en cuenta lo explicado anteriormente se han venido implementando los proyectos de inyección de vapor mencionados en el capítulo anterior. Que tienen como objetivo aumentar la temperatura del fluido en el yacimiento para así disminuir su viscosidad y mejorar el recobro del petróleo, el cual aumenta considerablemente el volumen producido y luego empieza a disminuir a medida que se va enfriando el yacimiento. Este proceso ha demostrado resultados prometedores y con esto se ha podido aumentar la producción de petróleo.

Sin embargo, representa un consumo energético alto pues en superficie se requiere de calderas que funcionan con gas natural para ser usados como combustibles y de esta manera convertir el agua en vapor de agua que luego será comprimido e inyectada al fondo del pozo. Luego en la etapa de producción, se requiere de energía eléctrica o Diesel para hacer funcionar los motores de un equipo de bombeo mecánico el cual mediante un conjunto de varillas y válvulas en el fondo levanta la columna de fluido en superficie.

4.5.1. Generalidades Generación de Vapor: La generación de vapor se realiza a través de un recipiente cerrado o mejor conocido como caldera la cual permite la transferencia de calor

producto de una combustión a un fluido que por lo general es agua en estado líquido sufre un cambio de fase a vapor que puede ser saturado o sobresaturado, proceso que se puede observar en la Figura 13. En la actualidad existen una variedad de tipos de caldera que varían de acuerdo con el tipo de combustible empleado que pueden ser Carbón, Diesel, GLP, Bagazo, Gas Natural, entre otros. Otra clasificación que existe es debido al diseño de flujo a través de los tubos.

Figura 13. Sistema de Generación de vapor.



Fuente: SARATHI, P. OLSEN, D. Practical Aspects of Steam Injection Processes. A Handbook for Independent Operators. Bartlesville, Oklahoma. 1992.

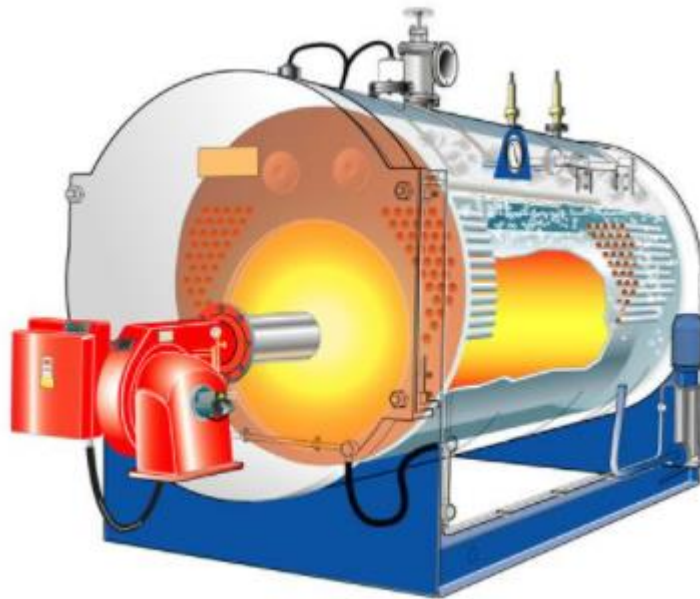
4.5.2. Tipos de Calderas: Se han desarrollado distintos tipos de calderas que puedan cumplir con los requisitos y especificaciones de la industria en que se utilice, algunas utilizan combustibles que mediante la combustión en presencia de oxígeno producen calor que es transferido al agua. Sin embargo, existen calderas que funcionan con resistencias eléctricas que funcionan como los calentadores de agua de la casa y consiste en el paso de corriente eléctrica a través de una resistencia la cual se eleva su temperatura y transfiere de esta manera calor al agua.

4.5.2.1. Caldera de Combustión: Estas calderas como se mencionó anteriormente utilizan un combustible que por lo general es combustible fósil el cual en presencia del oxígeno del aire

genera una reacción química exotérmica la cual emite grandes cantidades de calor que es luego aprovechado mediante un sistema como un intercambiador de calor para transferir esta energía al agua la cual aumenta su temperatura para lograr un cambio de fase y producir vapor a la salida de la caldera.

- Ventajas: La combustión genera altas temperaturas, alcanza altas presiones de trabajo y maneja un alto rendimiento,
- Desventajas: Dependiendo del combustible varia sus emisiones de material particulado y misiones de Gases de efecto invernadero.

Figura 14. Caldera de combustión.



Fuente: Comercial Foisa. (2020, 2 octubre). *La importancia de regular la combustión de la caldera industrial.* <https://comercialfoisa.com/la-importancia-de-regular-la-combustion-de-la-caldera-industrial/>

4.5.2.2. Calderas de Resistencia Eléctrica: Gracias al efecto Joule es posible convertir electricidad en calor, esto se produce durante el paso de corriente eléctrica a través de un conductor, los electrones chocan con los átomos del conductor perdiendo energía y transformándola en calor. Las calderas de resistencias funcionan básicamente como un calentador de agua para hogar, este consistirá entonces de la caldera la cual contiene el agua,

una resistencia dentro de esta en contacto con el agua y una fuente de energía eléctrica. Este tipo de caldera a diferencia de las de combustión no genera emisiones de GEI directamente, sin embargo, el alto requerimiento de energía eléctrica y su costo, hacen que esta caldera no sea idónea para proyectos con una rentabilidad ajustada.

Figura 15. Caldera Eléctrica.



Fuente: Attsu. (s. f.). *Fabricantes. ATTSU GE Caldera de vapor eléctrica de alto rendimiento.* Attsu Proveedor de calderas. Recuperado 25 de agosto de 2021, de <https://www.attsu.com/es/productos/calderas-de-vapor/electricas/modelo-ge.html>

4.5.2.3. Calderas Piro tubulares y Acuotubulares: Dependiendo de la configuración de las calderas se puede clasificar en Piro tubulares y Acuotubulares, su principal diferencia es el fluido que es transportado dentro de la tubería que se encuentra inmersa en la caldera, de esto depende la eficiencia, presión, incluso el tipo de combustible, por ello a continuación en la Tabla. 6 se enlistan sus características principales.

Tabla 6. Diferencia entre Piro tubulares y Acuotubulares.

| Características | Piro tubulares | Acuotubulares |
|------------------|--|---|
| Distribución | En los tubos circulan gases a altas temperaturas | En los tubos circula agua |
| Calidad del agua | Puede manejar agua con salinidad | Requiere mayor calidad del agua |
| Presiones | Opera a presiones menores de 300psi | Puede trabajar en mayores presiones |
| Mantenimiento | Costos menores comparados con los acuotubulares | Mayores costos de mantenimiento y limpieza |
| Puesta en marcha | Requiere de mayor tiempo de arranque por la cantidad de agua | Bajo volumen de agua, puesta en marcha mas rapida |
| Tipo de vapor | Vapor saturado | Vapor Saturado y Sobresaturado |

Fuente: Osejo, D. (2017). *DISEÑO DE UNA CALDERA DE GENERACIÓN DE VAPOR PIRO TUBULAR DE 10 BHP EXPANDIBLE A 25 BHP MEDIANTE MÓDULOS* (Tesis de Ingeniería). Fundación Universidad de América. Modificado por los autores.

4.5.3. Consumo Energético: La producción de vapor, así como los demás procesos necesarios para la extracción de crudo pesado, representan un consumo energético, estos se pueden caracterizar en dos grupos, el primero el uso de combustibles y el segundo representado por aquellas operaciones donde el recurso energético sea la electricidad. Para este caso puntual la producción de vapor es directamente proporcional al consumo de combustible, y se puede determinar mediante la ecuación 5.

Ecuación 5. *Producción de vapor en función del consumo de combustible.*

$$\dot{m}_{vapor} = \frac{\dot{m}_{comb} \cdot PCS \cdot \eta}{(h_v - h_{AA}) \cdot 1000}$$

\dot{m}_{vapor} : Producción de vapor $\left(\frac{ton}{h}\right)$

\dot{m}_{comb} : Consumo de combustible $\left(\frac{ton}{h}\right)$

PCS: Poder calorífico superior del combustible $\left(\frac{kJ}{kg}\right)$

η : Eficiencia de la caldera respecto al PCS (%)

h_v : Entalpía del vapor saturado a la presión de trabajo de la caldera $\left(\frac{kJ}{kg}\right)$

h_{AA} : Entalpía del agua de alimentación $\left(= 105 \frac{kJ}{kg} @ 25^\circ C\right)$

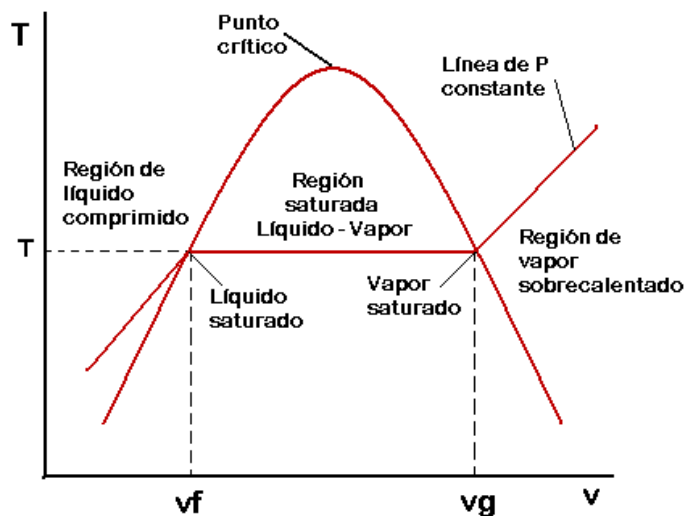
Es importante contemplar la eficiencia en el proceso de combustión para la generación del vapor, este factor depende del tipo de combustible, diseño de la caldera y la dosificación del aire requerido durante la combustión, en la medida que se mejoren estos aspectos se aumentará la eficiencia y reducirá las pérdidas reflejadas en los gases no deseados producto de la ineficaz quema del combustible.

El consumo energético en mención contempla dos etapas fundamentales para la inyección del vapor, es decir, las necesarias para garantizar las fases de calentamiento del elemento calo

transportador, la primera precisa el calentamiento del agua hasta su punto de ebullición (100 °C a presión atmosférica), allí el agua saturada tiene un calor sensible, luego se da inicio a la etapa de calentamiento desde líquido saturado hasta la evaporación completa dando como resultado un calor latente, lo que se conoce como vapor saturado.

A nivel termodinámico, los estados del líquido calo transportador que requieren un consumo energético para el cambio de fase se ven reflejados en la figura 16.

Figura 16. Diagrama presión versus temperatura, cambios de estado.



Nota. Adaptado de *Thermodynamics, An Engineering Approach* (p. 120), por Y. A. Çengel y M. A. Boles, 2012, McGrawHill Education.

Mantener el nivel de agua en las caldearas destinadas a la producción de vapor es fundamental para lograr un funcionamiento fiable y un vapor de buena calidad, este proceso está condicionado en la mayoría de los casos por un sensor de nivel que permite determinar este parámetro, pero la fluctuación en el proceso, es decir, el ingreso de agua fría cuando el nivel lo requiere, representa un cambio térmico entre el líquido dentro de la caldera y el que está ingresando a la misma, de esta manera se reduce la cantidad de vapor generado, debido a este estrés térmico, se reduce la vida útil de la caldera afectando en el proceso el consumo energético, así como el continuo cierre y apertura de las válvulas para el ingreso del líquido, esta operación puede

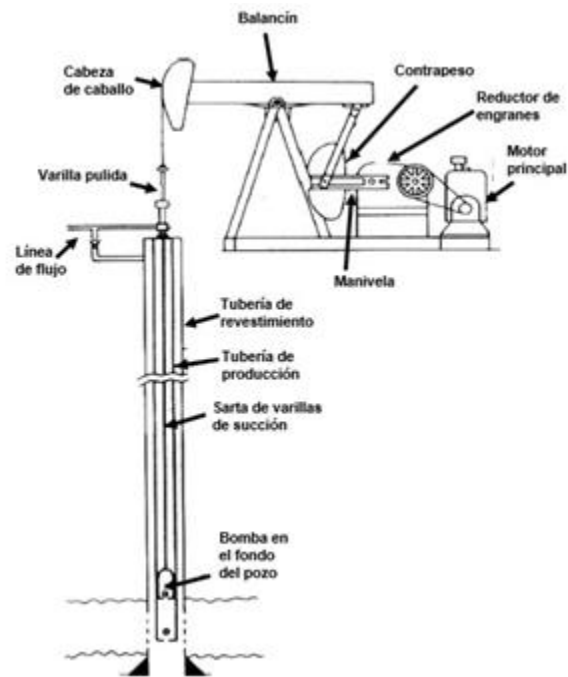
realizarse mediante varios métodos y tecnologías más eficientes, sin embargo sigue representando parte preponderante en el consumo energético debido al transporte de agua en mayor cantidad a la realmente requerida; independiente a la estrategia utilizada para la producción de vapor, se debe considerar su papel en el consumo energético derivado del proceso inicial en la inyección del vapor, su producción.

4.6. METODOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN EN CAMPOS DE INYECCIÓN DE VAPOR.

Las formaciones productoras de hidrocarburos por lo general se encuentran en profundidades entre los 8.000 pies y hasta los 17.000 pies, lo que genera que las presiones de los yacimientos varíen por encima de los 200 psi de presión. Cuando se perfora un pozo de petróleo se genera un diferencial de presión que idealmente permitiría levantar la columna de fluido hasta superficie. Sin embargo, en la mayoría de los campos la presión no es suficiente o debido al depletamiento de la presión en el yacimiento ya no es suficiente para producir hidrocarburos en superficie. Por lo anterior, existen varios sistemas de levantamiento artificial (ALS), la selección del método de producción depende de las propiedades del yacimiento, la geometría del pozo, y los requerimientos de operación. Para los campos del Valle Medio del Magdalena en los cuales se desarrollan proyectos de EOR más específicamente inyección de Vapor Cíclica y/o Continua se utilizan Bombeo Mecánico debido a las altas temperaturas y los variados regímenes de producción.

4.6.1. Bombeo mecánico: Es el sistema de levantamiento artificial más utilizado (80-90%) que funciona por acción recíproca de un sistema de varillas y un conjunto de válvulas de succión y transferencia ubicados en el fondo del pozo que permiten levantar la columna de fluidos hasta superficie en la Figura 17 se puede ver un equipo tipo. Estos equipos obtienen su energía de un motor que puede ser eléctrico trifásico o de combustión interna por lo general Diesel e incluso de gas.

Figura 17. Sistema de bombeo mecánico.



Nota. Tomado de *Esquema básico de los componentes de un sistema de bombeo mecánico*. Modificado de Boyun, G., William, C., & Ali Ghalmor, G. (2007).

4.6.1.1. Ventajas: Algunas de sus ventajas son la siguientes.

- Trabaja con fluidos de alta viscosidad y temperatura
- Costo de mantenimiento y operación mínimos
- Motores trabajan con Gas o con Electricidad

4.6.1.2. Desventajas: Algunas de sus desventajas son la siguientes.

- Baja eficiencia en altas relaciones de Gas-Petróleo
- No se puede instalar en pozos con alta desviación
- Bajo manejo de sólidos
- La tasa de producción disminuye con la profundidad.

4.6.2. Funcionamiento: Debido a que se requiere que el yacimiento tenga presión suficiente para mantener un nivel de fluido en el pozo, el funcionamiento del bombeo mecánico será un

proceso de succión y transferencia del petróleo a superficie mediante el movimiento ascendente y descendente que se transmite mediante un conjunto de varillas que transmite movimiento al sistema de válvulas (fija y viajera) las cuales permiten que en la carrera de descenso permiten la entrada de petróleo a la bomba, y en la carrera ascendente mueven el fluido a superficie. Este movimiento mantiene el flujo continuo a superficie.

4.6.3. Consumo Energético: Los equipos de bombeo mecánico como se mencionó anteriormente funcionan a través del uso de motores eléctricos o motores de Diesel, que su potencia dependerá de varios factores que cada fabricante considera como lo es la profundidad, y el caudal de producción esperado. Para el campo Payoa la empresa Lufkin ha suministrado la relación establecida en la ecuación 6.

Ecuación 6. Potencia mecánica equipos de bombeo mecánico.

$$HP = \frac{BPD * DEPTH}{56000}$$

5. DESARROLLO DEL PROYECTO

5.1. CONDICIONES OPERACIONALES EN LOS CAMPOS DEL VMM (BUSINESS AS USUAL).

Para la elaboración de la Curva de Abatimiento es necesario tomar como base las condiciones actuales del consumo energético para de esta manera lograr un mejor análisis comparado con las metodologías que se propongan para la reducción de CO₂. En algunos campos en el Valle Medio del Magdalena se encuentran actualmente en una etapa de producción avanzada de entre 8 - 12 ciclos de inyección de vapor y una disminución de producción en cada ciclo (*Tecnologías en Mansarovar Energy*. (s. f.). Mansarovar. Recuperado 2 de septiembre de 2021, de <https://www.mansarovar.com.co/desarrollo/>)

5.1.1. Tipos de Calderas utilizadas: En su mayoría en los campos del VMM se utilizan sistema de inyección de vapor con calderas de tipo acuotubulares los cuales deben funcionar a flujo de vapor continuo y con una calidad del vapor de en promedio 80%. De las calderas más utilizadas se encuentran las de marca Kerui que cuentan con medición de calidad del vapor y un sistema de control de la calidad de vapor a la salida para mantener el control sobre las condiciones de operación de esta. En estos campos la mayoría cuentan con generadores fijos y móviles de menor capacidad como se muestra en la Tabla 7.

Tabla 7. Relación de capacidad de los generadores por campo petrolífero.

| Campo | Capacidad Generador (Mbtu-hr) | No. Generadores |
|---------|-------------------------------|-----------------|
| Teca | 100 | 1 |
| Jazmín | 50 | 6 |
| | 25 | 1 |
| Moriche | 50 | 14 |
| | 25 | 9 |
| Girasol | 50 | 1 |

Nota: Tomado de los autores.

Tomando en cuenta la tabla 7 se asumirá para el caso de estudio un generador de 50 Mbtu-hr debido a que son los tipos de caldera con mayor uso en los campos del Valle Medio del Magdalena, ahora bien, asumiendo una eficiencia del 80% se tendría una capacidad de:

$$\text{Capacidad Max} = 50 \frac{\text{Mbtu}}{\text{hr}} * 80\% = 40 \frac{\text{Mbtu}}{\text{hr}}$$

Asumiendo un tiempo de generación de 24 horas en el día, se calcula la capacidad diaria de generación de vapor de la siguiente manera:

$$\text{Capacidad diaria} = 40 \frac{\text{Mbtu}}{\text{hr}} * 24 \frac{\text{hr}}{\text{día}} = 960 \frac{\text{Mbtu}}{\text{día}}$$

Finalmente, considerando periodos de inyección promedio de 10 días en cada ciclo se procede a calcular la cantidad de energía inyectada:

$$\text{Energía Inyectada} = 960 \frac{\text{Mbtu}}{\text{día}} * 10 \frac{\text{días}}{\text{ciclo}} = 9600 \frac{\text{Mbtu}}{\text{ciclo}}$$

5.1.2. Combustible: Estas calderas utilizan como combustible principal Gas Natural que proviene del interior del país, específicamente de los Campos Cusiana y Cupiagua ubicados en los llanos orientales. Sin embargo, debido a la proyección de una posible escasez de gas en el futuro, la empresa Mansarovar Energy Colombia LTD. Solicitó a la ANLA (agencia Nacional de Licencias Ambientales) el permiso del uso de crudo como combustible para los generadores existentes comprometiéndose a mantener las emisiones de Gases contaminantes dentro de los rangos. La ANLA a través de la Resolución 00933 del 30 de agosto de 2016 aprobó esta solicitud. Lo que le da la posibilidad a la compañía de utilizar el crudo producido en su propio campo como combustible sustituyente para la generación de vapor.

También se han realizado estudios para evaluar la viabilidad del uso de emulsiones inversas del mismo crudo del campo para ser usado como combustible en reemplazo del gas natural o del crudo generado del propio campo. En la Tabla 8 se muestra una comparación de la eficiencia y de la caracterización de los gases de la combustión.

Tabla 8. Comparación de resultados de uso crudo y emulsión como combustible.

| Medición | Crudo Campo Girasol | Emulsión Inversa Crudo Girasol |
|-----------------------|---------------------|-----------------------------------|
| Eficiencia (%) | 86,2 | 90 |
| O ₂ (%) | 5,2 | 1,8 |
| CO (ppm) | 15 | 12 |
| CO ₂ (ppm) | 11,8 | 14,2 |
| SO ₂ (ppm) | 467 | 564 |
| Temp de humos (°F) | 422 | 298 |
| Exceso de aire (%) | 30,3 | 8,9 |
| NO (ppm) | 195 | 104 |

Nota: Tomado de tesis: EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL USO DE UNA EMULSIÓN INVERSA DE CRUDO PESADO, EN LA CALDERA, PARA EL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR DEL CAMPO GIRASOL. Daza, K., & España, M. (2017).

5.1.3. Emisiones de CO₂: La Unidad de Planeación Minero-Energética ha dispuesto al público una herramienta que permite calcular las emisiones de Gases de Efecto Invernadero. Por lo tanto, se toman los factores de emisiones de CO₂ para los combustibles que son usados actualmente y se ven reflejados en la tabla 9.

Tabla 9. Factor de emisión por combustible.

| Combustible | Factor de Emisión de CO ₂ (KgCO ₂ /Mbtu) | Emisión de CO ₂ (TnCO ₂ /Ciclo) |
|------------------------|---|--|
| Gas Cusiana & Cupiagua | 59,76 | 573,696 |
| Crudo Castilla | 82,127 | 788,4192 |
| Carbón Guajira | 85,631 | 822,0576 |

Nota: Tomado de los autores.

Como se mencionó anteriormente, Mansarovar recibe su combustible de contratos de gas proveniente del interior de país, por lo tanto, en la tabla se encuentra los datos de la mezcla del gas de Cusiana y Cupiagua teórico en el nodo Mariquita. Ahora bien, debido a la ausencia de información se considerará el factor de emisiones de CO₂ para el escenario de crudo como combustible con el crudo de Castilla que es la información que se encuentra en el portal de la UPME.

5.1.4. Costo

5.1.4.1. Tipo de bombas para la Producción: El bombeo mecánico es uno de los métodos más utilizados para la producción de petróleos debido a su flexibilidad en condiciones y en especial para soportar las temperaturas de producción en campos con recobro térmico. La Potencia es suministrada por medio de un motor trifásico que puede ser impulsado por una fuente eléctrica o por combustión interna, esto dependerá de la disponibilidad de energía en el campo. La potencia requerida dependerá de la profundidad del pozo, el nivel del fluido y la velocidad de bombeo.

5.1.4.2. Consumo Energético: Los motores utilizados en el VMM tiene potencias entre los 100 y 150 HP.

$$Potencia Kw = 100 HP * 0.7457 \frac{Kw}{HP} * 0.75 (Factor potencia) = 55.93 Kw$$

$$1 HP = 0.7457 kW * factor carga (0.75)$$

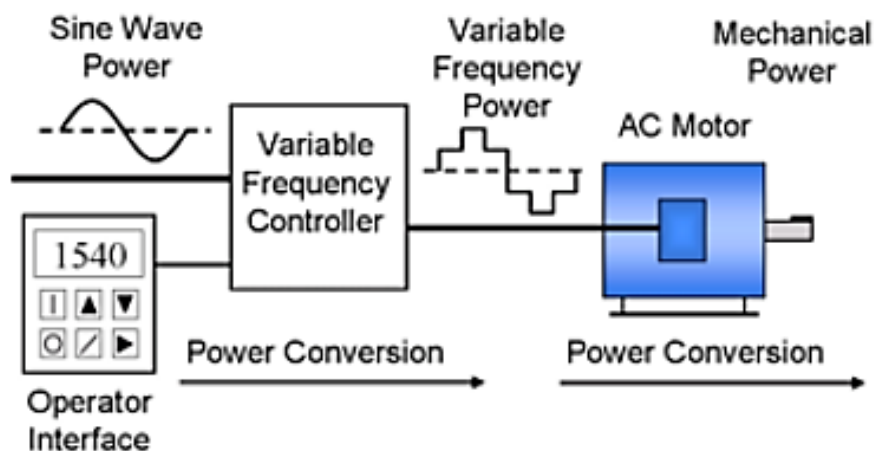
6. ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS.

6.1. SOLUCIONES SOSTENIBLES

6.1.1. Metodología Uno: La primera metodología que se establece como solución técnica está relacionada con el proceso de extracción del petróleo, más específicamente la operación realizada en la tubería de extracción; donde la bomba de extracción del crudo se encarga de llevar el petróleo a la superficie con un llenado controlado de la tubería, este proceso varía en función de la disponibilidad de crudo en el manto subterráneo, contemplando la posibilidad de modificar la velocidad en el giro del motor según las condiciones en tiempo real, lo que permite mejorar la eficiencia energética durante la producción del crudo pesado.

6.1.1.1. Eficiencia Energética Eléctrica – VFD: Variable Frequency Drive: En el campo de la eficiencia energética, el ahorro del recurso eléctrico es un pilar fundamental dentro del concepto, una manera de implementar este conocimiento en sistemas existentes es mediante el uso de unidades VFS o variadores de frecuencia, con su aplicación en los procesos industriales, vamos a garantizar que el consumo sea el apropiado según la carga con la que estén trabajando los órganos receptores, es decir, los motores acoplados a las bombas de extracción, y así reducir el exceso de reactivos, focalizando el consumo en potencia útil. El sistema requiere la combinación de un motor de velocidad constante y de un dispositivo mecánico que permita cambiar la velocidad de forma continua, la variación de la velocidad de la máquina rotativa se puede dar modificando la frecuencia, mediante la operación del equipo electrónico del cual dispone el variador de frecuencia, este método se fundamenta en el principio de que la velocidad síncrona de un motor está determinada por la frecuencia de la tensión suministrada y el número de polos en el estator, y se hablan de motores síncronos pues son lo de mayor presencia en la industria objeto de estudio de la presente investigación.

Figura 18. Configuración grupo variador de frecuencia y motor.

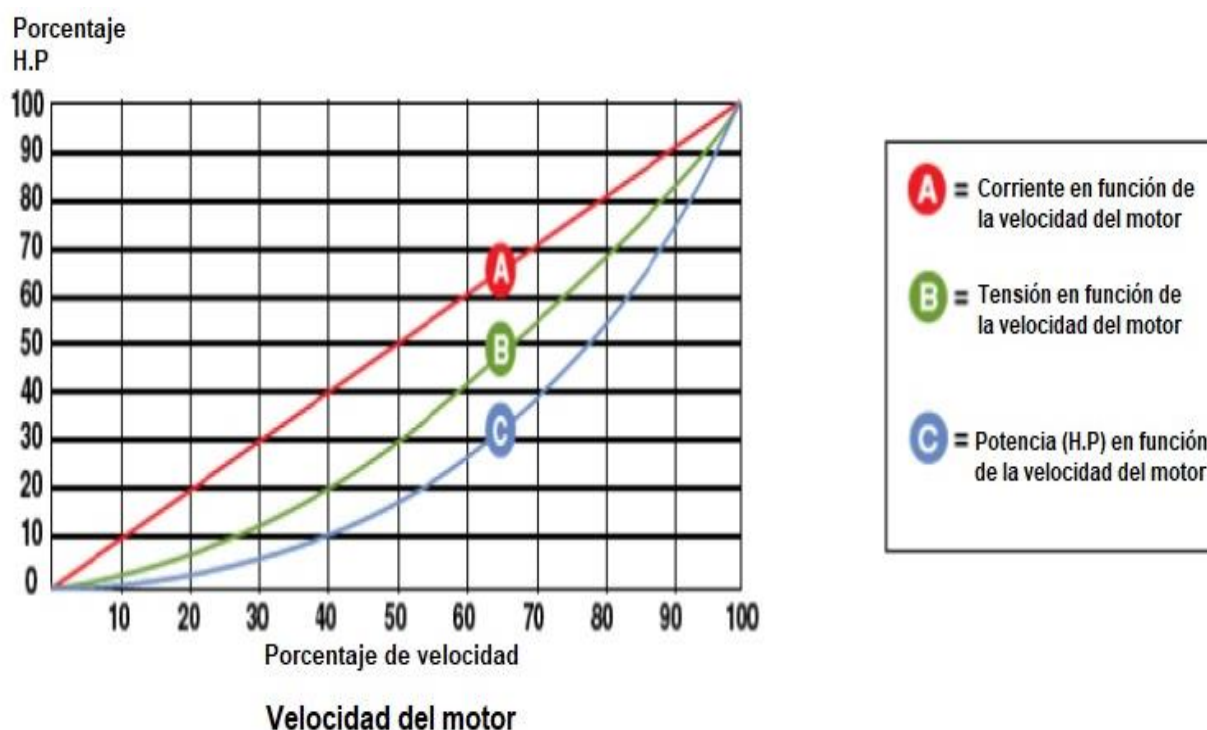


Nota. Adaptado Motores eléctricos y variadores de velocidad (p. 7), por Asociación Nacional de Industriales, 2010, programa regional Energías Renovables y Eficiencia Energética en Centroamérica. 4E CC BY 2.0

6.1.1.2. Descripción: Para lograr regular la velocidad de los motores, se emplea un controlador especial, en este caso el variador de frecuencia, la solución consiste en implementar este dispositivo en el control de velocidad con los motores de las bombas que realizan el proceso de extracción del crudo pesado, lo que nos permite ajustar en tiempo real la demanda de revoluciones por minuto necesarias bajo las condiciones de operación que se estén presentando, lo que garantiza un consumo controlado en la intensidad de corriente del motor, obteniendo así como resultado un importante ahorro de energía.

Este equipo opera de tal manera que varía la frecuencia de la electricidad que circula, es decir, la unidad debe estar conectada a la misma fuente de alimentación que suministra tensión al motor, para este caso puntual el motor de la bomba de extracción, controlando así la velocidad de rotación del motor, en la figura 19. podemos observar el comportamiento del ahorro en función de las principales magnitudes en sistemas eléctricos:





Figura 19. Ahorro de potencia activa en la máquina rotativas.



Nota. Adaptado de ¿Por qué utilizar un convertidor de frecuencia para controlar ventiladores y bombas?, por L. Torrealba, 2015, ElectroIndustria Danfoss.

6.1.1.3. Variadores de Frecuencia: En la tabla 10 se contemplan dos soluciones de las marcas ABB y Scheneider Electric, con rangos de potencia similares, lo que permite su implementación en el proceso de generación de vapor, específicamente en la etapa de bombeo, garantizando así el consumo energético justo y en tiempo real, variando la velocidad del motor, lo que permite que la velocidad de giro se de en función de la carga, sin necesidad de trabajar todo el tiempo a su valor nominal. Ahora bien, considerando el precio es evidente la diferencia entre uno y otro, son obstante la facilidad que ofrece el primero según la conexión de la red (media y baja) tensión es un parámetro a tener en cuenta, ya que permite usar equipos a mayores niveles de tensión lo que representa un consumo menor de corriente, y directamente una reducción en la energía necesaria para suplir la necesidad en dicha etapa para la inyección de vapor.

Tabla 10. Alternativas presentes en el mercado para variadores de frecuencia.

| CONVERTIDOR DE FRECUENCIA | MARCA | REFERENCIA | POTENCIA | CARACTERÍSTICAS | PRECIO |
|--|---|------------|------------------------|---|-----------------|
|  |  | ACS580 | 0,75 - 500 KW (250 KW) | <p>Media y baja tensión.</p> <p>Resistente a altas temperaturas y ambientes hostiles.</p> <p>Compatibilidad con distintos motores y sistemas de automatización.</p> <p>Modo de optimización de energía del convertidor de frecuencia garantiza el par máximo por amperio.</p> | \$ 8.929.556,00 |
|  |  | ATV900 | 0,75 - 800 KW | <p>16 velocidades preestablecidas.</p> <p>Aplicación industrial.</p> <p>Diseñado para motores asíncronos y motores síncronos.</p> <p>Tensión de alimentación asignada 200...240 V.</p> | \$ 7.701.481,00 |

Nota. Tomado de Los autores.

6.2.1. Metodología Dos: Para la segunda metodología se plantea la idea de implementar calderas eléctricas al proceso de generación de vapor, previo a su inyección en el pozo petrolífero.

6.2.1.1. Descripción calderas eléctricas: Las calderas eléctricas de vapor como su nombre lo indica se emplan para generar calor, a partir del uso de electricidad como fuente primaria de energía, al contrario de las calderas tradicionales, cuyo energético requiere la quema de combustible.

La caldera a vapor se compone de varios recipientes a presión dentro de los cuales se aloja un número variable de resistencias, estos son elementos pasivos, pues representan el consumo eléctrico para generar el calor necesario y causar la evaporación del agua, y de esta manera generar el vapor.

Tal configuración permite regular la producción de vapor a partir de la potencia absorbida, sumado a ello, una de sus grandes ventajas está relacionada con la emisión de productos de combustión u otros agentes contaminantes, pues al ser mediante electricidad no se da este fenómeno altamente nocivo y perjudicial para el medio ambiente.

6.2.1.2. Consumo calderas eléctricas vs calderas convencionales: El consumo de una caldera eléctrica está definido por varios parámetros tales como la eficiencia del equipo, las condiciones del entorno donde deba operar la caldera y es importante tener presente el régimen tarifario que maneje el operador de red encargado del suministro, aunque a priori el consumo de una caldera eléctrica es menor al de una caldera que requiera la quema de gas natural para su funcionamiento, siendo el gas natural el energético más usado en estos procesos, comparativa que se puede observar en la tabla 11.

Tabla 11. Comparativa consumo caldera de vapor eléctrica y caldera de vapor a combustible.

| Tipo de Caldera | Consumo |
|----------------------------|----------------|
| Caldera eléctrica | 13552 kWh/año |
| Caldera gas natural | 13620 kWh/año |

Nota. Tomado de Los autores.

6.2.1.3. Calderas eléctricas: Tomando como referencia distintas marcas y analizando las características ofrecidas en los productos del catálogo, se tabularon las posibles alternativas en la tabla 12 a trabajar y tener en cuenta en el diseño de la curva de abatimiento.

Tabla 12. Alternativas presentes en el mercado para calderas eléctricas.

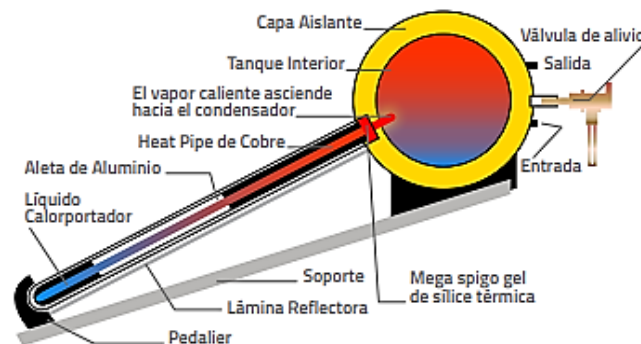
| CALDERA | PROVEEDOR | POTENCIA | EFICIENCIA | CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN | PRECIO |
|---|---|--|------------|--|------------------|
|  |  | Máx.: 18 kW Mín.: 6 kW | 78% | Máx.: 245 kg/h (540,13 lb/h) Mín.: 82 kg/h (180,78 lb/h) | \$ 12.800.000,00 |
|  |  | Mín: 115 kW Máx: 1.096 kW 117 - 1,114 bhp | 85% | Steam Capacity from 3,466 to 33,032 lbs / hr | \$ 47.300.000,00 |
|  |  | Gama de potencias entre: Mín: 2,5 kW (33,5 H.P) Máx: 250 kW (33.512 H.P) | 87% | Producción vapor: CEV-25 (mín): 35 kg/h CEV-2500 (máx): 3500 kg/h. | \$ 62.400.000,00 |

Nota. Tomado de Los autores.

6.3.1. Metodología Tres: La tercera metodología, consiste en implementar calentadores solares de agua, estos no dependen de gas o energía eléctrica para su funcionamiento, pues usan como fuente primaria la radiación solar. A partir del uso de esta solución podemos someter el agua a un proceso de precalentado para que una vez llegue a la caldera, el aumento térmico necesario sea menor y así garantizar una disminución en el consumo energético requerido para pasar el agua líquida a vapor de agua.

6.3.1.1. Descripción espejos solares para calentamiento: Transmiten directamente al agua del tanque acumulador el calor que reciben de laminillas de aluminio alojadas dentro de los tubos evacuados. Dentro del tubo evacuado no hay agua, razón por la cual en caso de rotura esta no escapa y el calentador sigue operando con los tubos restantes, en la figura 20. se expone la estructura interna y principio de funcionamiento de los calentadores solares.







Figura 20. Estructura interna y principio de funcionamiento calentadores solares.



Nota. Tomado de CALENTADOR SOLAR PRESURIZADO HEAT PIPE CON REFLECTOR, por TERMAL S.A.S, 2021, Colombia.

6.3.1. Uso de energía solar para calentamiento: Con las soluciones propuestas en la tabla 13, el agua se puede calentar a temperaturas que van desde los 40°C a los 60°C de esta manera el consumo energético necesario en las calderas se disminuye y por ende el requerimiento de combustible necesario para dicha labor.

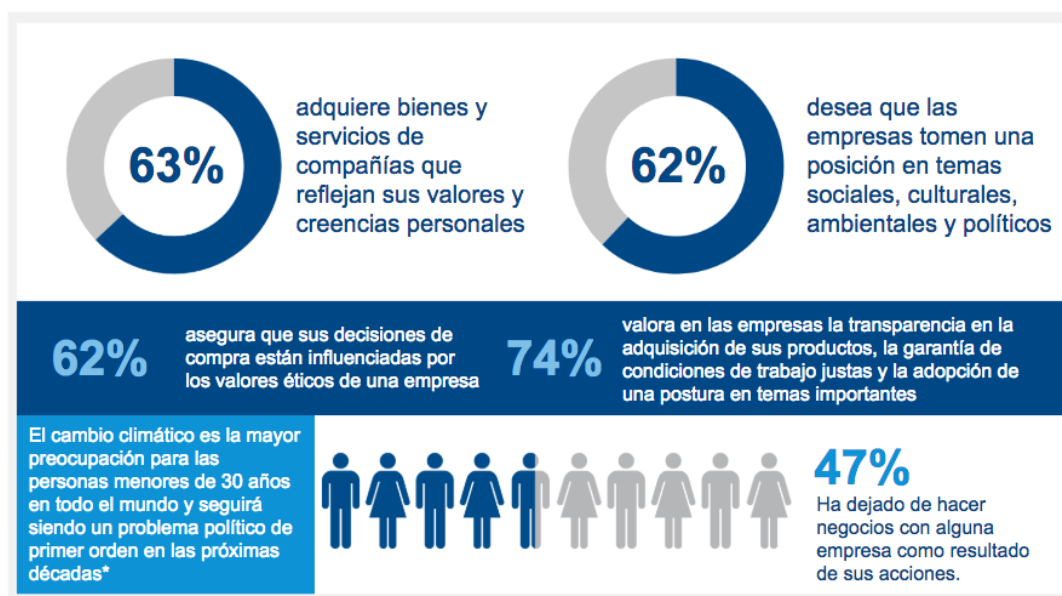
Tabla 13. Alternativas presentes en el mercado para calentadores solares.

| CALENTADOR SOLAR | PROVEEDOR | CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS | DIMENSIONES | REFERENCIA | PRECIO |
|---|---|---|--|--------------------|-----------------|
|  |  | <p>Capacidad de 150 litros con 18 tubos térmicos. Tasa absorción de radiación térmica <6% (100°C) Temperatura máxima: 50°C</p> | <p>Ancho: 162 cm Alto: 137 cm Largo: 208 cm</p> | SPPM0L150 | \$ 4.989.000,00 |
|  |  | <p>Capacidad de 150 litros con calentamiento por placa solar en vidrio templado más resistente que la tecnología de tubos al vacío. Temperatura máxima: 60°C</p> | <p>Ancho: 103,5 cm Alto: 196,5 cm Largo: 67 cm</p> | TSS 150 L | \$ 6.300.000,00 |
|  |  | <p>Calentador solar de agua presurizado tipo <i>heat pipe</i> con Vidrio alto de borosilicato, capacidad de 200 litros. Temperatura máxima: 60°C</p> | <p>Ancho: 185 cm Alto: 198 cm Largo: 12 cm</p> | CST-200HP SS304 | \$ 7.450.000,00 |

Nota. Tomado de Los autores.

6.4.1. Compra de Bonos de Carbono (Compensación): Consisten en un estímulo económico enfocados a la descontaminación, son un mecanismo internacional para reducir las emisiones contaminantes al medio ambiente, es uno de los tres mecanismos propuestos en el protocolo de Kioto, para la reducción de emisiones causantes del calentamiento global y efecto invernadero.

Figura 21. Relación consumidores vs empresas medioambientalmente sostenibles.



Nota. Datos tomados de la encuesta anual de Accenture “Global Consumer Pulse Survey” a 30.000 consumidores globales. Encuesta Global Shoppers del Foro Económico mundial, por The World Economic Forum, 2021, South Pole.

6.4.1.1. Descripción bonos de carbono: Los árboles en su función natural capturan CO₂ de la atmósfera y liberan oxígeno, este dióxido de carbono está en exceso en la atmósfera, a raíz de ello se genera el calentamiento global, este gas retiene la energía calórica del sol, de ahí el exceso de temperatura en el planeta. Un bono es un intangible que se puede comercializar en el mercado, en Colombia se suele pagar de \$12.000 COP a \$15.000 COP (pesos colombianos), debido a la existencia del impuesto al carbono, por cada galón de gasolina consumido, indirectamente se está haciendo la contribución para adquirir una parte de un bono de carbono, hablando desde un marco internacional los bonos oscilan entre los 5 a 7 euros.

En principio los bonos de carbono representan un derecho a emitir una tonelada de dióxido de carbono, y a razón de su transacción se benefician las empresas que disminuyen su emisiones o directamente no tienen emisiones.

6.4.1.2. Tipos de bonos de carbono: Los bonos de carbono independiente de su naturaleza son adquiridos por empresas, principalmente existe 4 tipos, los cuales son:

6.4.1.3. Certificados de reducción de emisiones: En la que los países que invierten en proyectos de desarrollo limpio pueden obtener certificados de reducción de emisiones por un monto equivalente a la cantidad de dióxido de carbono al que se dejó de emitir a atmosfera como resultado del proyecto.

6.4.1.4. Montos asignados anualmente: Corresponden al monto total de emisiones de gases de efecto de invernadero que aun país se le permite emitir a la atmósfera. Cada país los asigna a las empresas de su territorio, y de tener algún sobrante en la cantidad de bonos, pasan a un proceso de venta, para s distribución total.

6.4.1.5. Unidades de reducción de emisiones: Son un monto de emisiones de gases de efecto invernadero que dejaran de ser emitidas por la ejecución de un proyecto.

7. DESARROLLO CURVA DE ABATIMIENTO

Para el desarrollo de la curva de abatimiento con las soluciones establecidas evaluaremos parámetros como el costo del proyecto, la reducción en emisiones, y se realizaran una serie de suposiciones debido a la imposibilidad de contemplar todas las variables de entorno.

7.1. Suposiciones y consideraciones.

- El campo objeto de análisis y como referencia a los datos obtenidos y caracterizados es el campo petrolífero TECA en NARE, propiedad de ECOPETROL.
- El valor del dólar para las respectivas conversiones será manejado con el promedio establecido entre el 1 de noviembre del 2021 al 15 de noviembre del mismo año, siendo esté 1 USD = 3.881,4 COP.
- El modelamiento de la curva se trabajará a partir de la plantilla en *EXCEL*.
- El análisis de resultados en emisiones y costos para la curva de abatimiento será definido en un intervalo de un año, aunque el *payback* de las opciones a considerar puede tomar más tiempo.
- La línea base está definida por los bonos de carbono, siendo esté el escenario actual usado por la empresa donde no se implementa ninguna estrategia o solución técnica de las sugeridas en el presente documento, es decir, el eje X está definido a partir del panorama con bonos de carbono.
- El valor de las emisiones está definido por las tablas obtenidas a partir del análisis “BUSSINES AS USUAL”, sin embargo, también se toma como referencia los valores sugeridos y estandarizados por la calculadora de la UPME *Total de emisiones CO₂ calculadas (No equivalentes) FECOC*.

- Se busca reducir la cantidad de emisiones generadas, pero sin afectar la producción de crudo, es decir, la producción se mantiene constante o en el escenario óptimo se aumentará este parámetro, pero no es el objetivo principal.
- Al tener soluciones en diferentes etapas de la inyección de vapor, estas pueden ser complementarias y aplicarse de manera simultánea y conjunta.

7.2. Tabla de datos y costos.

Se debe realizar un análisis de tipo financiero para evaluar la viabilidad económica de las soluciones en la elaboración de la curva, de igual manera se debe revisar el impacto ambiental al implementar las soluciones, que se espera sea siempre positivo en comparación al panorama actual, es importante tener presente que este segundo ítem está relacionado con la emisión de gases, específicamente dióxido de carbono (CO₂), por ende en este punto se trabaja desde el aspecto técnico en función de las ventajas que ofrece cada metodología.

Tabla 14. Análisis económico para la metodología uno.

| Equipos asociados al proyecto. | Inversión inicial | VAN | TIR | Payback |
|----------------------------------|-------------------|-----------------|-------|---------|
| | [\$COP] | [\$COP] | [%] | [Años] |
| Convertidor de frecuencia ACS580 | \$ 8.929.556,00 | \$ 533.000,00 | 15,6% | 2,8 |
| Convertidor de frecuencia ATV900 | \$ 7.701.481,00 | \$ 1'120.000,00 | 23,8 | 1,7 |

Nota. Tomado de Los autores.

Tabla 15. Análisis de emisiones de CO₂ para la metodología uno.

| Potencia (kW) | KgCO ₂ por kWh | Emisiones panorama actual KgCO ₂ /hora | Solución tecnológica | Factor de reducción (velocidad promedio) | Emisiones bajo la solución KgCO ₂ /hora |
|---------------|---------------------------|---|----------------------------------|--|--|
| 55,93 | 0,164 | 9,17252 | Convertidor de frecuencia ACS580 | 70% | 6,420764 |
| 55,93 | 0,164 | 9,17252 | Convertidor de frecuencia ATV900 | 68% | 6,2373136 |

Nota. Tomado de Los autores. En Colombia el factor de emisión de CO₂ por generación eléctrica es de 164,38 gramos por kWh.

Tabla 16. Análisis económico para la metodología dos.

| Equipos asociados al proyecto. | Inversión inicial | VAN | TIR | Payback |
|--------------------------------|-------------------|-----------------|------|---------|
| | [\$COP] | [\$COP] | [%] | [Años] |
| Caldera eléctrica GICONMES | \$ 12.800.000,00 | \$ 4'660.000,00 | 13,8 | 3,1 |
| Caldera eléctrica CHROMALOX | \$ 47.300.000,00 | \$ 9'050.000,00 | 5,1 | 7,8 |
| Caldera eléctrica PIROBLOC | \$ 62.400.000,00 | \$13'077.073,00 | 2,8 | 9,1 |

Nota. Tomado de Los autores.

En la tabla 17 se refleja el consumo de combustible por cantidad de vapor producido en función de la capacidad de agua empleada, este cálculo se obtuvo a partir de la información tomada de la calculadora *Total de emisiones CO₂ calculadas (No equivalentes) FECOC*, tomando como referencia el gas natural de Cusiana, siendo este el combustible usado.

Para definir el consumo de las calderas y poder establecer una comparación se emplearán los valores obtenidos en la sección de "BUSINESS AS USUAL", manejado en términos de kilowatts hora como unidad de medida para unificar el proceso.

Una caldera en el campo Teca tiene un consumo:

$$\text{Capacidad Max} = 40 \frac{\text{Mbtu}}{\text{h}} * 24 \frac{\text{horas}}{\text{día}} = 960 \frac{\text{Mbtu}}{\text{h/día}}$$

Ahora se determina el gasto de combustible con la ecuación 7:

Ecuación 7. Consumo de combustible.

$$\text{Consumo} = \frac{P}{PC_S} * t$$

$$1 \text{ kW} = \frac{1 \text{ btu/h}}{3.412,14}$$

$$P_{KW} = \frac{40 \frac{\text{Mbtu}}{\text{h}}}{3.412,14} = \frac{40.000 \frac{\text{btu}}{\text{h}}}{3.412,14} = 11,7228 \text{ kW}$$

De la calculadora *Total de emisiones CO₂ calculadas (No equivalentes) FECOC 2016* se obtiene el poder calorífico superior del gas natural de Cusiana.

$$PC = 42.7321 \frac{\text{MJ}}{\text{m}^3}$$

$$\text{Consumo} = \frac{11,7228 \text{ kW}}{42.7321 \frac{\text{MJ}}{\text{m}^3}} * 24 \frac{\text{horas}}{\text{día}}$$

$$\text{Consumo} = \frac{11.722,8 \frac{J}{s}}{38'673.500 \frac{J}{m^3}} * 24 \frac{\text{horas}}{\text{día}} * \frac{60 s}{1 \text{ hora}} = 0.436496 m^3$$

$$\text{Consumo}_{\text{anual}} = 0.436496 m^3 * 10 \frac{\text{días}}{\text{mes}} * 12 \frac{\text{mes}}{\text{año}} = 52.37952 m^3$$

Factor de emisión CO₂ :114.7515 kgCO₂

(obtenido de la calculadora Total de emisiones CO₂ calculadas (No equivalentes) FECOC 2016, corresponde al cálculo anual de emisiones para los 52.37952 m³ de gas natural necesarios.

Ahora para comparar la potencia requerida para generar cierta cantidad de vapor se debe establecer el flujo de vapor generado por una caldera del pozo TECA y evaluar el comportamiento frente a las tres soluciones propuestas.

$$40.000 \frac{btu}{h} = 15,7205 BHP$$

Con base en la potencia de las calderas del pozo TECA y su eficiencia (80%) la producción de vapor para los 15,7205 Brake horsepower (BHP) será:

$$40.000 \frac{btu}{h} = 15,7205 BHP$$

$$100 BHP = 3.450 \frac{lb}{h}$$

$$15,7205 BHP = 207 \frac{lb}{h}$$

Con dicha relación se define el análisis de emisiones del panorama actual frente al escenario ofrecido por cada solución.

Para los 40.000 BTU/h la potencia es de 11,7228 kW.

Tabla 17. Análisis de emisiones de CO₂ para la metodología dos.

| Cantidad de vapor generado (lb/h) | Potencia (kW) | KgCO ₂ por kWh | Emisiones panorama actual KgCO ₂ /hora | Solución tecnológica | Potencia (kW) | Potencia necesaria para producir 207 lb/h (kW) | Emisiones bajo la solución KgCO ₂ /hora |
|-----------------------------------|---------------|---------------------------|---|-----------------------------|---|--|--|
| 207 | 11,7228 | 0,164 | 1,9225 | Caldera eléctrica GICONMES | Máx.: 18 kW (540,13 lb/h) Mín.: 6 kW (180,78 lb/h) | 6,87 | 1,126 |
| 207 | 11,7228 | 0,164 | 1,9225 | Caldera eléctrica CHROMALOX | Máx.: 1.096 kW (33.032 lb/h) Mín.: 115 kW (3.466 lb/h) | 6,868 | 1,1263 |
| 207 | 11,7228 | 0,164 | 1,9225 | Caldera eléctrica PIROBLOC | Máx.: 3.500 kW (7716.179 lb/h) Mín.: 2,5 kW (77.1618 lb/h) | 6,7066 | 1,0998 |

Nota. Tomado de Los autores. En Colombia el factor de emisión de CO₂ por generación eléctrica es de 164,38 gramos por kWh.

Tabla 18. Análisis económico para la metodología tres.

| Equipos asociados al proyecto. | Inversión inicial | VAN | TIR | Payback |
|--------------------------------|-------------------|-----------------|-------|---------|
| | [\$COP] | [\$COP] | [%] | [Años] |
| SPPMOL150 | \$ 4.989.000,00 | \$ 1.806.000,00 | 24,1 | 1,5 |
| TSS 150 L | \$ 6.300.000,00 | \$ 2'120.000,00 | 18,4 | 2,95 |
| CST-200HP SS304 | \$ 7.450.000,00 | \$ 2'990.000,00 | 15,33 | 3,2 |

Nota. Tomado de Los autores.

Los calentadores solares no calientan el agua hasta los 100°C por ende es necesario hacer el cálculo con base en la temperatura faltante y el promedio de calentamiento de estos equipos que llega a los 55°C.

Se debe calcular el consumo energético para pasar 150 litros (estándar en los equipos seleccionados) de agua de 20°C a 100°C, de 50°C a 100°C para el primer calentador y de 60°C a 100°C para las dos opciones restantes.

$$m = \rho_{H_2O} * V$$

$$m = 1000 \frac{kg}{m^3} * 0,150 m^3$$

$$m = 150 kg$$

20°C a 100°C

$$Q = m * ce * \Delta T$$

$$Q = 150 \text{ kg} * 4.180 \frac{\text{J}}{\text{kg}^\circ\text{C}} * 80^\circ\text{C}$$

$$Q = 50'160.000 \text{ J} = 13,933 \text{ kWh}$$

50°C a 100°C

$$Q = m * ce * \Delta T$$

$$Q = 150 \text{ kg} * 4.180 \frac{\text{J}}{\text{kg}^\circ\text{C}} * 50^\circ\text{C}$$

$$Q = 31'350.000 \text{ J} = 8.7083 \text{ kWh}$$

60°C a 100°C

$$Q = m * ce * \Delta T$$

$$Q = 150 \text{ kg} * 4.180 \frac{\text{J}}{\text{kg}^\circ\text{C}} * 40^\circ\text{C}$$

$$Q = 25'080.000 \text{ J} = 6.9666 \text{ kWh}$$

Tabla 19. Análisis de emisiones de CO₂ para la metodología tres.

| Cantidad agua (L) | Energía (kWh) | KgCO ₂ por kWh | Emisiones panorama actual KgCO ₂ /hora | Solución tecnológica | Temperatura máxima (°C) | Energía faltante (kWh) | Emisiones bajo la solución KgCO ₂ /hora |
|-------------------|---------------|---------------------------|---|----------------------|-------------------------|------------------------|--|
| 150 | 13,9333 | 0,164 | 2,28 | SPPM0L150 | 50°C | 8,7083 | 1,4281 |
| 150 | 13,9333 | 0,164 | 2,28 | TSS 150 L | 60°C | 6,9666 | 1,1425 |
| 150 | 13,9333 | 0,164 | 2,28 | CST-200HP SS304 | 60°C | 6,9666 | 1,1425 |

Nota. Tomado de Los autores. En Colombia el factor de emisión de CO₂ por generación eléctrica es de 164,38 gramos por kWh.

7.3. Desarrollo de la curva.

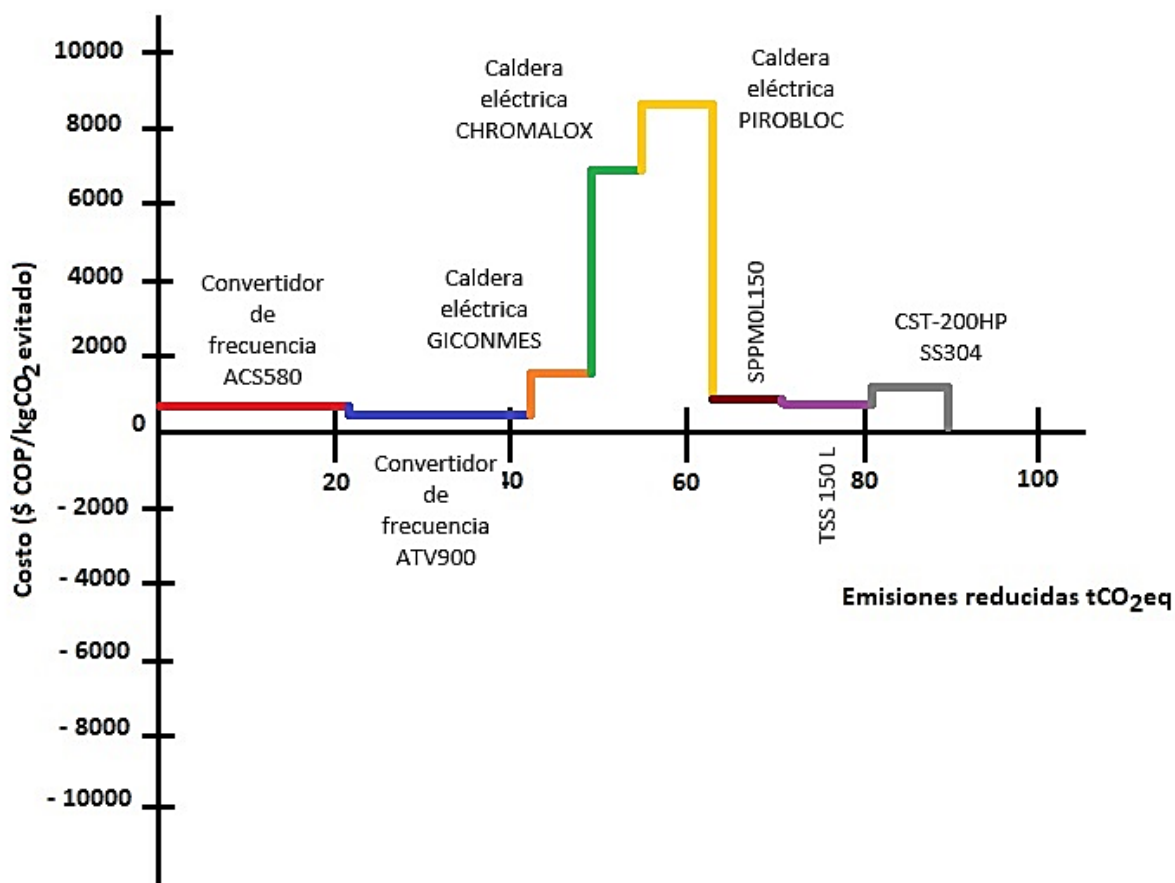
Una vez se definieron los diferentes escenarios en el programa se obtuvo la curva de abatimiento para contemplando cada uno de los escenarios. A continuación, en la gráfica 7 se muestra la curva de abatimiento encontrada.

Tabla 20. Parámetros construcción curva de abatimiento.

| Precio proyecto (\$ COP) | Emisiones actuales KgCO ₂ /año | Emisiones solución KgCO ₂ /año | Potencial de abatimiento KgCO ₂ /año | Costo abatimiento \$KgCO ₂ /año |
|--------------------------|---|---|---|--|
| 8.929.556,00 | 79250,5728 | 55475,40096 | 23775,17184 | 375,58 |
| 7.701.481,00 | 79250,5728 | 53890,3895 | 25360,1833 | 303,68 |
| 12.800.000,00 | 16610,4 | 9728,64 | 6881,76 | 1.859,99 |
| 47.300.000,00 | 16610,4 | 9731,232 | 6879,168 | 6.875,83 |
| 62.400.000,00 | 16610,4 | 9502,272 | 7108,128 | 8.778,68 |
| 4.989.000,00 | 19699,2 | 12338,784 | 7360,416 | 677,81 |
| 6.300.000,00 | 19699,2 | 9871,2 | 9828 | 641,03 |
| 7.450.000,00 | 19699,2 | 9871,2 | 9828 | 758,04 |

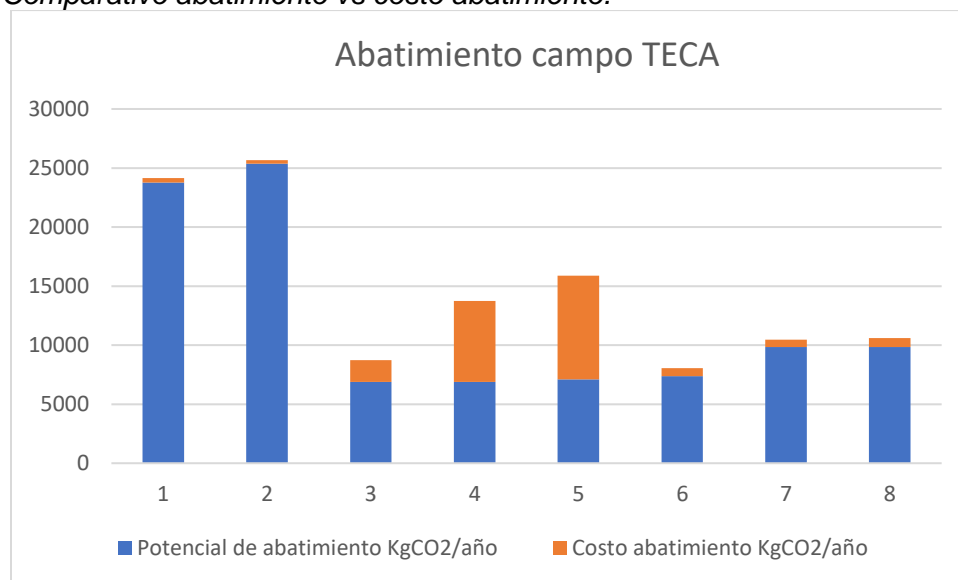
Nota. Tomado de Los autores.

Figura 22. Curva de abatimiento bajo las soluciones propuestas.



Nota. Tomado de Los autores.

Tabla 21. Comparativo abatimiento vs costo abatimiento.



Nota. Tomado de Los autores.

7.4. Análisis de resultados.

Es posible evidenciar en primera instancia que las tecnologías y sistemas requeridos parecieran en su totalidad son más competitivos en el corto plazo y mediano plazo, comparados con tecnologías y sistemas convencionales ya presentes en el pozo petrolífero, contemplando el panorama actual.

En la curva de abatimiento diseñada junto con el diagrama de barras obtenido, se obtiene beneficio de la inversión, razón por la cual las estrategias resultan rentables y tal como se reflejó previamente, las metodologías presentadas se pueden implementar en conjunto potenciando el efecto positivo, pues resultan complementarias para diferentes etapas en el proceso de inyección de vapor necesaria para la extracción de crudo pesado.

De las metodologías propuestas para la reducción de emisiones de CO₂, la que mejor resultados otorga es aquella que contempla los variadores de frecuencia, ya que cuenta con la mejor relación potencial de abatimiento en Potencial de abatimiento KgCO₂/año y costo de abatimiento en \$KgCO₂/año, lo que la convierte entonces en la estrategia más rentable y sostenible.

8. CONCLUSIONES

A partir de los resultados obtenidos en la curva de abatimiento y en el análisis de las soluciones propuestas en función de la reducción de emisiones que representan, se puede concluir que este tipo metodologías técnicas deberían considerarse debido al ahorro energético que suponen sin afectar la producción, incluso algunas estrategias pueden garantizar mejorías en los procesos lo que da como resultado de su optimización un aumento en la producción. De igual forma es importante contemplar el objetivo principal, y la responsabilidad social y empresarial que como una de las organizaciones más grandes del país debe estar presente, y bajo la investigación se definen estrategias viables, a partir de su idónea implementación podrían garantizar el alcance de los objetivos ambientales establecidos por ECOPETROL a corto, mediano y largo plazo.

Desde el ejercicio sugerido, y como resultado de la curva de abatimiento se obtiene la mejor relación de potencial de abatimiento por costo de abatimiento con los variadores de frecuencia, pues el análisis de estos equipos determina que cada kilogramo de dióxido de carbono que se deja de emitir al año le cuesta a ECOPETROL \$ 375,58 COP, representando un valor bastante bajo si se compara con la alternativa que refleja la relación menos favorable de potencial de abatimiento por costo de abatimiento, está son las calderas eléctricas, específicamente el modelo de mayor capacidad pues por cada kilogramo de dióxido de carbono abatido al año el costo es de \$ 8.778,68. Es importante recalcar que esté comparativo no define que sea una solución a descartar, pues sigue siendo bajo el costo de abatimiento a nivel general.

Para finalizar y dando respuesta a los objetivos de la presente investigación, las curvas MACC constituyen una herramienta adicional o complementaria para la selección y priorización de las tecnologías según su aporte a la reducción de GEI en el sector petróleo.

9. BIBLIOGRAFIA

- Organización de las Naciones Unidas. (25 de septiembre de 2015). *Objetivos de desarrollo sostenible año 2030*. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- Grupo Ecopetrol. (Bogotá 25 de marzo de 2021). *Grupo Ecopetrol anuncia compromiso y plan para lograr emisiones netas de carbono en 2050*. https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/?1dmy&page=detalleNoticias&urile=wcm:path:/ecopetrol_wcm_library/as_es/noticias/noticias%2B2021/reduccion-emisiones
- McKinsey and Company, Inc. (01 de febrero de 2007). *Cost curve for greenhouse gas reduction*. <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/a-cost-curve-for-greenhouse-gas-reduction>
- BACA URBINA, G, *Evaluación de Proyectos*, Editorial Mc Graw-Hill, Décima edición, 2010.
- Guevara, R. F. (2013). *Curso plantas consumidoras de energía. Separata II-generadores de vapor pirotubulares* (pp. 13-29). Nuevo Chimbote: Universidad Nacional del Santa.
- Meena, V. S., & Singh, M. P. (2015). *Efficiency Assessment and Improvement of Boiler at Super Thermal Power Station: International Journal for Advance Research in Engineering and Technology*, 34.
- Carrillo-Romero, J. A., & Rojas-Boyacá, J. A. (2013). *El variador de velocidad como método de arranque ideal para motores eléctricos de inducción. Ingeniería Investigación Y Desarrollo*, 13(1), 34–39. <https://doi.org/10.19053/1900771X.3414>
- Barbierii, Efrain E. *El Pozo Ilustrado*, Ediciones del Fondo Editorial de Educación y Desarrollo. FONCIED. PDVSA Caracas, cuarta Edición 1998.
- Andrade, C. (2015). *METODOLOGÍA DE DISEÑO DE UN GENERADOR DE VAPOR ACUOTUBULAR BAGACERO* (Tesis de Ingeniería). Universidad de Piura.
- Ardila, L., & Puerto, F. (2015, octubre). *Automatización del sistema de control de calidad en generadores de vapor*.
- Daza, K., & España, M. (2017). *Tesis: EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL USO DE UNA EMULSIÓN INVERSA DE CRUDO PESADO, EN LA CALDERA, PARA EL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR DEL CAMPO GIRASOL*.
- Fonseca, J., & Sanchez, M. (2017). *Tesis: EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN LOCALIZADA DE VAPOR CON LA TÉCNICA HUFF AND PUFF PARA OCHO POZOS EN EL CAMPO TECA-COCORNÁ MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA*.
- Medina, M., Guitierrez, A., & Guerrero, C. (2019, julio). *Selección de campos para la implementación de solar EOR como proceso térmico de recobro mejorado en Colombia. El Reventon Energetico*.

- Sarathi, P., & Olsen, D. (1992). Practical Aspects of Steam Injection Processes a Handbook for Independent Operators. National Institute for Petroleum and Energy Research.
- UNAB. (2016). Título: Implementación de un Sistema de Ahorro en el Consumo Energético para el Campo Moriche, mediante una Unidad Recuperadora de Gas. Universidad Autónoma de Bucaramanga.
- Amaya, M., & Barrios, H. (2016). EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE DOS CLÚSTER DE POZOS HASTA LA ESTACIÓN INTERMEDIA NORTE DE CAMPO MORICHE A TRAVÉS DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE ANÁLISIS NODAL. Universidad Industrial de Santander.
- Bejarano, M., & Bentacourt, A. (2018). EVALUACIÓN DE LA DISMINUCIÓN EN LA CARGA ENERGÉTICA MEDIANTE EL RE-DISEÑO DE UN EQUIPO DE BOMBEO MECÁNICO UTILIZANDO UNA BOMBA CBM PARA UN POZO PETROLERO.
- Ramirez, L. (2006). EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR CAVIDADES PROGRESIVAS PARA CRUDOS PESADOS EN LOS CAMPOS TECA Y NARE.
- UNAB. (2016). Título: Implementación de un Sistema de Ahorro en el Consumo Energético para el Campo Moriche, mediante una Unidad Recuperadora de Gas. Universidad Autonoma de Bucaramanga.
- Lucon O., D. Üрге-Vorsatz, A. Zain Ahmed, H. Akbari, P. Bertoldi, L. F. Cabeza, N. Eyre M. V. Vilariño. (2014). Buildings. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Cadena, Á., Guevara, J. A., Ozuna, A., Vargas, H., Espinoza, M., Ovalle, K., & Camila, R. (2012). ESTIMACIÓN DE CURVA DE COSTOS DE ABATIMIENTO DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO PARA EL SECTOR VIVIENDA URBANA (No. 5). Universidad de los Andes - Concejo de construcción sostenible.
- GORDILLO M, Héctor Mario. *Evaluación de la eficiencia térmica de calderas multicomcombustibles*. Cali, 1992. 1 v. Tesis (Ingeniero Químico). Universidad del Valle. Facultad de Ingeniería.
- Velasco R. G., Lacy T. R., y Viguri G. S. (2012). Guía Metodológica para la Evaluación de Programas de Acción Climática de gobiernos locales. México D.F.: Centro Mario Molina para Estudios Estratégicos sobre Energía y Medio Ambiente A.C.
- The World Bank (2011). Guide to Climate Change Adaptation in Cities. The International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank. <http://siteresources.worldbank.org/INTURBANDEVELOPMENT/Resources/336387-1318995974398/GuideClimChangeAdaptCities.pdf#page=81> (mayo, 2014).

- IPCC (2006). Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. En: Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme de B. L. Eggleston H.S. Japon: IGES.
- UPME (2016). *Total de emisiones CO2 calculadas (No equivalentes).FECOC 2016.* Tomado de: http://www.upme.gov.co/calculadora_emisiones/aplicacion/calculadora.html
- THERMAL ENGINEERING LTDA, «ANÁLISIS DE EFICIENCIA EN CALDERA,» Santiago de Chile, 2017.
- J. E. y. M. F. A. D. P. SÁNCHEZ RAMÍREZ, ANALISIS DEL SISTEMA DE RECUPERACION DE CONDENSADO EN LAS AREAS DE VAPOR Y ENERGIA DEL COMPLEJO INDUSTRIAL DE BARRANCABERMEJA, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2005.
- GONZÁLEZ GONZÁLEZ, Gabriel. *Rediseño de una caldera pirotubular.* Cali, 1998. Universidad Autónoma. Facultad de Ingeniería Mecánica.