

**ALTERNATIVA DE TRANSPORTE NO CONVENCIONAL DE CRUDO
PESADO CASTILLA MEDIANTE INYECCIÓN DE GASES DE
COMBUSTIÓN**

GEOFFREY NAYIB VIVIESCAS IBARRA

ERNESTO CAMILO BARRIOS CORZO

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

2008

**ALTERNATIVA DE TRANSPORTE NO CONVENCIONAL DE CRUDO
PESADO CASTILLA MEDIANTE LA INYECCIÓN DE GASES DE
COMBUSTIÓN**

GEOFFREY NAYIB VIVIESCAS IBARRA

ERNESTO CAMILO BARRIOS CORZO

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de
Ingeniero Químico
Ingeniero de Petróleos**

Director de Proyecto

M.Sc. JORGE LUIS GROSSO VARGAS

Codirector de Proyecto

M.Sc. LUZ EDELMIRA AFANADOR

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

2008

*No te des por vencido, ni aun vencido
No te sientas esclavo, ni aun esclavo
Trémulo de pavor, piénsate bravo
Y acomete feroz ya mal herido
Ten el tesón del clavo enmohecido,
Que ya viejo y ruin vuelve a ser clavo
Y no la tremenda estupidez del pavo
Que amaina su plumaje al primer ruido
Procede como Dios, que nunca llora
O como lucifer que nunca reza
O como el robledal, cuya grandeza necesita del agua y no la implora
Que gima y vocifere vengadora,
Ya rodando en el polvo tu cabeza.*

“ALMA FUERTE, Piu Avanti”

*Que cuando hay lucha y en este caso espera,
Más meritorio el triunfo debe ser.*

Agradecimientos

*A **Dios**, Por darme la oportunidad de ser, y de cumplir su voluntad*

*A **Jorge Luís Grosso Vargas**, Ingeniero Químico, M.Sc. en Ingeniería Química director de este proyecto, por sus aportes, conocimientos, dedicación y orientación*

*A **Luz Edelmira Afanador**, Ingeniera Química, M.Sc en Ingeniería de Petróleos codirectora del proyecto por su paciencia y colaboración*

*A **Wilson y Eduardo**, auxiliares de laboratorio, escuela de Ingeniería Química, gracias por todo*

*A las **Escuelas de Ingeniería de Petróleos y Química de la Universidad Industrial de Santander**, por su responsable labor y por hacer de mí un excelente profesional y a los profesores por su ejemplo, conocimiento y dedicación.*

*A el **Godofredo**, hermano solo no hubiera podido*

Dedicatoria

A **Dios**, Hijo, nunca te he abandonado - escuché en mi corazón - En los momentos de angustia y dolor - proseguía - cuando tú has contemplado un par de huellas en la arena, era yo quien te cargaba en mis brazos

A **Mi Mamá**, quien con su infinita ternura, amor y paciencia, hizo de mi el hombre que soy

A **Mi Viejo**, porque se que has esperado para ser feliz, mi padre, y los que esperan saben que aseguran la victoria

A **Mi Familia**, a los que quiero y los que no, porque unos y otros fueron aliciente para alcanzar esta meta

Al **cielo de mi tierra**, donde guardo todo lo que me espreciado, tu sabes Valledupar cuanto te extraño, "**Pero yo vuelvo al valle, voy a hurtado y me encuentro con todos...**"

A **Nany**, dueña de mi felicidad, mi amor subliminal, mi mundo bonito

A **Mis Amigos**, los únicos, los de siempre, saben bien, que estoy hablando de ustedes, los que marcaron mi vida

A **Las Águilas del Bucaramanga Rugby Club**, porque el que comparte mi dolor, mi sudor y mi sangre debe ser mi hermano

A **La Mona**, este libro tiene mucho de ti, al igual que mi vida, aunque nunca lo haya dicho. Gracias.

Y por ultimo, pero no por eso menos importante, a **los que no creyeron en mí**, ahí les dejo una muestra de lo se puede hacer.

Ernesto Camilo Barrios Corzo

*A mi Madre que fue, es y seguirá siendo la
Fuente de mi Inspiración
Gracias a ella Somos una Familia.*

*A mi Padre que me enseñó las cosas mas importantes
En mi vida y me hizo llegar a ser
Lo que soy ahora.... a el le debo todo*

*A mis Hermanas Por que siempre Dieron equilibrio
A mis decisiones, las llevo en mi alma*

*A La mujer de mi Vida “Angélica”
Por que sé que Daría Mi Vida por hacerla Feliz,
Gracias Por apoyarme Durante
Toda mi Carrera.*

*A JDBA por toda su amistad sincera
y apoyo incondicional .*

Geoffrey Nayib Viviescas Ibarra

RESUMEN

TITULO: “ALTERNATIVA DE TRANSPORTE NO CONVENCIONAL DE CRUDO PESADO MEDIANTE INYECCION DE GASES DE COMBUSTION”¹

AUTORES: GEOFFREY NAYIB VIVIESCAS IBARRA
ERNESTO CAMILO BARRIOS²

PALABRAS CLAVE: Dióxido de carbono (CO₂), Crudo Pesado, tubería, Solubilidad, Patrones de Flujo, caídas de presión.

Las características especiales de los crudos pesados (baja gravedad API y alta viscosidad), siempre han dificultado su transporte por tubería, varios métodos han sido estudiados para el transporte de crudos pesados por tubería, entre otras tenemos, calentamiento, dilución, emulsiones y flujo anular.

En este trabajo se estudió un método que, permite mejorar la viscosidad del crudo, a partir de requerimientos relativamente bajos de presión y temperatura, inyectando en línea y a través del mezclador estático gases de combustión, representados en este caso por el CO₂, a una corriente de crudo Castilla.

Las caídas de presión a lo largo del sistema de simulación de un oleoducto horizontal indicaran disminuciones en la viscosidad del crudo y la posibilidad de incrementar los caudales de bombeo, analizado. Desde efectos térmicos y de solubilidad

Por otro lado, un banco de datos se obtuvo de las diferentes pruebas variando la presión y temperatura en el sistema de flujo. El análisis de los datos se realizó usando la ecuación de Hagen – Poiseuille, permitiendo la determinación de la viscosidad del crudo.

Los resultados muestran que las características de flujo del crudo Castilla mejoraron, esto gracias a la inyección de gas durante el proceso, lo que nos permitió concluir que la inyección en línea de gas (CO₂), produce una disminución en la viscosidad del crudo.

¹ Trabajo de Grado

² Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuelas de Ingeniería Química, de Ingeniería de Petróleos, Director: GROSSO, Jorge Luís. Ingeniero Químico, Ms.c

ABSTRACT

TITLE: "UNCONVENTIONAL ALTERNATIVE FOR CASTILLA HEAVY CRUDE OIL TRANSPORTATION BY INJECTING COMBUSTION GASES"³.

AUTOR: ERNESTO CAMILO BARRIOS
GEOFFREY NAYIB VIVIESCAS IBARRA⁴

KEY WORDS: CO₂, Heavy oil, Pipe line, Solubility, Patter flow, pressure drop.

The special characteristics of heavy crude oils (low API gravity and high viscosity) have cause difficulties to their transportation through pipelines. Different methods have been studied for this last purpose, among them: heavy crude oil heating, dilution, emulsification and annular flow.

This work studies a method which allows obtaining an enhancement in the crude oil viscosity, at moderate pressure and temperature. The method consists in the on-line injection of combustion gases, in this case CO₂, through a static mixer, to a *Castilla* crude oil flowing through a pipeline

Pressure drops in the simulated horizontal pipeline system indicated a decrease in crude oil's viscosity, as well as the possibility of increasing the flow pumping, as it was determined from the study of thermal and solubility effects.

On the other hand, a data bank was obtained from different tests varying the pressure and temperature of the flowing system. Data analysisn was performed usin the Hagen – Poiseuille equation, allowing the determination of crude oil's viscosity.

Results showed that CO₂ injection to *Castilla* crude oil improves its flowing capacity through pipelines due to viscosity reduction.

³ Work of degree

⁴ Faculty of Physical-Chemical Engineering. Chemical Engineering and Petroleum Engineering.
Director: GROSSO Jorge Luis, Chemical Engineer, Ms.c

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1. ASPECTOS GENERALES	2
1.1 Reología De los Fluidos	2
1.1.1 Fluidos Newtonianos.....	2
1.1.2 Modelos Reológicos.....	3
1.2 Generalidades del Flujo Multifásico	3
1.3 Variables que Influyen en el Flujo Multifásico	4
1.3.1 Retención del líquido	4
1.3.2 Densidad	5
1.3.3 Velocidad	6
1.3.4 Viscosidad	7
1.3.5 Tensión Superficial	7
2. FLUJO EN TUBERÍA HORIZONTAL	8
2.1 Patrones de Flujo Multifásico en Tubería Horizontal	8
3. TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS	10
3.1. Métodos de Transporte no Convencional de Crudos Pesados	11
3.1.1. Calentamiento.....	11
3.1.2. Dilución.....	12
3.1.3. Emulsiones.....	13
3.1.4. Flujo Anular.....	13
4. DIÓXIDO DE CARBONO (CO₂) COMO FLUIDO DE DESPLAZAMIENTO	14
4.1 Aplicaciones A Baja Presión	16
4.1.1 Hinchamiento del crudo.....	16
4.1.2 Reducción De La Viscosidad.....	17
4.1.3 Empuje Por Gas En Solución.....	18

4.2 Aplicaciones A Alta Presión (Procesos Miscibles).	19
5. METODOLOGIA EXPERIMENTAL	20
5.1 Descripción del Diseño Factorial.	21
6. MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA	22
6.1 Sistema de Bombeo	23
6.2 Sistema de Tubería y almacenamiento	24
6.3 Control de temperatura.	25
6.4 Sistema de Calentamiento.	26
6.5 Sistema de Mezclado de CO ₂	27
6.6 Sistema de Medición de de presión	27
7. RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS	28
8. CONCLUSIONES	38
9. RECOMENDACIONES	39
10. BIBLIOGRAFIA	40
11. ANEXOS	43

LISTA DE GRAFICOS

Figura 1. Patrones de flujo para mezclas bifásicas ¹	9
Figura 2. Alternativas de transporte de Crudos Pesados.....	11
Figura 3. Efecto de la temperatura y la presión en los mecanismos de desplazamiento en la inyección de CO ₂	15
Figura 4. Solubilidad del CO ₂ en los crudos A y B.....	17
Figura 5. Viscosidad vs. Presión, para un crudo saturado con CO ₂	18
Figura 6. Procedimiento Experimental	20
Figura 7. Montaje Planta Piloto (Sistema de Pruebas).....	23
Figura 8. Vista Lateral Sistema de pruebas.....	24
Figura 9. Esquema del montaje de control	25
Figura 10. Sistema de control de temperatura.....	25
Figura 11. Diagrama sistema de Control.....	26
Figura 12. Sistema de Mezclado (inyección de CO ₂).....	27
Figura 13. Sistema de Medición de Presión y Medidores	27
Figura 14. Viscosidad del Crudo pesado Castilla y mezclas con CO ₂ en función de P.	30
Figura 15. Capacidad de Bombeo para Crudo Castilla y mezclas.....	31
Figura 16. Capacidad de Flujo Diagrama de barras.....	32
Figura 17. Porcentaje de Reducción de viscosidad	33
Figura 18. Caídas de Presión en el Sistema Crudo-CO ₂	34
Figura 19. Viscosidad de la Mezcla Crudo Castilla-CO ₂ extrapolada a 700 Psi.....	35
Figura 20. Caudales equivalentes de flujo $D=1\frac{1}{4}$ “.....	35
Figura 21. Longitudes equivalentes de flujo $D=1\frac{1}{4}$ “.....	36
Figura 22. Mapa de Patrones de flujo de Beggs-Brill.....	37
Figura 23. Curva de Rotámetro. Medición de caudal.....	46
Figura 24. Curva de platina de Orificio. Medición de caudal.....	47
Figura 25. Bomba de Desplazamiento Positivo	48
Figura 26. Viscosidad Teórica del Crudo Castilla en escala logarítmica en función de la saturación de CO ₂ a la presión P	49
Figura 27. Viscosidad Teórica del Crudo castilla en función de la saturación de CO ₂ a la presión P	49

<i>Figura 28. Comportamiento Reológico del Crudo Pesado Castilla</i>	<i>51</i>
---	------------------

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Factores y dominio experimental.....	21
Tabla 2. Flujos de Crudo-CO ₂ en el sistema de Pruebas	21
Tabla 3. Plan de Pruebas a 100 Psi	22
Tabla 4. Diseño factorial 22, plan de experimentación y respuestas observadas.....	22
Tabla 5. Solubilidad de CO ₂ en crudo ²⁴	29
Tabla 6. Coordenadas de los ejes del mapa de Beggs Brill.....	37
Tabla 7. Límites de patrones de flujo.....	37
Tabla 8. CO ₂ de saturación e inyectado a la tubería T=26°C	43
Tabla 9. Caudales de crudo medidos y presión en los manómetros T=26°C	43
Tabla 10. Calculo de la viscosidad a temperatura ambiente	43
Tabla 11. Calculo de Viscosidad con Diferencia de presión entre manómetros sin calentamiento.....	44
Tabla 12. CO ₂ de saturación e inyectado a la tubería a 50°C.	44
Tabla 13. CO ₂ de saturación e inyectado a la tubería T=50°C.	44
Tabla 14. Caudales de Crudo Medidos y presión en los manómetros T=50°C	45
Tabla 15. Calculo de la viscosidad de Crudo-CO ₂ luego de calentamiento.....	45
Tabla 16. Datos calibración de Rotámetro	46
Tabla 17. Datos calibración de Platina de Orificio	47
Tabla 18. Reología Crudo Castilla a 25°C.	50
Tabla 19. Reología Crudo Castilla a 40°C.	50
Tabla 20. Reología Crudo Castilla a 60°C	50
Tabla 21. Propiedades del Crudo castilla	52
Tabla 22. Propiedades Físicas del Dióxido de carbono.....	53
Tabla 23. Composición Del Aire Ambiente.....	56
Tabla 24. Composición Gases de Combustión.....	57

LISTA DE ANEXOS

<i>ANEXO A</i>	<i>Datos de Laboratorio y Cálculos</i>	<i>43</i>
<i>ANEXO B</i>	<i>Calibración del Rotámetro</i>	<i>46</i>
<i>ANEXO C</i>	<i>Calibración Platina de Orificio</i>	<i>47</i>
<i>ANEXO D</i>	<i>Especificaciones de la bomba para transporte de Crudo pesado.....</i>	<i>48</i>
<i>ANEXO E</i>	<i>Viscosidad del crudo castilla en función de la temperatura¹¹</i>	<i>49</i>
<i>ANEXO F</i>	<i>Comportamiento Reológico del Crudo Castilla, Tablas.....</i>	<i>50</i>
<i>ANEXO G</i>	<i>Comportamiento Reológico del Crudo Castilla, Gráfica.....</i>	<i>51</i>
<i>ANEXO H</i>	<i>Propiedades del Crudo Castilla y CO₂</i>	<i>52</i>
<i>ANEXO I</i>	<i>Gases de combustión composición y propiedades.....</i>	<i>54</i>
<i>ANEXO J</i>	<i>Diagrama de fases del CO₂.....</i>	<i>58</i>

INTRODUCCIÓN.

Como lo demuestra el estado del arte y publicaciones recientes el transporte de crudos pesados, su alta viscosidad, y la baja movilidad asociada a estas característica ha sido el mayor de los problemas. En Colombia el crudo del campo Castilla no ha sido la excepción de la regla. Para transportar exitosamente este crudo pesado de 13.2° API (60°F, ASTM D-287, cuya importancia para el panorama energético del país se ha visto incrementada, debido a el alza de los precios internacionales y al aumento en su producción que se espera para el 2009 sea de 90 Mil barriles por día), a la fecha se ha estudiado y realizado pruebas a escala piloto, semi-industrial y industrial de transporte no convencional vía emulsiones O/W, dilución, de igual forma se han utilizados métodos convencionales como el uso de carro-tanques y la construcción de líneas de mayor diámetro para aumentar el caudal transportado.

El CO₂ es un gas de efecto invernadero, y la generación de este, durante los procesos de combustión de combustibles fósiles puede afectar al clima. Este trabajo buscó desarrollar un método que permita mejorar las condiciones de flujo de los crudos pesados y que a la vez sea un factor secundario en la reducción de los gases emitidos a la atmósfera como producto de la combustión.

Así de manera similar a lo efectuado en las técnicas de EOR, mediante la solubilización parcial, o total del gas y viendo el tubo como un yacimiento de tamaño poral aumentado, permitió establecer la hipótesis de que inyectar gas, reducirá la viscosidad, mejorando las condiciones de transporte.

1. ASPECTOS GENERALES

1.1 Reología De los Fluidos.

La reología es la ciencia del flujo que estudia la deformación de un cuerpo sometido a esfuerzos externos. Su estudio es esencial en muchas industrias, combustibles, aceites lubricantes, pozos de perforación y en transporte de fluidos.

1.1.1 Fluidos Newtonianos²⁵.

Para algunos fluidos, la tensión de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte. Un fluido de este tipo se denomina Newtoniano, por que cumple con la ley de Newton de la viscosidad. El agua es uno de esos fluidos, el agua y todos los fluidos newtonianos satisfacen la ecuación:

$$\tau_{yx} = -\mu \frac{dv_x}{dy} \quad (1)$$

$$[\tau_{yx}] = \left[\frac{M}{L\theta^2} \right] = \frac{N}{m^2}$$

$$\left[\frac{dv_x}{dy} \right] = [\theta^{-1}] = s^{-1}$$

$$[\mu] = \left[\frac{M}{L\theta} \right] = Pa.s$$

Donde μ , es una constante, que representa la pendiente de la gráfica de esta ecuación en coordenadas rectangulares, así pues, la viscosidad puede ser definida como, la tensión de corte dividida por la velocidad de corte. La viscosidad de un fluido newtoniano es constante, por lo que al graficar en coordenadas rectangulares, la viscosidad en función de la velocidad de corte, se obtiene una línea recta.

1.1.2 Modelos Reológicos.

Como se explicó, la tensión de corte para un fluido newtoniano, se describe con una simple ecuación matemática.

El comportamiento reológico en estado estacionario de la mayoría de los fluidos se puede observar en la figura 3, y puede ser expresada matemáticamente con la ecuación²:

$$\tau_{yx} = -\eta \frac{dv_x}{dy} \quad (2)$$

Donde η que puede expresarse a su vez en función de $\frac{dv_x}{dy}$ o de τ_{yx} indistintamente. En las regiones en que η disminuye al aumentar el gradiente de velocidad $-\frac{dv_x}{dy}$ el comportamiento se denomina *pseudoplástico*; y *dilatante* en las que η aumenta con dicho gradiente.

Los fluidos newtonianos y algunos no newtonianos, se encuentran agrupados dentro de una gama de fluidos conocidos como independientes del tiempo, allí están los seudo plásticos, dilatantes, y los plásticos o, visco plásticos, dentro de los que se encuentran los fluidos de Bingham, cuya característica principal es comportarse como sólido hasta que se sobrepasa un esfuerzo cortante determinado (τ_0), a partir del cual se comporta como líquido.

1.2 Generalidades del Flujo Multifásico.

El flujo multifásico es definido como el flujo concurrente de dos o más fases; líquido, sólido o gas. En la industria del petróleo el flujo multifásico ocurre en tuberías de superficie y en pozos de gas y aceite; ya que la mayoría de pozos productores de gas, producen algo de líquido y viceversa. Los principales problemas que presenta son:

- ✓ Deslizamiento entre las fases.
- ✓ Cambios de patrones de flujo.
- ✓ Transferencia de masa entre fases.

Debido a la frecuente ocurrencia del flujo gas-líquido en pozos y tuberías de superficie y el deseo de calcular con exactitud los gradientes de presión que ocurren en las líneas, el flujo multifásico es de gran interés en la industria del petróleo. En ella las mezclas de gas-líquido son transportadas a relativamente grandes distancias en una línea común debido a la ventaja de centralizar sistemas de recolección y separación. Estas grandes líneas de flujo multifásico son acompañadas por grandes caídas de presión, las cuales influyen en el diseño de tuberías y sus facilidades.

Los patrones de flujo son una descripción cualitativa de la distribución de las fases en la tubería, ver **figura 1**.

1.3 Variables que Influyen en el Flujo Multifásico.

Las variables que influyen en el flujo multifásico son:

- Retención de líquido
- Retención de líquido sin deslizamiento
- Retención de líquido con deslizamiento
- Densidad
- Velocidad
- Viscosidad
- Tensión superficial

1.3.1 Retención del líquido²

La retención del líquido H_L , es definido como la fracción de una parte de la línea que es ocupado por el líquido en un instante. Esto es:

$$H_L = \frac{\text{Volumen de líquido en una fracción de la línea}}{\text{Volumen de la fracción de la línea}}$$

El valor de la retención del líquido no puede ser calculado analíticamente. Esto debe ser determinado por correlaciones empíricas o a partir de datos experimentales y es función de las variables tales como las propiedades del líquido y el gas, patrón de flujo, diámetro e inclinación de la línea^{2,3}.

1.3.2 Densidad

La densidad es la relación, entre el peso de un volumen de la muestra, a una temperatura de medición (T). La mayoría de los crudos tienen densidades menores que las del agua. En la industria petrolera la densidad de los crudos, se expresa generalmente en gravedad específica en grados API.

En esta escala el agua tiene una gravedad de 10° API, así pues, un crudo menos pesado que el agua tiene una gravedad API mayor y uno mas denso tiene una gravedad API menor

La densidad de una mezcla petróleo/gas puede ser calculada de las respectivas densidades del petróleo y el agua, y la tasa de flujo asumiendo el no deslizamiento entre las fases.

$$\rho_m = \rho_o \lambda_o + \rho_g \lambda_g \quad (3)$$

Donde ρ_o , ρ_g , son las densidades del crudo y del gas,

λ_o , λ_g , Son las fracciones volumétricas de crudo y gas.

La ecuación (3) es usada para determinar el gradiente de presión debido al cambio de elevación²⁶.

1.3.3 Velocidad ¹

Muchas correlaciones para flujo de dos fases son basadas en una variable llamada velocidad superficial. La velocidad superficial de un fluido de una fase es definida como la velocidad que la fase mostraría si fluyera sola a través de la sección transversal del área de la línea.

La velocidad superficial del gas y el líquido es calculada de:

$$v_{sl} = \frac{q_l}{A} \quad (4) \quad v_{sg} = \frac{q_{gl}}{A} \quad (5)$$

Donde v_{sl} , v_{sg} , son las velocidades superficiales de gas y liquido,

A es el área de flujo.

q_l , q_g , son los caudales de liquido y gas respectivamente.

El área actual a través de la cual el gas fluye, es reducida por la presencia del líquido por AH_g . Por lo tanto, la velocidad actual del gas es calculada de:

$$v_g = \frac{q_l}{AH_g} \quad (6) \quad v_L = \frac{q_l}{AH_L} \quad (7)$$

Donde H_g y H_L , son las retenciones de gas y líquido, v_s y v_g , son las velocidades in situ del líquido y del gas.

La velocidad de la mezcla de dos fases es calculada basada en la tasa total in-situ de la ecuación:

$$v_m = \frac{q_L + q_g}{A} = v_{sL} + v_{sg} \quad (8)$$

Donde v_m es la velocidad de la mezcla, v_{sL} , v_{sg} , son las velocidades de deslizamiento de líquido y gas. Dicho previamente, las fases gas y líquido viajan a diferentes velocidades en la línea.

La velocidad de deslizamiento es definida como la diferencia entre la velocidad actual del gas y del líquido así:

$$v_s = v_g - v_L = \frac{v_{sg}}{H_g} - \frac{v_{sL}}{H_L} = v_{sL} + v_{sg} \quad (9)$$

Donde v_s , en la velocidad de deslizamiento

1.3.4 Viscosidad

Mientras que la densidad es importante para evaluar el valor económico de un recurso y estimar costos, la propiedad que más afecta la productividad y el recobro es la viscosidad del crudo.

La viscosidad de un crudo liviano puede estar entre 1cp (0,001Pa.s), que es la viscosidad del agua y 10 cp (0,001Pa.s); la de un pesado y extra pesado puede llegar hasta 1'000.000 cp (1000Pa.s).

La viscosidad de un fluido fluyendo es usada para determinar el número de Reynolds y en números adimensionales usados en parámetros de correlaciones. Las siguientes ecuaciones son usadas para calcular la viscosidad para dos fases gas/líquido:

$$\mu_n = \mu_L \lambda_L + \mu_g \lambda_g \quad (10)$$

$$\mu_s = \mu_L H_L + \mu_g H_g \quad (11)$$

1.3.5 Tensión Superficial

La tensión superficial depende de las propiedades del otro fluido como la gravedad del petróleo y del gas, y el gas disuelto.

Cuando la fase líquida contiene petróleo y agua, el factor f en peso es usado para calcular la densidad y la viscosidad. Esto es:

$$\sigma_L = \sigma_o f_o + \sigma_g f_g \quad (12)$$

Donde, σ_o = tensión superficial del petróleo.

σ_g = tensión superficial del gas.

2. FLUJO EN TUBERÍA HORIZONTAL.

Se considera flujo en tubería horizontal, como aquel flujo fluyendo por una tubería que no posea un cambio de elevación superior a ± 5 grados.

El sistema, por las altas viscosidades del crudo, se comporta de manera laminar, aun mas en la planta piloto construida.

2.1 Patrones de Flujo Multifásico en Tubería Horizontal^{1, 2, 5}.

El *flujo multifásico* no es otra cosa que el flujo de dos o más fases; a saber sólido, líquido y gas.

La interacción entre las fases que concurren en este tipo de flujo, generan lo que se conoce como **patrones de flujo**, que son una descripción cualitativa de la distribución de las fases a lo largo de la tubería.

De los datos que se observan en la ilustración 1, que resume lo observado por Govier y Omer¹, para un sistema gas / líquido, se puede inferir, que a partir del caudal de agua mas bajo se distinguen cuatro patrones distintos de flujo, el **estratificado de interfase sutil**, el **estratificado de interfase irregular**, **oleado (wave)**, y el **flujo de niebla anular**, cada una de las cuales ocurre a un caudal cada vez mayor de gas.

Para caudales menores de gas, se observa una completa estratificación de los fluidos, con el gas ocupando la parte superior dentro de la tubería sobre lo que se podría denominar una interfase suave de gas - líquido, este es el patrón **estratificado de interfase sutil**, la división de las fases es debida a las fuerzas gravitacionales .

Al aumentar el caudal de gas se producen perturbaciones en la interfase, presentándose lo que se conoce como patrón de flujo **estratificado de interfase irregular**.

Un posterior incremento en el caudal de gas produce oleaje en la interfase presentándose el llamado patrón de flujo de **ola (wave)**, conforme va aumentando la cantidad de gas la acción de las olas persiste hasta el punto en que estas ya no pueden ser soportadas por la delgada capa de líquido.

Mayores velocidades de gas resultan en la dispersión del líquido por toda la periferia de la tubería y la formación de una capa anular con algo de líquido disperso alrededor de un corazón de gas.

A velocidades de gas extremadamente altas, la capa de líquido se rompe, provocando el contacto directo entre el tubo y el gas, en este punto nos encontramos en la región en la que el patrón de flujo es el **de niebla anular**.

Con caudales intermedios de líquido, los patrones estratificados y oleados son reemplazados por patrones de flujo **de burbujas elongadas**, este se presenta cuando la turbulencia es lo suficientemente fuerte para sobreponerse a las fuerzas de arrastre y empuje, que son las que mantienen el gas en la parte alta del tubo. A una velocidad de gas más baja, burbujas de gas moderadamente elongadas se ubican en la porción superior del tubo.

Al incrementar de forma moderada la velocidad del gas estas burbujas se aglomeran para formar otras de mayor tamaño, si se aumenta la velocidad, estas se vuelve aun mas largas, ocupando una gran porción de la tubería. Estas son separadas por tapones de líquido que contiene burbujas de gas en su interior, este es el que se conoce como patrón de flujo **tapón**.

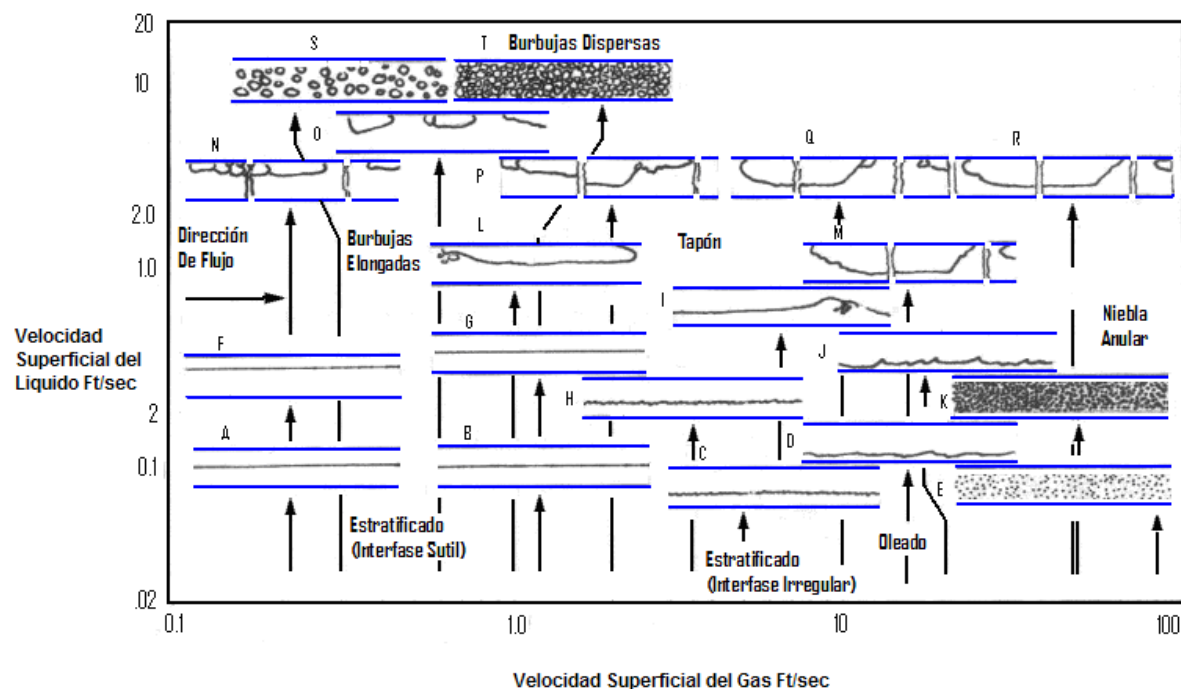


Figura 1. Patrones de flujo para mezclas bifásicas¹

Fuente, Govier G. W. y Aziz K.: The Flow of Complex Mixtures in Pipes

3. TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS.

Las características especiales de los crudos pesados dificultan su transporte, por lo que ha sido necesaria la implementación de métodos que permiten mejorar las condiciones de flujo de este tipo de crudos.

La forma mas común de transportar los crudos pesados es por medio de oleoductos, los que deben ser de grandes diámetros a lo largo de toda la longitud de la tubería, y es necesario que estas tuberías se diseñen de acuerdo a las características especiales que estos fluidos presentan.

Con el fin de satisfacer las necesidades anteriormente mencionadas, se han desarrollado métodos que permiten mejorar la capacidad de flujo de los crudos pesados, son los denominados métodos de transporte no convencional de crudos pesados.

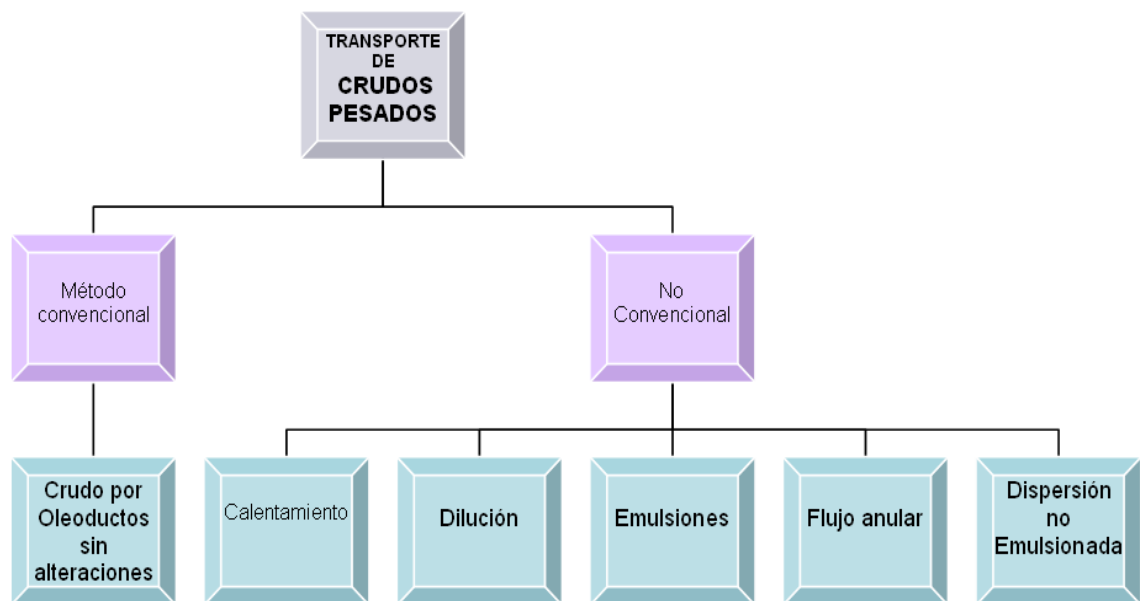


Figura 2. Alternativas de transporte de Crudos Pesados
Fuente, Los Autores

3.1. Métodos de Transporte no Convencional de Crudos Pesados.

3.1.1. *Calentamiento*⁶.

La clave para mover los crudos pesados es reducir su viscosidad, y eso se hace mejor mediante calentamiento, durante este proceso se incrementa la temperatura del crudo con el fin de disminuir su viscosidad para lograr que fluya más fácilmente, la temperatura hasta la que se debe llevar el fluido no debe exceder los 200 ° F, para evitar que los componentes livianos que se encuentran presentes en ellos se desprendan (gasificación), dificultando así su transporte y además disminuyendo su valor, la temperatura óptima se calcula de acuerdo con la longitud de la tubería y características de la misma. El crudo, al moverse por la tubería pierde calor, por lo que, la temperatura cae incrementando la viscosidad y la caída de presión.

Otra forma es calentar tanto la tubería como el crudo, por medio de vapor o por algún sistema eléctrico.

Estos métodos acarrearán un costo extra, cuyo valor estará supeditado a la longitud y dados los requerimientos para que la reducción de la viscosidad sea la adecuada, el equipo necesario para el calentamiento del crudo, adicionalmente las estaciones de recalentamiento, y bombeo que se precisan para suplir las pérdidas de calor y presión a lo largo de toda la tubería.

3.1.2. Dilución⁷.

Ya es claro que los crudos pesados no pueden ser transportados por tubería, sin que antes se produzca una reducción de su viscosidad, esto se logra generalmente mediante la mezcla del crudo pesado con un hidrocarburo más liviano. En este caso la viscosidad resultante será función de la razón de dilución (diluyente/crudo), y las densidades y viscosidades del aceite y el diluyente. Los diluyentes más usados son los hidrocarburos livianos, condensados y nafta.

Este método afecta la distribución de las moléculas de los crudos originales, produciéndose una estructura intermedia, que posee mayor distancia intermolecular, lo que permite la reducción de la viscosidad. La disponibilidad y los posibles requerimientos de recirculación del diluyente, son factores que deben ser tenidos en cuenta para aplicar este método.

3.1.3. Emulsiones²⁷.

La emulsión es una mezcla homogénea de dos fluidos inmiscibles entre sí, en este caso agua y aceite.

Para dispersar una sustancia en la otra es necesaria la adición de energía. El suministro de energía debe generar turbulencia, la teoría dice que con turbulencia suficientemente alta se puede formar una emulsión agua aceite que no se rompa.

Una emulsión que no se rompe sin ningún tratamiento especial es lo que se denomina una emulsión estable.

Para que se forme una emulsión estable tres condiciones se deben dar:

1. Los líquidos deben ser inmiscibles.
2. La agitación debe ser tal que permita la dispersión.
3. Debe existir un agente emulsificador.

Lográndose reducciones, de viscosidad independientemente que el crudo pesado o extra pesado tenga viscosidades entre 5000 y 1500000 cp, la emulsión resultante tiene viscosidades entre 50 y 200 cp, dependiendo del tipo de crudo y para la relación O/W entre 70/30 y 75/25. Obviamente debe corresponder a una formulación y evolución reológica, que garantice la estabilidad a través de la longitud del sistema.

La función del agente emulsificador es facilitar la emulsión, formando una membrana sobre las gotas dispersas para evitar que coalescan.

3.1.4. Flujo Anular.

Aquí un fluido inmiscible con el crudo y de baja viscosidad como el agua se introduce en el flujo para que actúe como lubricante de las paredes de la tubería reduciendo así el esfuerzo de corte que de otra forma existiría entre el crudo y las paredes de la tubería se reduce a cero.

La principal desventaja que presenta este método es la estratificación de fases que es causada por cortos cierres de flujo, presentes por cortos lapsos en todo proceso de flujo por tubería. Se han estudiado estos procesos y se pudo concluir que como resultado de esto solo se tiene una pequeña pérdida de presión, y en adición este tipo de flujo es fácilmente perturbado por los cambios en la pendiente de inclinación en la línea el transporte.

4. DIÓXIDO DE CARBONO (CO₂) COMO FLUIDO DE DESPLAZAMIENTO^{8, 9,10}.

El uso del CO₂ para incrementar el recobro de hidrocarburos no es una idea nueva. En 1952, *Whorton et al.* Adquirió la primera patente por el recobro de petróleo mediante el uso de CO₂. Estas investigaciones consideraron el uso del CO₂ como un solvente del petróleo (*Carbonate Waterflood*). Desde entonces, muchos esquemas de inyección se realizan usando CO₂:

- Inyección continua de CO₂
- Inyección de agua carbonatada (ORCO)
- Tapones de CO₂ gaseoso o líquido seguido por agua
- WAG
- Inyección simultánea de CO₂ gaseoso y agua

Durante un proceso de inyección de CO₂, se pueden presentar dos mecanismos de desplazamiento diferente, **miscible** e **inmiscible**, en el desplazamiento miscible, que es un mecanismo de desplazamiento ideal en el recobro mejorado (EOR).

Usualmente, el CO₂ no es miscible al primer contacto, pero se puede alcanzar la miscibilidad dinámica, por medio de los múltiples contactos.

La miscibilidad a múltiples contactos entre el gas inyectado y el aceite, se puede alcanzar por encima de la presión mínima de miscibilidad (MMP), y por debajo de la presión de miscibilidad al primer contacto. La miscibilidad es una función de la presión, a mayor presión, mayor miscibilidad, cuando el gas inyectado (CO₂) es completamente soluble con el fluido a mover la tensión interfacial entre ellos tiende a cero (0).

El CO₂ se mezcla con el aceite, como resultado de tres mecanismos de transferencia de masa; **solubilidad**, **difusión**, **dispersión**. Entre los tres la solubilidad es la que mas influye.

Al inyectar CO₂ dos procesos de interacción pueden ocurrir. **1) Vaporización.** (En este proceso, los componentes del gas vaporizan algunos de los componentes más livianos del fluido del yacimiento para formar una sola fase con este, la mezcla resultante es más soluble con los componentes mas pesados dentro del fluido en el yacimiento), **2) Condensación.** (Durante este proceso los componentes intermedios “C₂ a C₄” interactúan con el gas de inyección condensando lo para formar una sola fase),

La mezcla de CO₂-aceite, tiene una viscosidad menor que el aceite original. Segundo, la alta solubilidad del CO₂ en el aceite causa un hinchamiento de la capa de crudo en el yacimiento, lo que provoca el movimiento del crudo, debido al aumento de volumen.

La característica de desplazamiento dominante, para un desplazamiento por CO₂ dado, cae dentro de alguna de las 5 regiones mostradas en la figura 3.

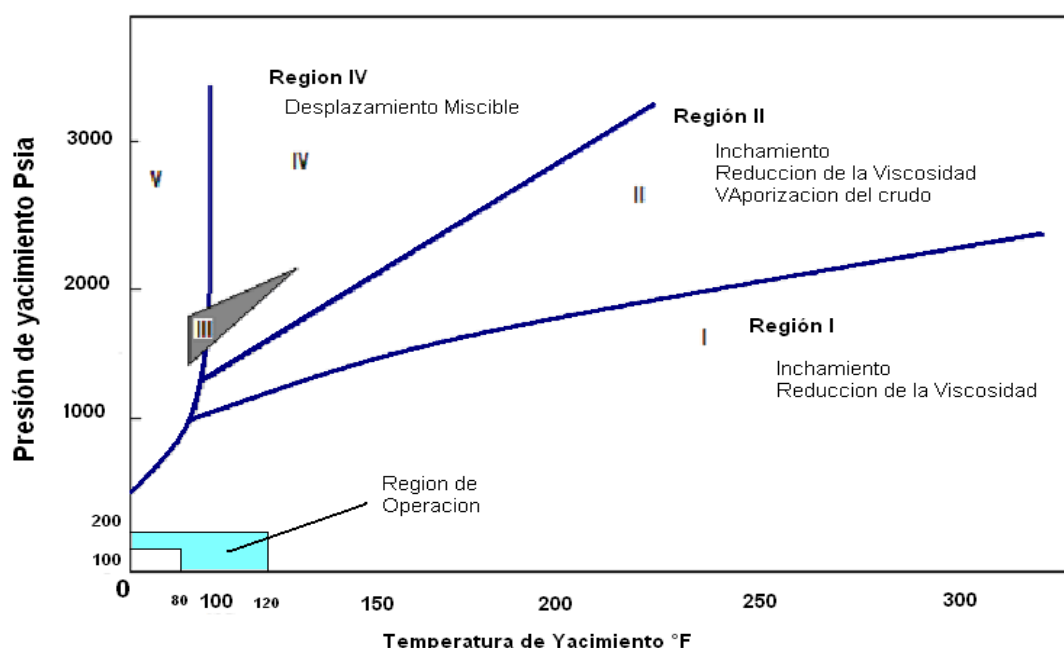


Figura 3. Efecto de la temperatura y la presión en los mecanismos de desplazamiento en la inyección de CO₂

Fuente, Holm L. W., Josendal V. A. Mechanisms of Oil Displacement by Carbon Dioxide.

JPT. Diciembre, 1974.

Región I: Baja presión

Región II: Presión intermedia, alta temperatura

Región III: Presión intermedia, baja temperatura

Región IV: Alta presión

Región V: Alta presión, Baja temperatura (Líquido)

4.1 Aplicaciones A Baja Presión.

Para yacimientos con presiones por debajo de $1000 P_{sia}$ (Región I) el mayor efecto producido por la inyección de CO_2 en el recobro de crudo, es debido a la solubilidad del CO_2 en el aceite. Además del incremento en la presión, la introducción del CO_2 en el yacimiento:

- Hincha el crudo
- Reduce la viscosidad de manera significativa
- Incrementa la inyectividad
- Contribuye al empuje por gas en solución, internamente

Esta aplicación del CO_2 a baja presión, es la que mejores resultados arroja cuando los métodos térmicos son ineficaces.

4.1.1 Hinchamiento del crudo.

Ya fue mencionado que el CO_2 es altamente soluble en los hidrocarburos. Dependiendo de la presión de saturación, temperatura de yacimiento, y composición del aceite, se han hecho estudios que demuestran que por ejemplo para un crudo de 17° API, puede tener una relación de 700SCF/BBL, es decir en un barril de crudo se puede disolver hasta 700 SCF de CO_2 , (Fig. 4.).

4.1.2 Reducción De La Viscosidad.

Como el CO₂ satura al aceite, ocurre una gran reducción de la viscosidad. Con esta reducción, como ocurre durante el recobro térmico, la viscosidad puede llegar a ser de 1/10 y hasta de 1/100 de la viscosidad original, cabe anotar que a mayor viscosidad mayor será la reducción.

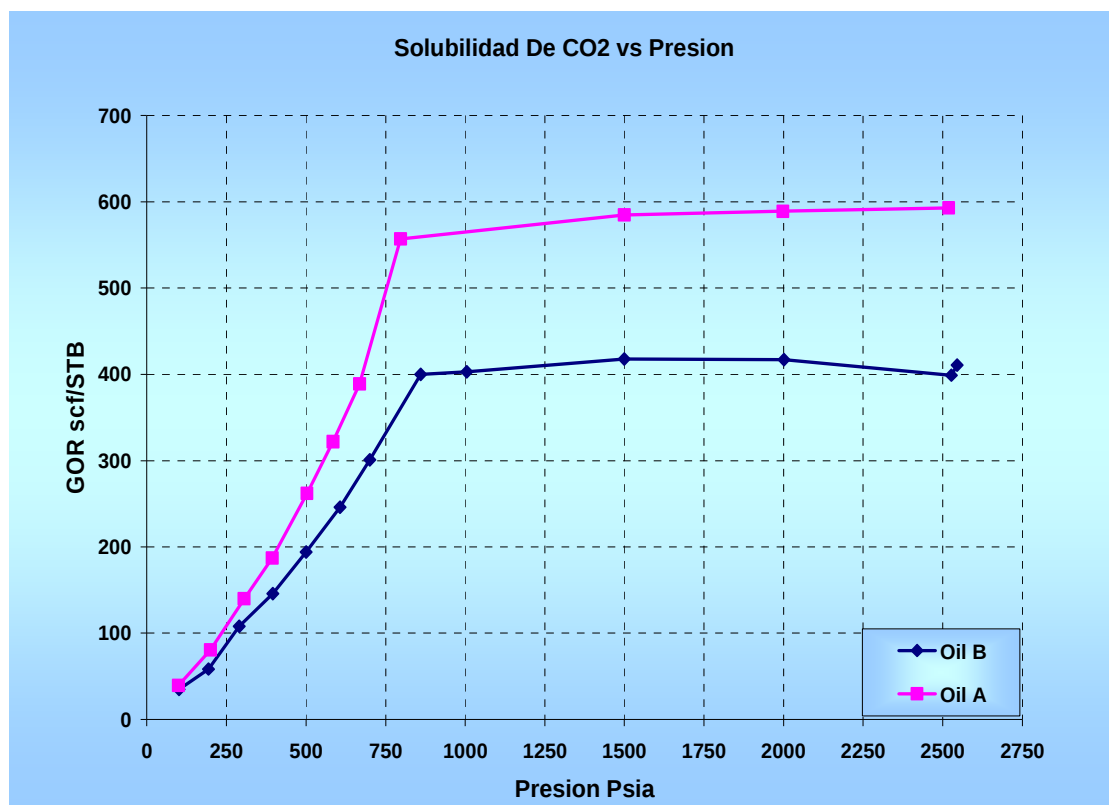


Figura 4. Solubilidad del CO₂ en los crudos A y B

Fuente, Solubility and Displacement Behaviour of viscous Crude with CO₂ and Hydrocarbon Gases, SPE Reservoir Engineering, May 1994.

Para ilustrar, con una presión de saturación de 1000 P_{sia}, cuanto mas viscoso sea el crudo, la reducción de dicha viscosidad puede ser tal que esta disminuya desde 120cp hasta 10cp, esto es doce veces menos, mientras que un crudo de 18cp, puede disminuir su viscosidad hasta tres veces(Fig. 5).

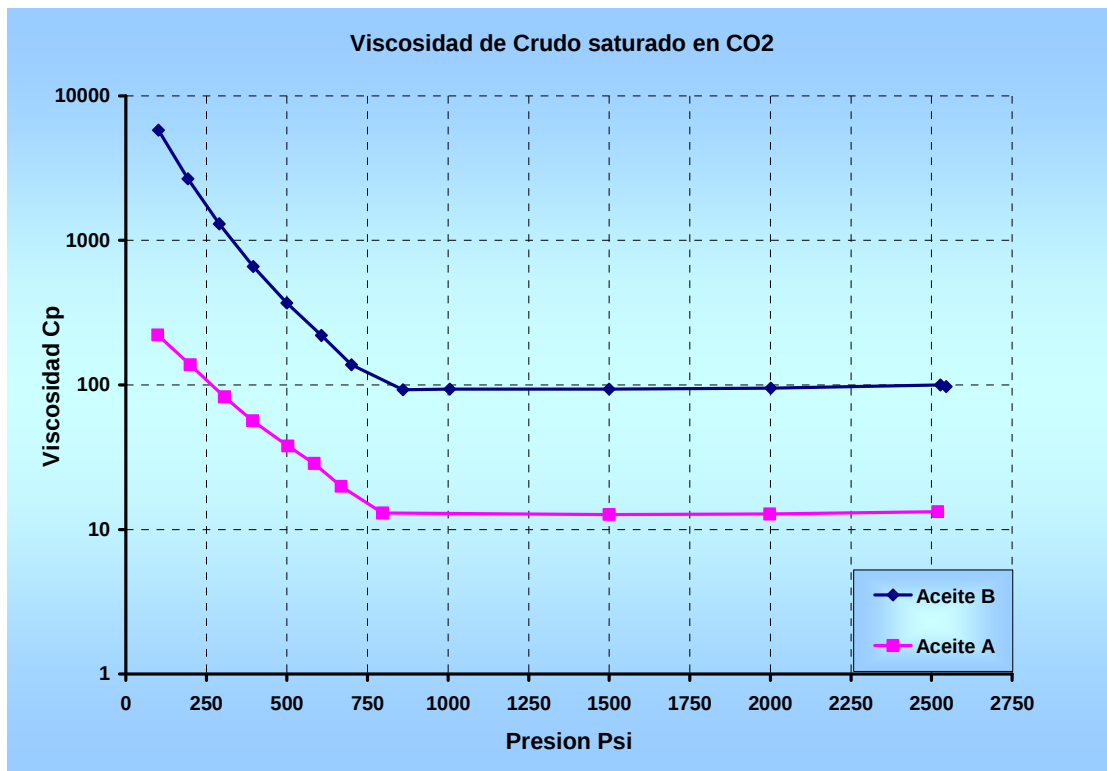


Figura 5. Viscosidad vs. Presión, para un crudo saturado con CO₂

Fuente, Solubility and Displacement Behaviour of viscous Crude with CO₂ and Hydrocarbon Gases, SPE Reservoir Engineering, May 1994.

Para ilustrar, analicemos la figura 5, donde se observa el comportamiento de dos crudos, A y B, cuyas gravedades API son 18,5 y 14 °API, respectivamente, a una misma temperatura y para el rango de presiones de 0 a 1000 Psia, se presentó un máximo en la disminución de la viscosidad poco mas de diez veces la viscosidad inicial (300 cP a 30 cP), para el crudo A y cerca de 100 veces, para el crudo B. de 8000 cP a 100 cP.

4.1.3 Empuje Por Gas En Solución.

Solo con el hecho de que el CO₂ se disuelva, la presión en el yacimiento se incrementará, después que el proceso de inyección termina, el gas que

estaba disuelto, se separará del crudo y continuara empujando el crudo hacia la cara del pozo. Se ha demostrado que se puede alcanzar un recobro del 18.6% del crudo in place, mediante el empuje del CO₂ en solución.

4.2 Aplicaciones A Alta Presión (Procesos Miscibles).

En la mayoría de los procesos miscibles, el yacimiento se encuentra a temperaturas que están por encima de la temperatura crítica del CO₂ (88 °F), por lo que el CO₂ se encontrará en una sola fase. La densidad comúnmente será similar a la del aceite. A presiones de yacimiento de entre 2000 y 3000 P_{sia} ocurre, lo que se representa en la zona IV de la fig. 3., desplazamiento miscible. El CO₂ puede vaporizar cantidades significativas de aceite crudo tan rápidamente que la miscibilidad a múltiples contactos se presente en un corto intervalo de tiempo.

En el grafico 4 se muestra la solubilidad del CO₂ en el crudo de 13.5 API, allí se puede observar la alta capacidad de Disolverse el CO₂ en el Crudo. Estos valores dependen de las características de cada crudo en particular.

5. METODOLOGIA EXPERIMENTAL

El siguiente diagrama de flujo resume el Procedimiento a seguir en la investigación.

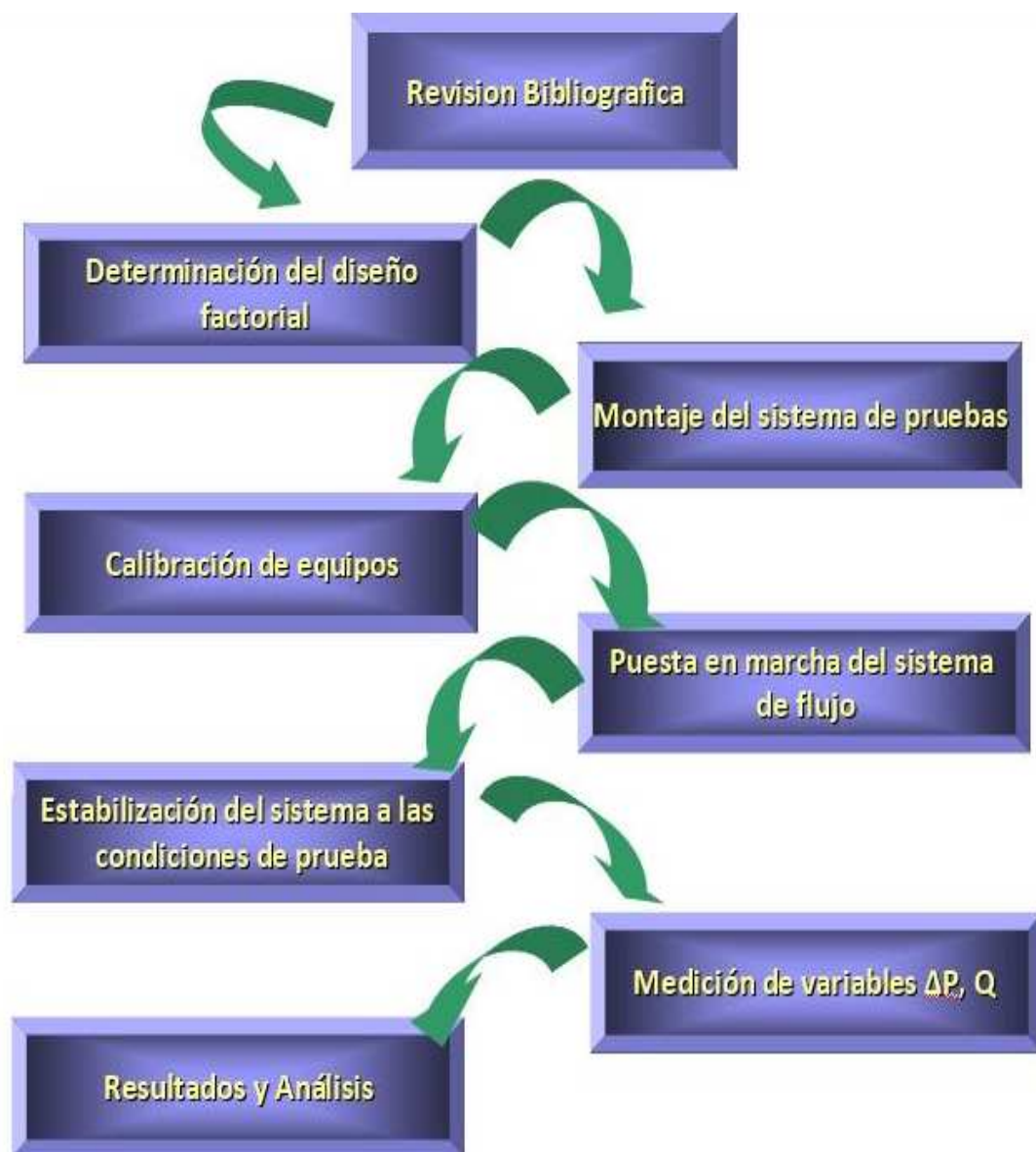


Figura 6. Procedimiento Experimental

5.1 Descripción del Diseño Factorial.

El flujo multifásico de mezclas líquidas-gas, permite someter a estudio una gran cantidad de variables tales como: las caídas de presión, la temperatura, patrones de flujo, las fracciones volumétricas, holdup de los fluidos, el slip, velocidades superficiales, corrosión en tubería, gradientes de velocidad entre otros.

El objetivo de este trabajo de grado es analizar el proceso de inyección de CO₂ junto con el crudo pesado castilla en tubería y observar las caídas de presión y con el fin de determinar la viabilidad técnica del transporte.

Para llevar a cabo el estudio se decidió hacer un diseño factorial 2² donde las variables ya citadas anteriormente se someten a prueba en dos niveles como se muestra la tabla 1.

	Dominio experimental	
Factores	Nivel (-)	Nivel (+)
x ₁ = Temperatura del crudo °C	25	50
x ₂ = Presión de Operación	100	200

Tabla 1. Factores y dominio experimental

Relación de crudo	Presión 200 Psi				
Kg Crudo/Kg CO ₂	Temperatura °C	Flujo de Crudo Kg/s	Flujo de Crudo gpm.	Flujo de CO ₂ Kg/s	Flujo de CO ₂ (L/s) (p=200 Psi, T=25°C)
30	25	0.3	4.8	0.01	0.326
60	50	0.3	4.8	0.0047	0.154

Tabla 2. Flujos de Crudo-CO₂ en el sistema de Pruebas

Relación de crudo	Presión 100 Psi				
Kg Crudo/Kg CO ₂	Temperatura °C	Flujo de Crudo Kg/s	Flujo de Crudo gpm.	Flujo de CO ₂ Kg/s	Flujo de CO ₂ (L/s) (p=100Psi, T=25°C)
30	25	0.3	4.8	0.005	0.163
60	50	0.3	4.8	0.0023	0.077

Tabla 3. Plan de Pruebas a 100 Psi

	Matriz de experimentos		Plan de experimentación		Respuesta
	X ₁	X ₂	Temperatura °C	Presión Del Sistema	ΔP (psi)
1	-	-	25	100	
2	+	-	50	100	
3	-	+	25	200	
4	+	+	50	200	

Tabla 4. Diseño factorial 2², plan de experimentación y respuestas observadas

6. MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA.

El sistema de pruebas consistió en el diseño y montaje de una planta piloto para el proceso de transporte de crudo a través de oleoducto horizontal, con facilidades para la inyección de gases en línea; está constituido básicamente por:

- Sección de almacenamiento.
- Sección de calentamiento.
- Sección de bombeo.
- Sistema de mezclado (Cilindro de CO₂, regulador de presión, inyector de CO₂ y mezclador estático).

- Sistema de tubería y accesorios tales como medidores de flujo (Platina de Orificio y Rotámetro), válvulas y demás

El sistema de pruebas se muestra en la figura 7, las características del sistema de bombeo son las siguientes:



Figura 7. Montaje Planta Piloto (Sistema de Pruebas)

6.1 Sistema de Bombeo

Bomba de desplazamiento positivo Tipo Viking de 1 ¼ x 1 ¼ in de diámetro de succión y de descarga NPT, construcción estándar en Hierro, eje en acero al carbón rotor y piñón en hierro dúctil, sello prensa estopa teflón grafito bujes en bronce con válvula de alivio incorporada para bombeo de crudo castilla de 25.000 SSU. Para caudal de 7 GPM y una velocidad de 250-350 rpm Potencia 5 HP con motor trifásico Siemens, Con presión máxima de operación de 200 Psi.

6.2 Sistema de Tubería y almacenamiento

La línea de transporte consta de una tubería de acero al carbón de 1 ¼ de pulgada de diámetro de 18.5 m de longitud el tanque de almacenamiento esta fabricado en acero inoxidable de 60 cm. de diámetro por 120 cm de alto, con soportes de 20 cm. de alto en acero, tapa en acero inoxidable con orificio para introducción de sistemas de mezclado de 2 in, y Dos orificios de 2 in a una altura de 30 cm. de la base del tanque en una ubicación de 180° uno de el otro para fines de calentamiento, y un orificio de descarga en la parte inferior del tanque con un diámetro de 1" para descarga.



Figura 8. Vista Lateral Sistema de pruebas



Figura 9. Esquema del montaje de control

6.3 Control de temperatura.

Se utilizó un sistema de control ON/Off. Para regular la temperatura dentro del tanque medida por una termocupla. El sistema de control de temperatura consta de un pirómetro con sensor tipo K marca POWERLINE, un contactor a 220v para 60 A, La termocupla censa la temperatura del crudo en el tanque bajo condiciones de mezclado para controlar la resistencia sumergible.

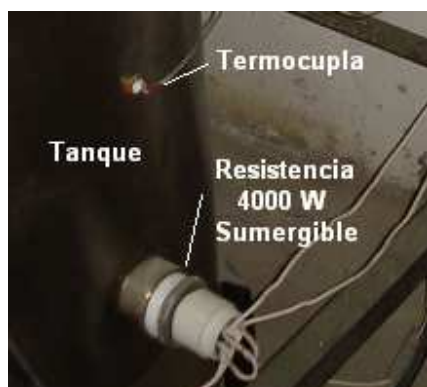


Figura 10. Sistema de control de temperatura.
Fuente: Autores del proyecto.

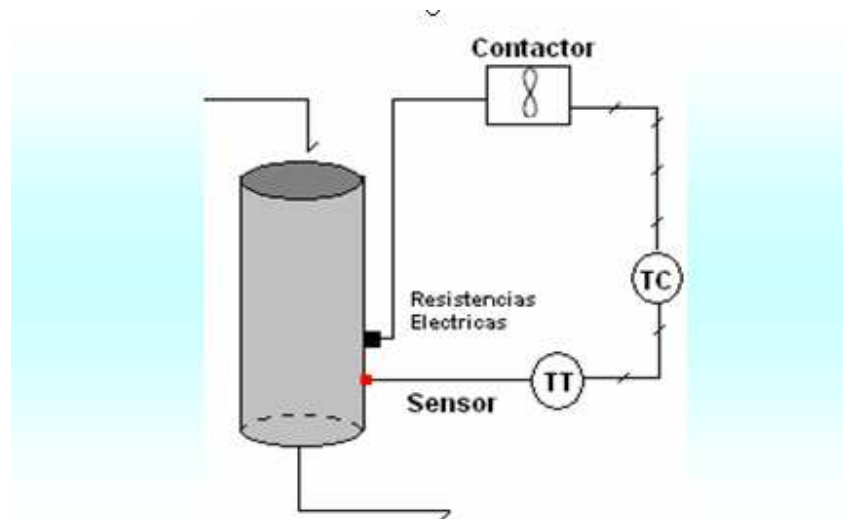


Figura 11. Diagrama sistema de Control

6.4 Sistema de Calentamiento.

Se utilizaron dos (2) Resistencias eléctricas de inmersión de una longitud de 30 cm. de largo y una conexión de 1 ½ in de Diámetro, con una carga de 4000 Watt cada una para conexión trifásica a 220 V. Las resistencias están ubicadas en los orificios que tiene el tanque a una altura de 25 cm de la base del tanque, y permite el calentamiento del crudo hasta una temperatura no superior a 70°C, el sistema de calentamiento estará regulado por el sistema de control de temperatura.

El tanque contiene un agitador con un ángulo de inclinación de 8°, un diámetro de agitador de 22.6 cm., una altura al fondo del tanque de 33 cm., con un motor de 1 Hp y 1700 rpm.

Los datos de los mezcladores y medidores de presión se encuentran en el anexo D.

6.5 Sistema de Mezclado de CO₂

Mezclador estático

Se utilizó un Mezclador estático de una longitud de 60 cm. con un diámetro de entrada de 2 in con carcasa en acero inoxidable y interior de acero inoxidable tal como se muestra en la figura.



Figura 12. Sistema de Mezclado (inyección de CO₂)

6.6 Sistema de Medición de de presión

Se utilizaron dos (2) Manómetros con Glicerina de 100 Psi (7 Kg/cm²) y 200 Psi (14 Kg/cm²) respectivamente con carátulas de 2.5" con caja de acero inoxidable y conexión posterior de NPT ¼ "



Figura 13. Sistema de Medición de Presión y Medidores

Las características particulares de la bomba se encuentran en el anexo.

7. RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS

Los cálculos de la viscosidad fueron realizados a partir de la ecuación de **Hagen-Poiseuille**, en la cual la velocidad de flujo de un fluido newtoniano y en flujo laminar es determinada una vez conocida la diferencia de presión entre dos puntos, el diámetro, longitud de la tubería y el caudal así:

$$\mu = \frac{\pi R^4 \Delta P}{8QL} \quad (13)$$

Para las condiciones de estudio (Flujo, Temperatura, Presión), encontramos regimenes de flujo laminar como se muestran los cálculos de numero de Reynold en los valores extremos de viscosidad en las pruebas realizadas. Por tanto se espera el comportamiento laminar a lo largo de la línea, igualmente se supone el hecho de una solubilización casi total del CO₂ dentro del sistema de transporte lo que permite realizar los cálculos a partir de esta ecuación.

Esto se pudo corroborar experimentalmente ya que realizados las pruebas a presiones elevadas se noto la desaparición de los baches al final del tubo en la descarga, contrario a lo que sucedía a presiones bajas de transporte e inyección donde el CO₂ no era solubilizado a esas condiciones formando así los baches dentro de la línea y notadas en la descarga.

$$Re = \frac{\rho Dv}{\mu} = \frac{\left(980 \frac{Kg}{m^3}\right)(0.031m)\left(0.4 \frac{m}{s}\right)}{6Pa.s} = 2.1$$

$$Re = \frac{\rho Dv}{\mu} = \frac{\left(910 \frac{Kg}{m^3}\right)(0.031m)\left(0.4 \frac{m}{s}\right)}{2Pa.s} = 5.64$$

Los datos de solubilidad de CO₂ en crudo pesado Castilla se muestran a continuación.

Presión de saturación Psi	Solubilidad scf/barril	Solubilidad gramos/barril	Solubilidad g/galón	Solubilidad en 2,8 Galones (Volumen Crudo dentro Tubería)
101	34,9	1745	41,55	116,33
193	58,4	2920	69,52	194,67
290	108	5400	128,57	360,00
396	146	7300	173,81	486,67
150	46.65	2332	55.5	155.5

Tabla 5. Solubilidad de CO₂ en crudo²⁴

El crudo dentro de la tubería se puede obtener fácilmente por medio de

- *Volumen Crudo: $(A_f)(L)$ = Área Flujo * Longitud de Tubería*
- *Longitud de Tubería: 16 m*
- *Área de Flujo: $7.854 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2$*
- *Diámetro Tubería 1 ¼*

Volumen de Crudo dentro Tubería: $0.01256 \text{ m}^3 \approx 12.56 \text{ L} \approx 3.3 \text{ Galones}$

La tabla muestra la solubilidad del CO₂ en un crudo de características físico-químicas muy similares al crudo castilla en viscosidad, °API y composición físico-Química.

La figura 14 muestra los resultados obtenidos mediante la experimentación, se llevo a cabo seis pruebas a temperaturas de 26 y 50 °C y presiones entre los 100 150 y 200 Psi.

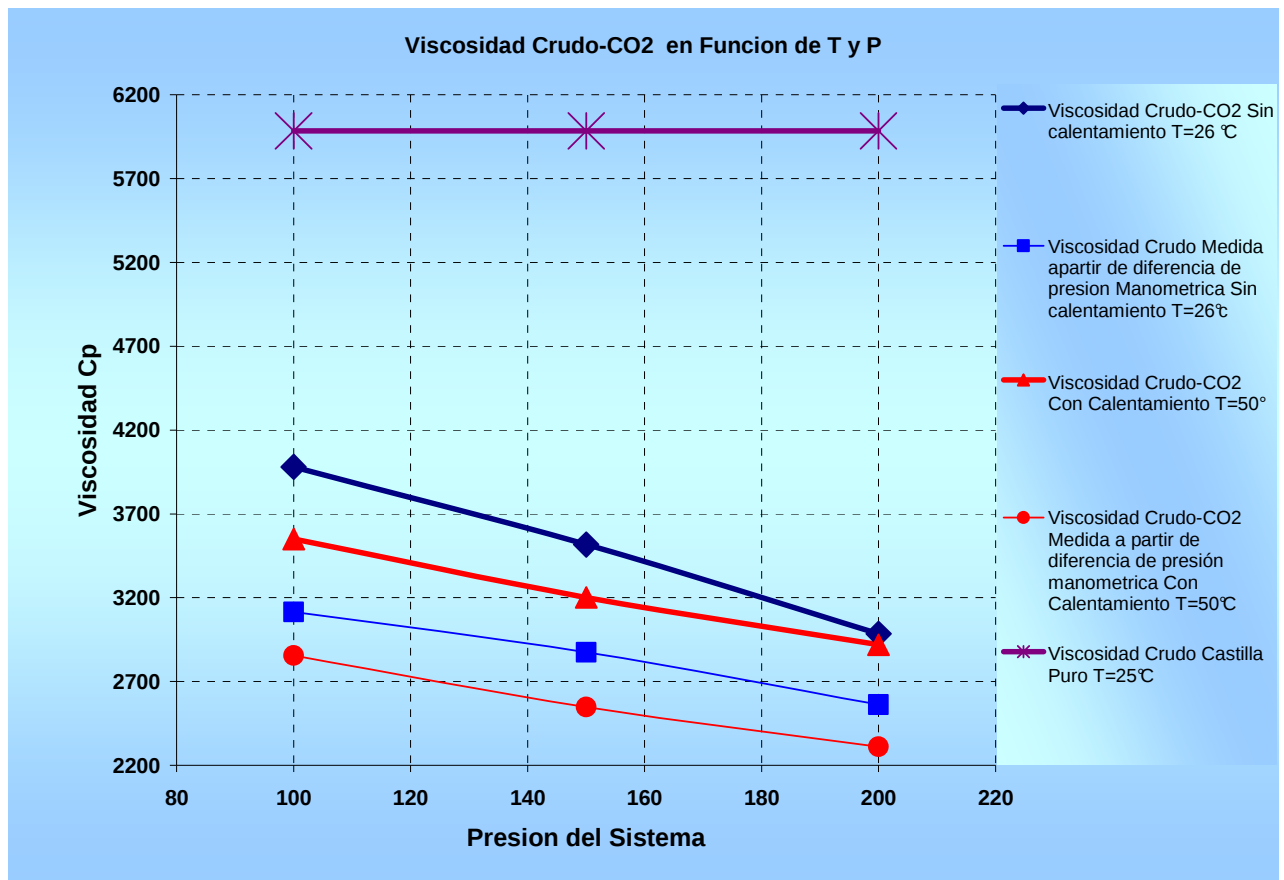


Figura 14. Viscosidad del Crudo pesado Castilla y mezclas con CO₂ en función de P.

Como se observa en la figura 14 se pueden notar disminuciones de dos (2) hasta casi tres (2.5) veces la viscosidad del crudo en estado puro a temperatura ambiente esto es para presiones de 100 Psi la viscosidad del Crudo Pesado Castilla es de 5900 cp, para esta presión de operación la mezcla Crudo-CO₂, se obtienen viscosidades cercanas a los 2700 cp.

Para presiones de operación de 200 tenemos el mismo efecto y con estas condiciones la viscosidad resultante es de cerca de 2300 cp.

Las diferencias de viscosidad encontradas en las pruebas posiblemente sean causadas por cambios en los patrones de flujo a lo largo de la tubería, y no un patrón uniforme a lo largo de ella.

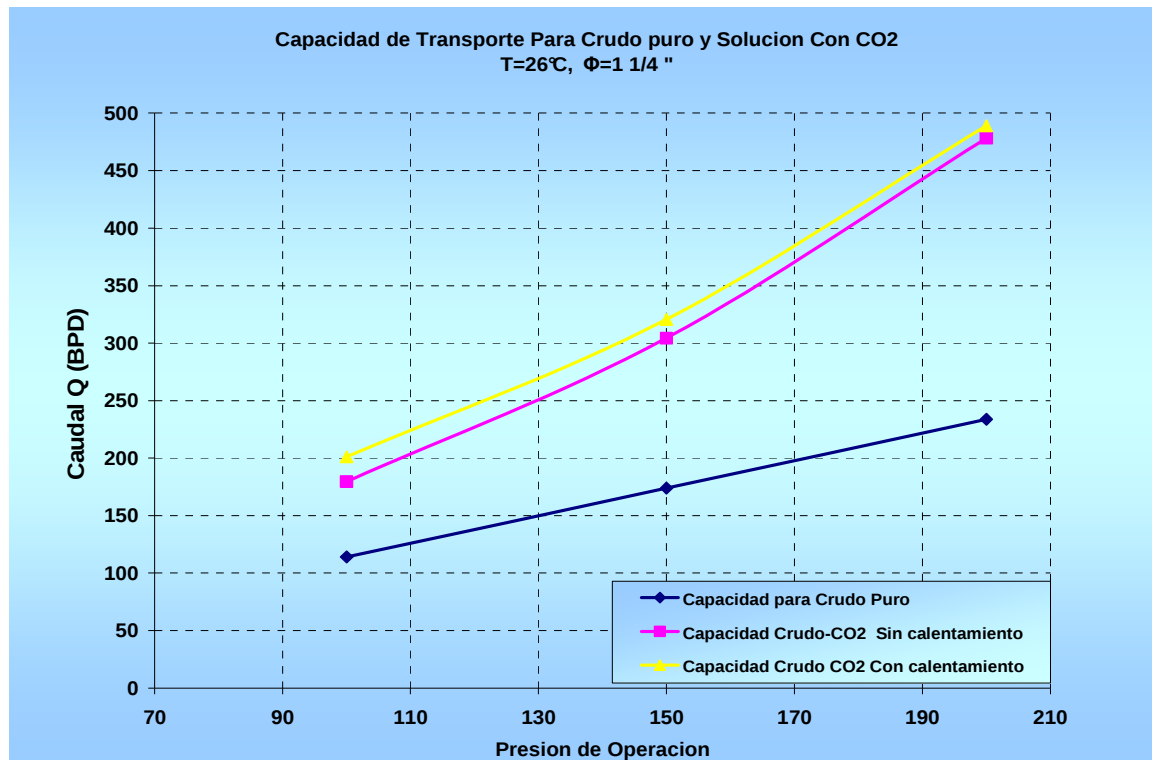


Figura 15. Capacidad de Bombeo para Crudo Castilla y mezclas

La figura 15 y 16 muestra el caudal que consigue con la bomba con una presión P de descarga y el caudal que se consigue con la misma presión de la bomba pero con el crudo formado con la mezcla Crudo-CO₂ para un mismo diferencial de presión.

Se puede notar un incremento en cercanos al 100% a presiones cercanas a los 100Psi, y aumentos de cerca del 150 % a valores cercanos a los 200 Psi.

Estos valores de aumento en la capacidad de bombeo son realmente importantes en el momento de determinar la producción y por tanto una reducción de 2 o 3 veces la viscosidad significa un aumento de un 100 o 200% de los valores de caudal inicial lo que se ve reflejado en una reducción en los costos de bombeo de la misma manera.

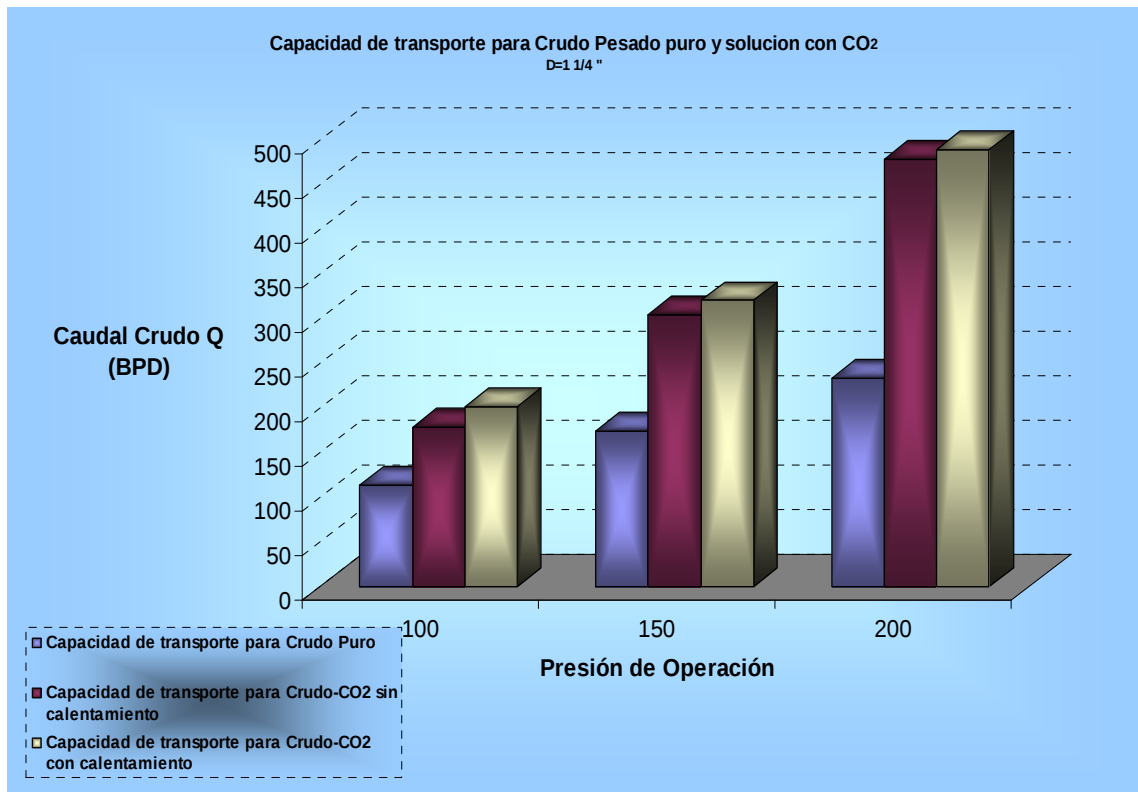


Figura 16 . Capacidad de Flujo Diagrama de barras

La figura 17 muestra un parámetro que es de gran importancia en cuanto se refiere a la reducción de viscosidades de crudos y fluidos en general, se denomina porcentaje de reducción y no es mas que la relación entre la diferencia entre la viscosidad del crudo y la viscosidad de la mezcla sobre la viscosidad del crudo multiplicada por cien, es decir.

$$\% \text{Reducción} = \left[\frac{\mu_c - \mu_m}{\mu_c} \right] * 100$$

μ_c = Viscosidad del Crudo puro

μ_m = Viscosidad de la mezcla

Se obtuvieron porcentajes de reducción de 61% a 200 Psi..

$$\% \text{ Reducción} = \left(\frac{\mu_c - \mu_m}{\mu_c} \right) * 100$$

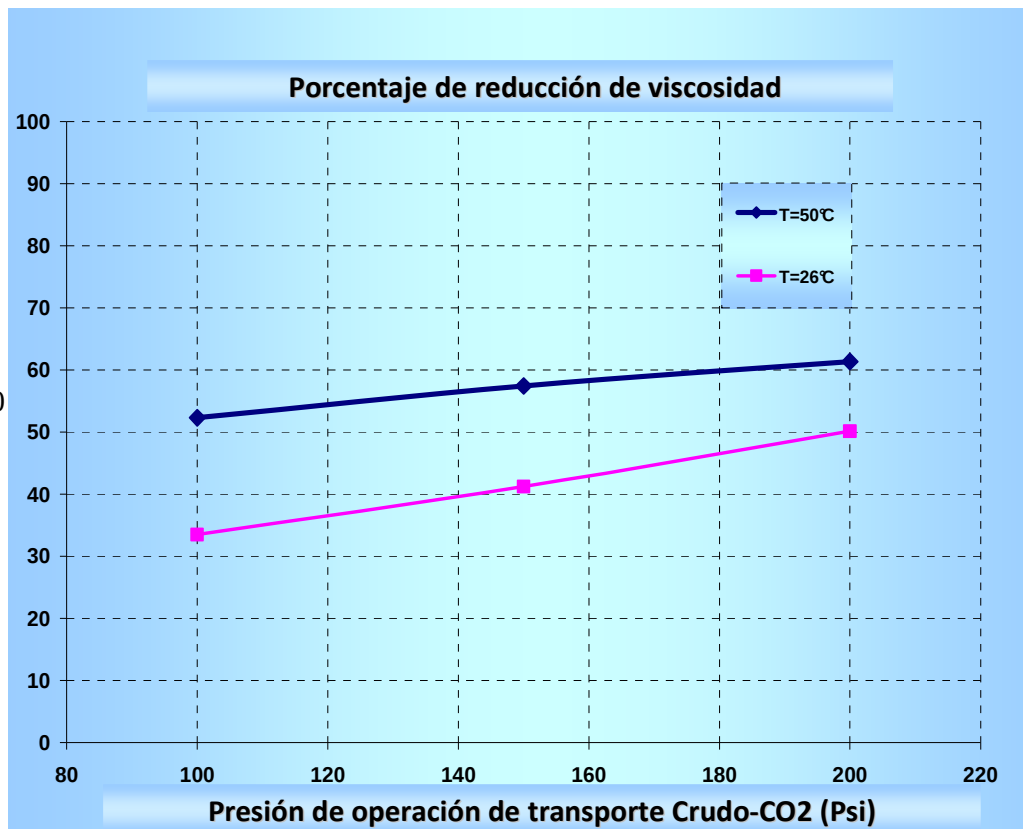


Figura 17. Porcentaje de Reducción de viscosidad

La figura 18, muestra el efecto de la longitud en las caídas de presión para las mezclas crudo Castilla – CO₂, para caudales de 3.17 gpm y 4.75 gpm, este efecto se observa en mayor detalle en la figura 21, donde se muestra cual es la longitud alcanzada por el crudo Castilla fluyendo puro por la tubería a temperatura ambiente, a presiones entre 100 y 200 psi y la longitud alcanzada por el crudo Castilla fluyendo mezclado con el CO₂ con las mismas presiones en la misma tubería.

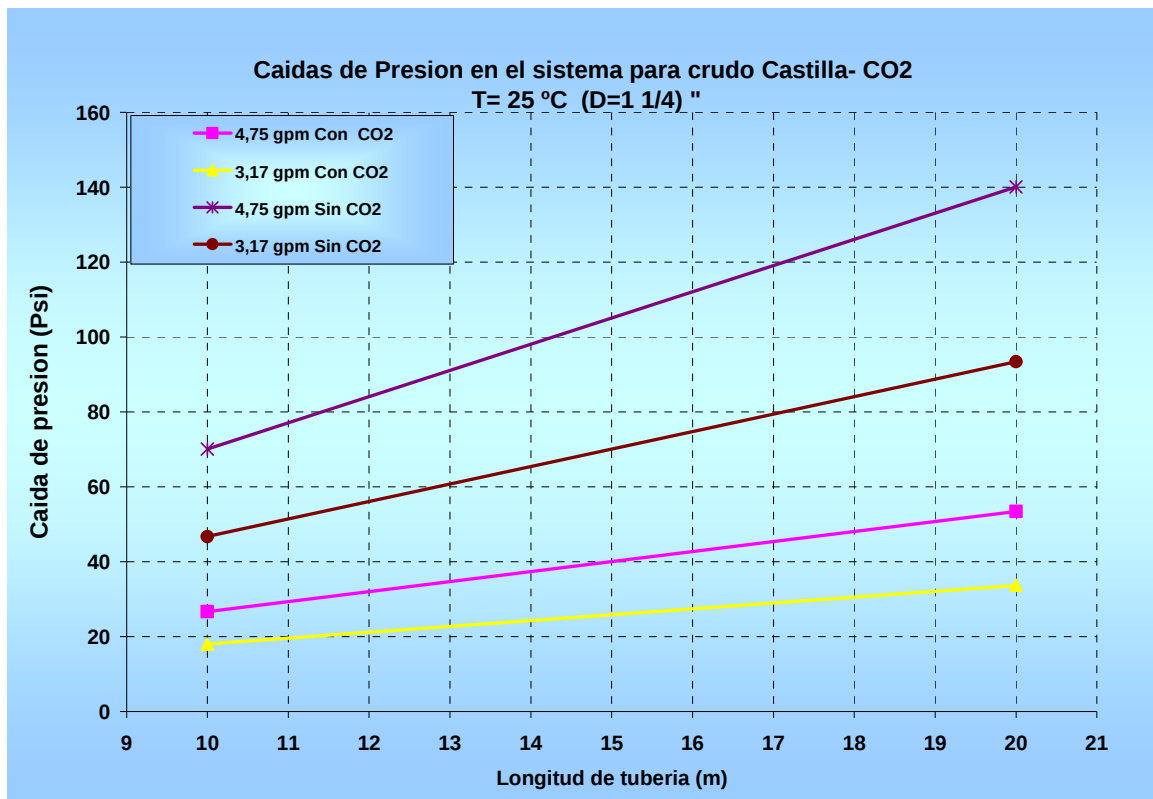


Figura 18. Caídas de Presión en el Sistema Crudo-CO₂

Con el fin de tener una mejor idea de los resultados obtenidos se propone obtener una tendencia de los datos de viscosidad obtenidos a partir de los datos de presión y extrapolar su comportamiento para presiones cercanas a los 500 psi, (el comportamiento de reducción de la resistencia al flujo tiende a disminuir de forma exponencial con la presión de saturación hasta presiones de 700 Psi para crudos pesados¹⁸.) se observa que para esa presión se pueden alcanzar caudales de hasta los 9000 BPD con un diámetro de 5" y una velocidad de flujo de 1m/s. tal como lo muestra la figura 20, comparado con el valor encontrado para el crudo castilla puro donde este es cerca de 15 veces menor.

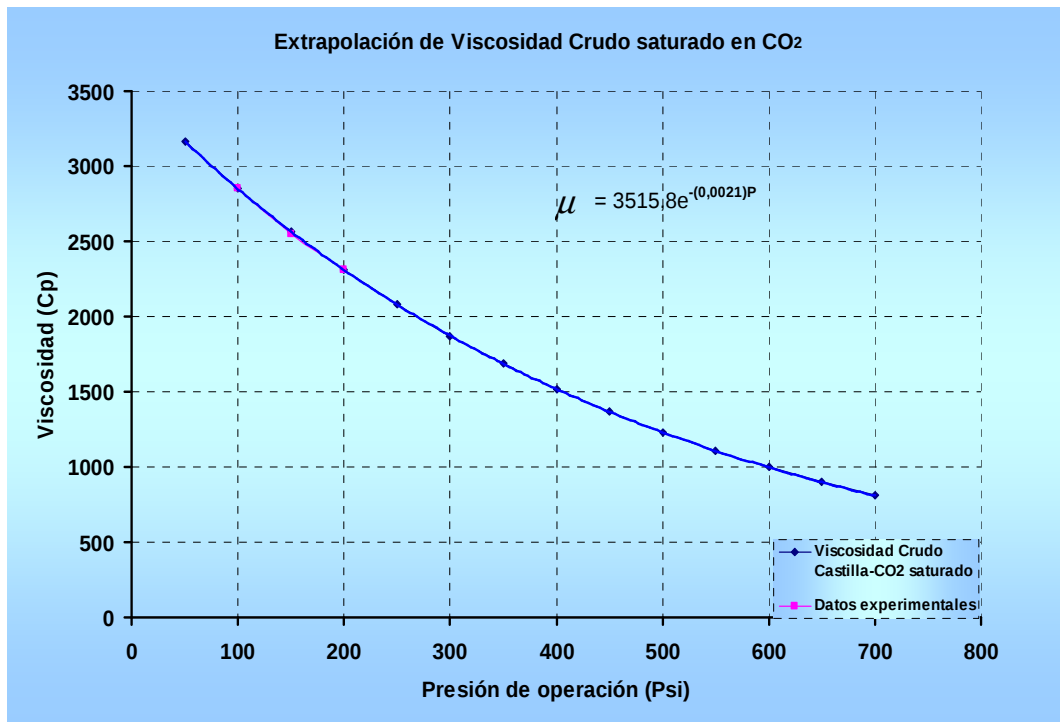


Figura 19. Viscosidad de la Mezcla Crudo Castilla-CO₂, extrapolada a 700 Psi

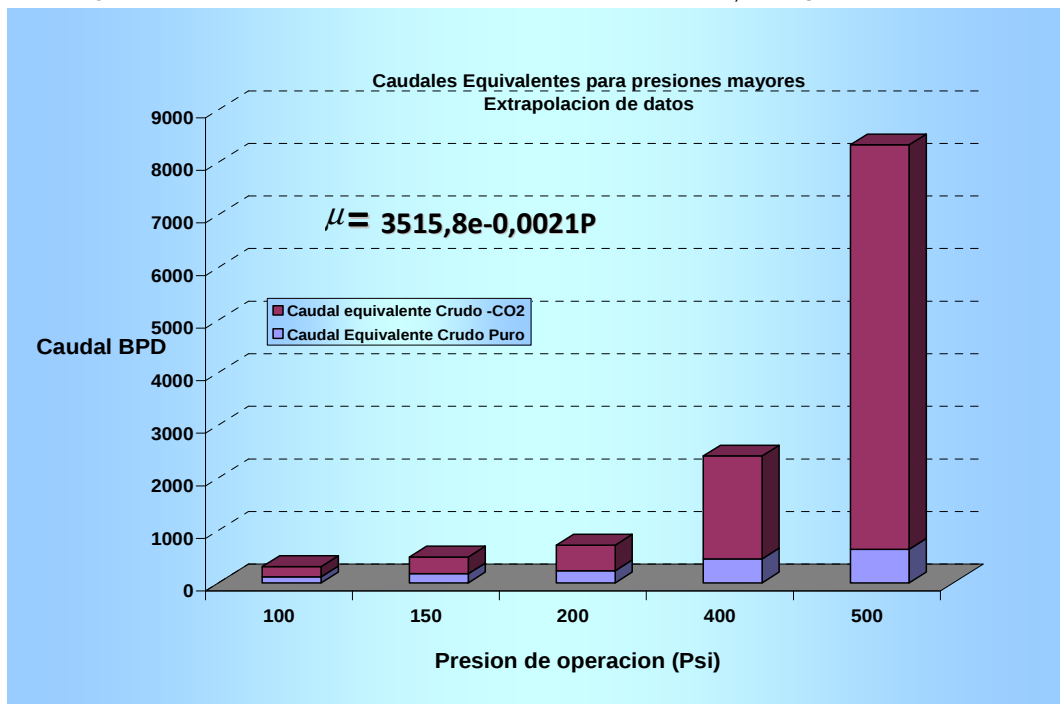


Figura 20. Caudales equivalentes de flujo D=1 ¼ "

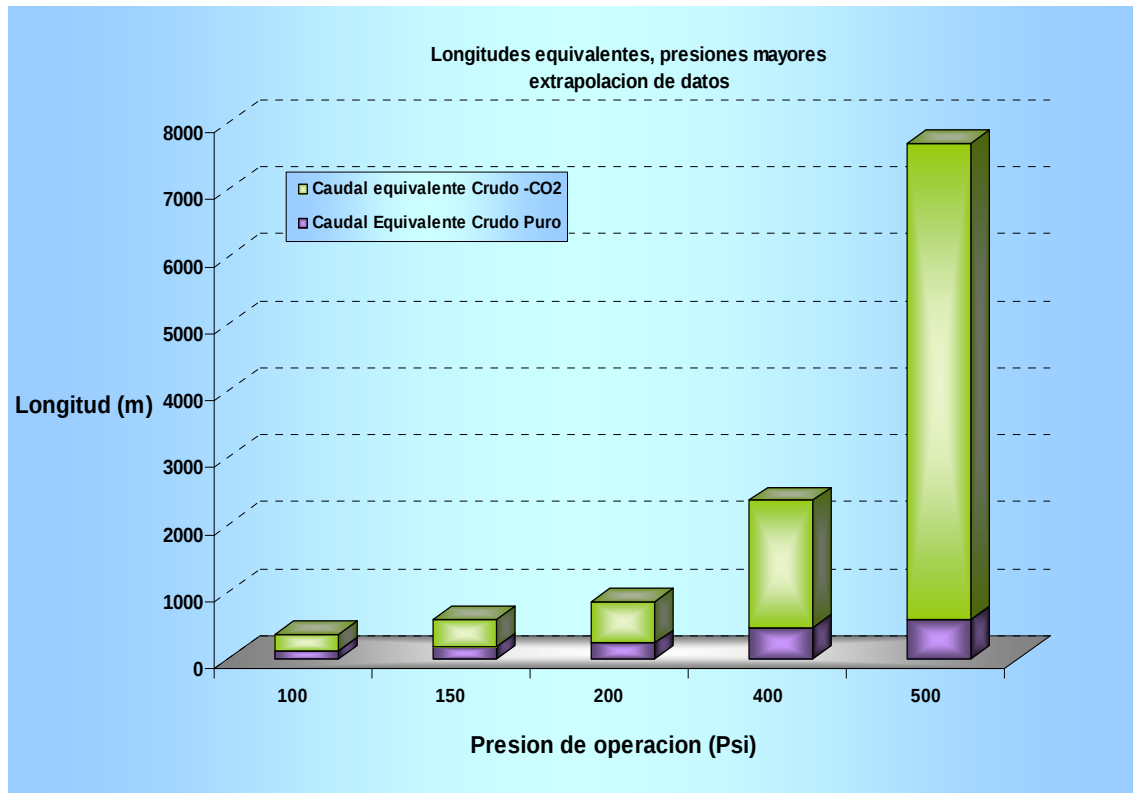


Figura 21. Longitudes equivalentes de flujo $D=1\frac{1}{4}$ "

Igualmente se puede notar un aumento considerable en la longitud equivalente de la mezcla Crudo Castilla- CO_2 , para presiones cercanas a los 500 Psi, la longitud que puede alcanzar el crudo fluyendo solo por la tubería es de no mas de 400 m, pero para la mezcla de Crudo- CO_2 a esas condiciones de presión se pueden alcanzar longitudes de mas de 7000 m.

Finalmente se determinaron los patrones de flujo de la mezcla, antes del sistema de mezclado; esto permite tener una idea de la distribución de las fases antes del mezclador. Los cálculos fueron realizados tomando como base el mapa de flujo de Beggs & Brill.

Donde se encontró una distribución de patrón de flujo intermitente, lo que se refiere a una distribución bache o tapón.

Presión de operación	Vsg	Vm	λ Landa	Nfr
100	0,208	0,594	0,65	1,137
150	0,311	0,697	0,554	1,566
200	0,415	0,801	0,482	2,07

Tabla 6. Coordenadas de los ejes del mapa de Beggs Brill

Línea de régimen L	Vsg
L1	277,498
L2	0,003
L3	0,187
L4	9,077

Tabla 7. Límites de patrones de flujo

$$N_{FR} = \frac{V_m^2}{gd}$$

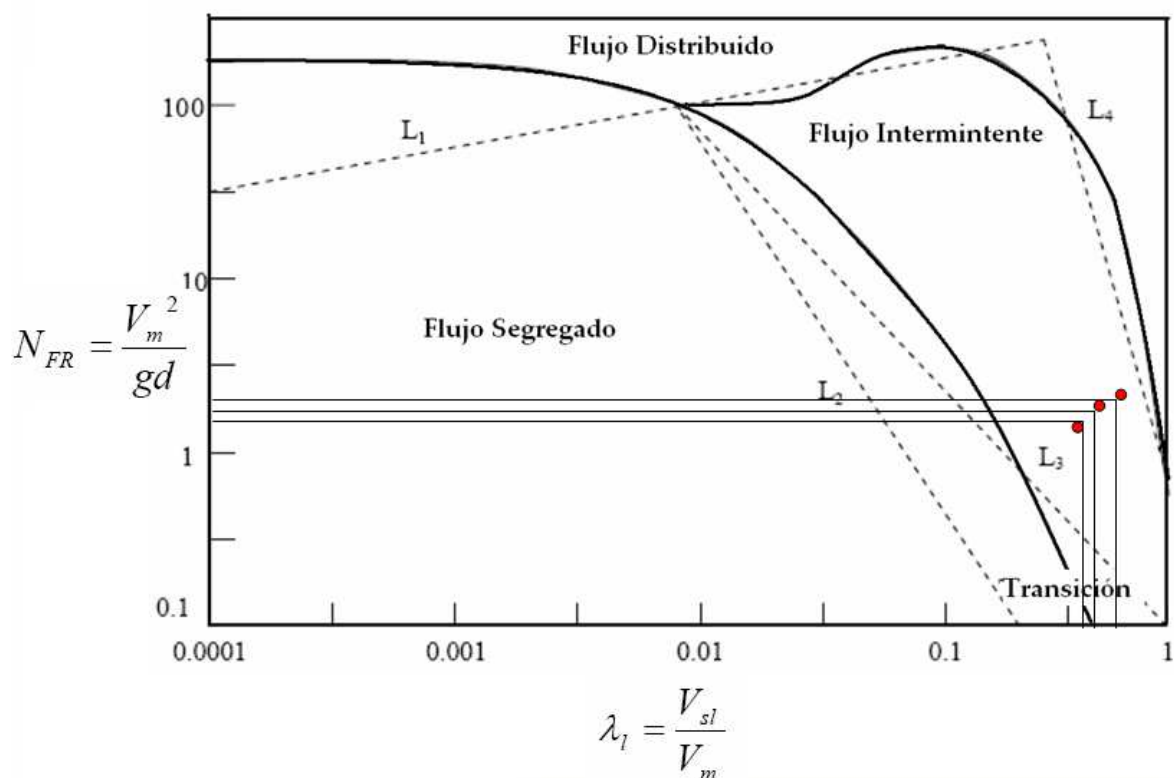
$$\lambda_l = \frac{V_{sl}}{V_m}$$

$$V_{sl} = \frac{Q_l}{A_r}$$

$$V_{sg} = \frac{Q_g}{A_r}$$

$$A_r = \frac{\pi D_t^2}{4}$$

Mapa de Flujo de Beggs & Brill



Fuente: GOVIER, G.W; AZIZ, K. The flow of complex mixtures in pipes. 1ed. New York. 1972

Figura 22. Mapa de Patrones de flujo de Beggs-Brill

CONCLUSIONES

- Se diseñó y construyó una planta piloto para el transporte de crudo pesado castilla con facilidades para la inyección de gases en línea. Se inyectó CO_2 en con el crudo castilla y se obtuvo reducciones de Viscosidad de 2 a 2.5 veces el valor inicial de la viscosidad del crudo.
- Las valores obtenidos en las caídas de presión y viscosidades encontradas para la mezclas Crudo Pesado Castilla- CO_2 transportados en tubería mantienen la misma tendencia reológica que se presenta en los procesos de recobro mejorado usando CO_2 , por tanto podemos esperar un comportamiento similar para presiones superiores a los 500 Psi. Esto es cierto bajo la idea de un buen tiempo de contacto entre las fases y un buen proceso de mezclado en tubería.
- Las mayores reducciones en la viscosidad ocurrieron a la presión más alta de operación (200 Psi), esto muestra el efecto de la solubilidad sobre las propiedades de flujo.

9. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar las mediciones a presiones de operación de oleoductos a escala industrial (700-1500 Psi), ya que en estos valores de presión se encuentran mejoras en la solubilidad y en las propiedades de flujo tal como se ha presentado en las técnicas EOR.
- Se recomienda realizar la cuantificación del CO₂ libre en la descarga y a lo largo de la línea de transporte luego del proceso de mezclado y despresurización, esto con el fin de determinar la cantidad CO₂ que permanece soluble luego de las condiciones mezclado y determinar variaciones en la viscosidad de la mezcla a lo largo de la tubería.
- Se recomienda realizar un diseño y construcción de un sistema de premezclado de tipo estático para mezclas Crudo Pesado-Gas, y de un sistema de inyección con el fin de facilitar las condiciones de saturación.
- Realizar las pruebas adicionando impurezas, como el N₂, Oxígeno, que en los procesos de inyección en yacimiento, mejora en gran medida la solubilidad del CO₂ dentro del crudo y a su vez permite tener una matriz mas realista del proceso de los gases de combustión.
- Se recomienda hacer pruebas en sistemas limpios, con el fin de determinar visualmente los patrones de flujo a través de tubería de vidrio usando un fluido de propiedades reológicas similares.

10. BIBLIOGRAFIA

- 1.** GOVIER, G.W; AZIZ, K. The flow of complex mixtures in pipes. 1ed. New York. 1972
- 2.** EATON Ben A., ADREWS Donald E., KNOWLESS CHARLES R. The Prediction of Flow Patterns, Liquid Holdup and Pressure Losses Occurring During Continuous Two-Phase Flow In Horizontal Pipelines, JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY.
- 3.** BRILL J. P. ARIRACHAKARAN S. J. "State of the art in multiphase flow" Paper. SPE 232835. Mayo 1992.
- 4.** ECOPETROL • Carta petrolera - edición No. 107 [noviembre 2003 - enero 2004] • Castilla Recargado
- 5.** ABDUVAYAT P., MANABE R., ARIHARA N. "Effects of Pressure and Pipe Diameter on Gas- Liquid Two Phase Flow Behavior in Pipelines" 2003, SPE 84229.
- 6.** S. M. Farouq Ali. " HEAVY OIL- evermore mobile", 2002, Journal of Petroleum Science and Engineering 37 (2003) 5-9.
- 7.** F. Aguilier, I. Henaut, P. Gateau and J.P. Heraud.: "HEAVY OIL DILUTION" 2005, SPE/PS-CIM/CHOA 97763.
- 8.** BON J., SARMA H. K. "An Investigation of Minimum Miscibility Pressure for CO₂- Rich Injection Gases with Pentanes-Plus Fraction", 2005, SPE 97536.
- 9.** ZHANG P.Y. HUANG S., SAYEGH S., "Effect of Impurities on Gas-Injection EOR Processes", 2004, SPE 89477
- 10.** YANG D., YOGAN G. "Visualisation of Interfacial Interaction of Crude Oil-CO₂ Systems under Reservoir Conditions"
- 11.** ALFARO, A. y CAMACHO, J. Evaluación Crítica de Flujo Multifásico utilizando Modelos Mecánicos. Bucaramanga Tesis de grado UIS.

- 12.** Russell, T. W., Hodgson, G. W. y Govier, G. W. "Horizontal Pipeline Flow Mixtures of Oil and Water", Can. J Chem. Eng. 37, 9-17, 1959.
- 13.** BAKER, O. Design of pipelines for the simultaneous Flow of Oil and Gas, Oil and Gas J. 1953.
- 14.** Amaya A. Carlos, Pallares Henry. Influencia de los modificadores de tensión superficial en los patrones de flujo en flujo bifásico gas-Líquido en tubería horizontal. Tesis de Grado. P06796. 1996 UIS.
- 15.** PEERY, Robert. Perry's Chemical Engineer's Handbook. Séptima edición. USA; McGraw-Hill. 1997.
- 16.** LEVENSPIEL, O. Flujo de Fluidos e intercambio de calor. Barcelona; Editorial Reverte. 1993.
- 17.** Flores S. Jorge, Porras M. Freddy. Determinación del patrón de flujo multifásico en tuberías de recolección de petróleo emulsionado, a partir de los datos históricos de recolección apoyado en una aplicación de redes neuronales artificiales. Tesis de Grado UIS 2007.
- 18.** Renis R. Jorge. Quesada G. Luís. Desarrollo de un Modelo Multifásico Estratificado y su Implementación en una Herramienta Software Aplicado al Transporte de Crudo Parafínico en Tubería Horizontal Bajo Condiciones no Isotérmicas. Tesis de grado UIS 2006.
- 19.** Holm L. W., Josendal V. A. Mechanisms of Oil Displacement by Carbon Dioxide. JPT. Diciembre 1974.
- 20.** Vega Sankur and A.S. Emanuel. "A Laboratory Study of Heavy Oil Recovery with CO₂ Injection" SPE 11692, R.A. DeRuiter and L.J. Nash. "Solubility and Displacement Behaviour of a Viscous Crude with CO₂ and Hydrocarbon Gases" SPE Reservoir Engineering, May 1994.
- 21.** Spivak, Allan. "Mechanisms of Immiscible CO₂ Injection in Heavy Oil Reservoirs, Wilmington Field, CA" SPE 12667-MS.

- 22.** C. Omurlo and E. M. Ozbayoglu. "A New Mechanistic Model for Two - Phase Flow Through an Eccentric Horizontal Annulus" 2006, SPE.
- 23.** Mark A. Kilns. Carbon Dioxide Flooding Basic Mechanisms And Project Designs, 1993.
- 24.** Solubility and Displacement Behaviour of a Viscous Crude with CO₂ and Hydrocarbon Gases R.A the Rutier. Paper SPE
- 25.** BIRD, Byron. STEWART, Warrent. Fenómenos de Transporte, Editorial reverté. Primera Edición en español, 1992 Pág. 1-7 a 1-10.
- 26.** K. Aziz .Experimental study of two and three phase flows in large diameter inclined pipe. Internacional Journal of Multiphase Flow.
- 27.** SUAREZ, Oscar. Influencia del porcentaje de carbón pulverizado en el comportamiento reológico de emulsiones combustibles, combustóleo/agua, Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander 1994.
- 28.** GROSSO Jorge Luís; et al. Treatment of viscous crude oil European patent application 1985. No 0134088
- 29.** GROSSO Jorge Luís; et al. Method of produce low viscosity stable crude oil emulsion. United States Patent 1997 No 5863301

11. ANEXOS

ANEXO A Datos de Laboratorio y Cálculos

• Pruebas Realizadas Sin calentamiento (Temperatura Ambiente)

Posición en el Rotámetro	Presión de Inyección CO ₂ (psi)	Flujo másico de CO ₂ A la presión P de inyección (gramos/s) (Ecuación 1)	Solubilidad CO ₂ a (P) de inyección en la tubería con 2.8 galones de crudo (g) Tabla 1	Tiempo de inyección de CO ₂	CO ₂ inyectado a la Tubería (g)
20	100	2.59	115	50	129.5
20	150	3.88	155.5	43	166.84
20	200	5.18	205.14	39	202.02

Tabla 8. CO₂ de saturación e inyectado a la tubería T=26°C

Presión Del Sistema (psi)	Volumen de crudo dentro de la tubería (Galones)	Volumen de crudo dentro de la tubería (Litros)	Volumen de Crudo recogido Litros	Tiempo de Flujo de Crudo (s)	Caudal Crudo L/s	Presión manómetro 1 Iniciada la descarga (Psi)	Presión manómetro 2 Iniciada la descarga (Psi)
100	2.8	10.6	4	12.1	0.33	95	27
150	2.8	10.6	4	7.2	0.56	138	32
200	2.8	10.6	4	4.6	0.88	180	45

Tabla 9. Caudales de crudo medidos y presión en los manómetros T=26°C

Presión manométrica Tubería Psi	Presión manométrica Tubería Pa	Caudal Crudo Litros/s	Caudal Crudo M ³ /s	Longitud de tubería (m)	Radio de Tubería (m)	Viscosidad Cp
100	689290	0.33	$3.3 \cdot 10^{-4}$	18.5	0.01731	3980
150	1033928	0.56	$5.6 \cdot 10^{-4}$	18.5	0.01731	3518
200	1378570	0.88	$8.8 \cdot 10^{-4}$	18.5	0.01731	2985

Tabla 10. Calculo de la viscosidad a temperatura ambiente

Presión manómetro 1 Iniciada la descarga (Psi)	Presión manómetro 2 Iniciada la descarga (Psi)	Caída de presión Entre manómetro 1 y 2 (Psi)	Caudal Crudo M ³ /s	Longitud de tubería (m)	Radio de Tubería (m)	Viscosidad Cp
95	27	68	$3.3 \cdot 10^{-4}$	16.1	0.01731	3115
138	32	106	$5.6 \cdot 10^{-4}$	16.1	0.01731	2875
180	45	149	$8.8 \cdot 10^{-4}$	16.1	0.01731	2563

Tabla 11. Calculo de Viscosidad con Diferencia de presión entre manómetros Sin Calentamiento

▪ Pruebas Realizadas Con Calentamiento 50°C

Posición en el Rotametro	Presión de Inyección CO ₂ (psi)	Flujo másico de CO ₂ A la presión P de inyección (gramos/s)	Solubilidad CO ₂ a (P) de inyección en la tubería con 2.8 galones de crudo (g) Tabla 1	Tiempo de inyección de CO ₂	CO ₂ inyectado a la Tubería (g)
20	100	2.59	115	55	142.45
20	150	3.88	155.5	34	131.92
20	200	5.18	205.14	33	170.94

Tabla 12. CO₂ de saturación e inyectado a la tubería a 50°C.

Presión Del Sistema (psi)	Volumen de crudo dentro de la tubería (Galones)	Volumen de crudo dentro de la tubería (Litros)	Volumen de Crudo recogido Litros	Tiempo de Flujo de Crudo (s)	Caudal Crudo L/s	Presión manómetro 1 Iniciada la descarga (Psi)	Presión manómetro 2 Iniciada la descarga (Psi)
100	2.8	10.6	4	10.8	0.37	98	25
150	2.8	10.6	4	6.49	0.616	138	32
200	2.8	10.6	4	4.4	0.90	180	28

Tabla 63 . CO₂ de saturación e inyectado a la tubería T=50°C.

Presión manométrica Tubería (Psi)	Presión manométrica Tubería (Pa)	Caudal Crudo Litros/s	Caudal Crudo M ³ /s	Longitud de tubería (m)	Radio de Tubería (m)	Viscosidad Cp Ecuación 2
100	689290	0.37	3.7*10 ⁻⁴	18.5	0.01731	3550
150	1033928	0.616	6.16*10 ⁻⁴	18.5	0.01731	3201
200	1378570	0.78	9.0*10 ⁻⁴	18.5	0.01731	2919

Tabla 14. Caudales de Crudo Medidos y presión en los manómetros T=50°C

Presión manómetro 1 Iniciada la descarga (Psi)	Presión manómetro 2 Iniciada la descarga (Psi)	Caída de presión Entre manómetro 1 y 2 (Psi)	Caudal Crudo M ³ /s	Longitud de tubería (m)	Radio de Tubería (m)	Viscosidad Cp
98	28	70	3.7*10 ⁻⁴	16.1	0.01731	2855
145	40	104	6.16*10 ⁻⁴	16.1	0.01731	2548
185	48	137	9.0*10 ⁻⁴	16.1	0.01731	2312

Tabla 15. Calculo de la viscosidad de Crudo-CO₂ luego de calentamiento

Anexo B Calibración del Rotámetro

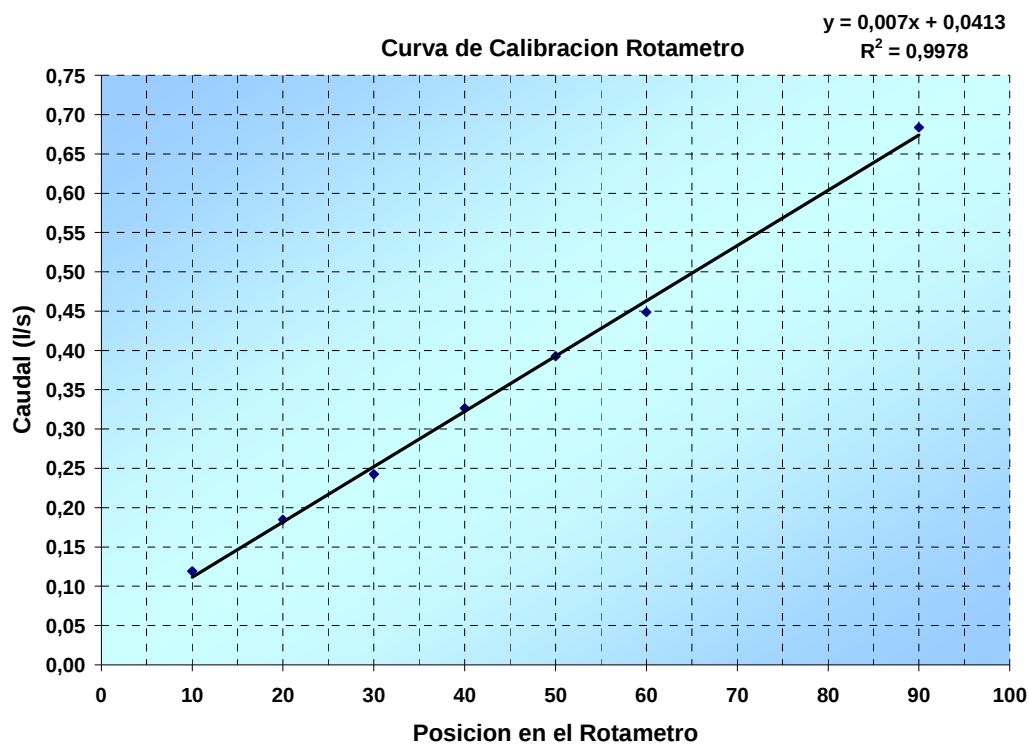


Figura 23. Curva de Rotámetro. Medición de caudal

Posición Rotámetro	Volumen desplazado (L)	Tiempo (s)	Caudal (L/s)
10	3,5	29,36	0,119
20	3,5	18,95	0,185
30	3,5	14,43	0,243
40	3,5	10,72	0,326
50	3,5	8,91	0,393
60	3,5	7,8	0,449
90	3,5	5,12	0,684

Tabla 76. Datos calibración de Rotámetro

Anexo C Calibración Platina de Orificio

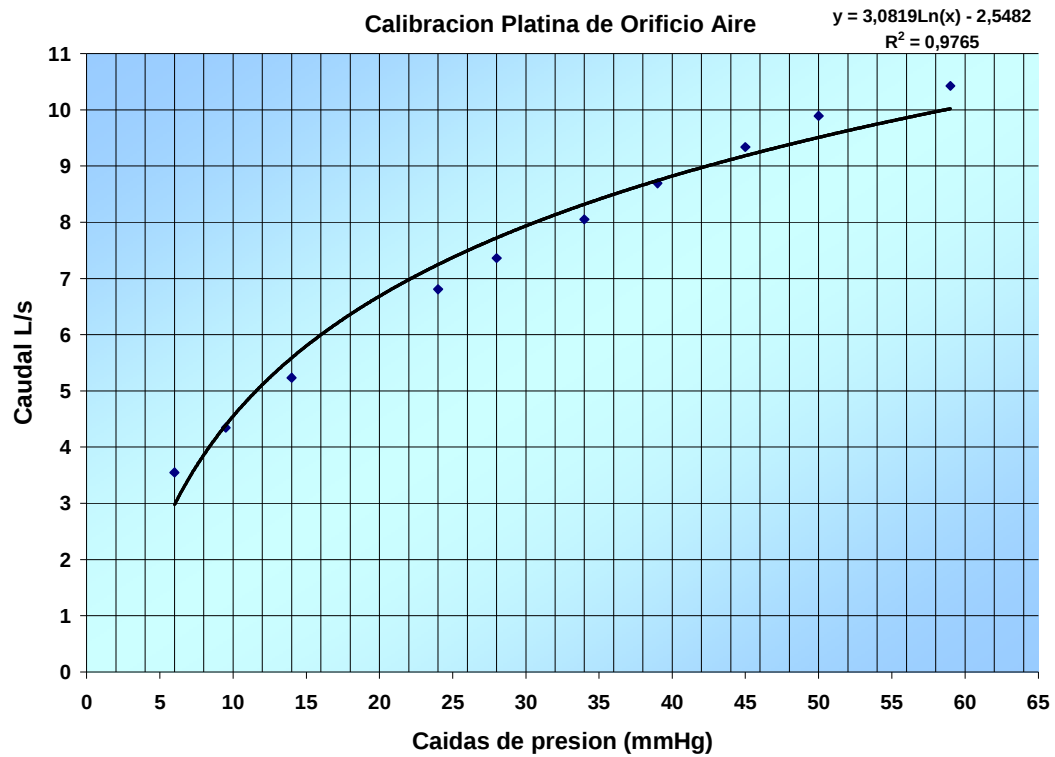


Figura 19 . Curva de platina de Orificio. Medición de caudal

Caudal en L/s	Caudal m3/s	Caídas de Presión(mmHg)	Velocidad m/s
3,548	0,00355	6	1,6
4,346	0,00435	9,5	1,96
5,233	0,00523	14	2,36
6,808	0,00681	24	3,07
7,362	0,00736	28	3,32
8,050	0,00805	34	3,63
8,693	0,00869	39	3,92
9,336	0,00934	45	4,21
9,890	0,00989	50	4,46
10,422	0,01042	59	4,7

Tabla 17. Datos calibración de Platina de Orificio

Anexo D Especificaciones de la bomba para transporte de Crudo pesado



Figura 20. Bomba de Desplazamiento Positivo

Se utilizó para el sistema de pruebas una Bomba tipo piñones de eje libre modelo GG090IAVPA de 2x2 in de diámetro de succión y de descarga NPT, construcción estándar en Hierro Eje en acero al carbón rotor y piñón en hierro dúctil, sello prensa estopa teflón grafito bujes en bronce con válvula de alivio incorporada para bombeo de crudo castilla de 25.000 SSU.

Caudal de 15-20 GPM y una velocidad de 250-350 rpm

Potencia 5 HP con motor trifásico siemens

Con presión máxima de operación de 200 Psi

Acoplada entre motor y bomba por poleas.

Las bombas para desplazamiento de líquidos o fluidos de elevada viscosidad tiene un elevado costo en comparación con otro tipo de bombas como las de tipo centrifugas, debido a la dificultad que aparece al tratar de mover un líquido con tanta resistencia a fluir, así como de los materiales de construcción y la potencia necesaria para tal efecto.

La bomba transporta el crudo pesado a través del sistema de tubería en la planta piloto y lo llevara de regreso al tanque de almacenamiento en un ciclo continuo.

Anexo E Viscosidad del crudo castilla en función de la temperatura¹¹

Viscosidad Teórica Crudo castilla Saturado en CO₂ a (P sat) 20 °C

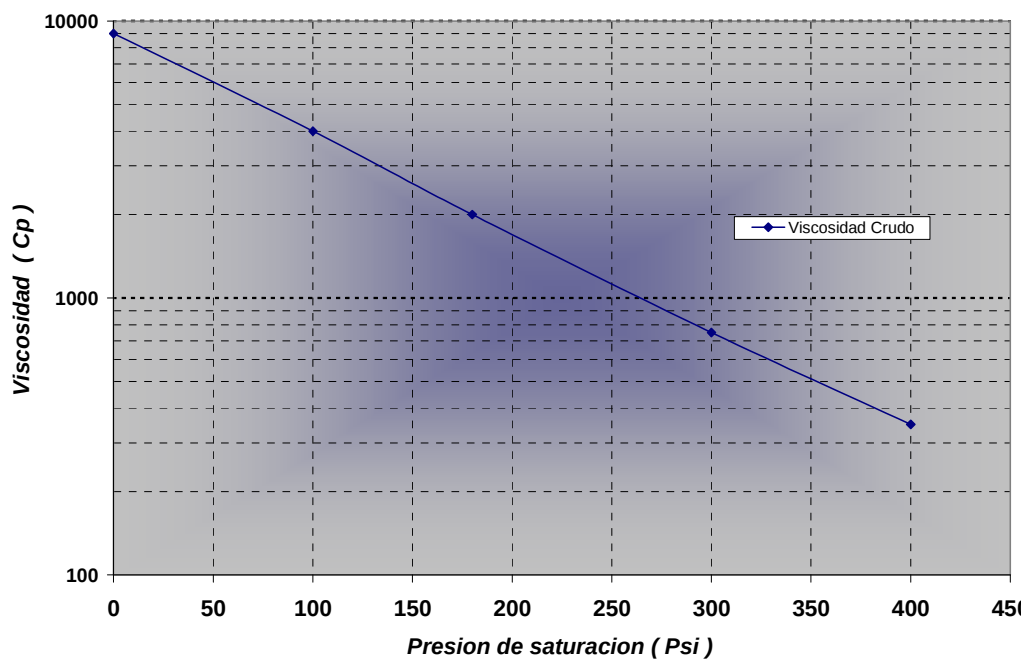


Figura 21. Viscosidad Teórica del Crudo Castilla en escala logarítmica en función de la saturación de CO₂ a la presión P

Viscosidad Teórica Crudo castilla Saturado a (P sat) 20 °C

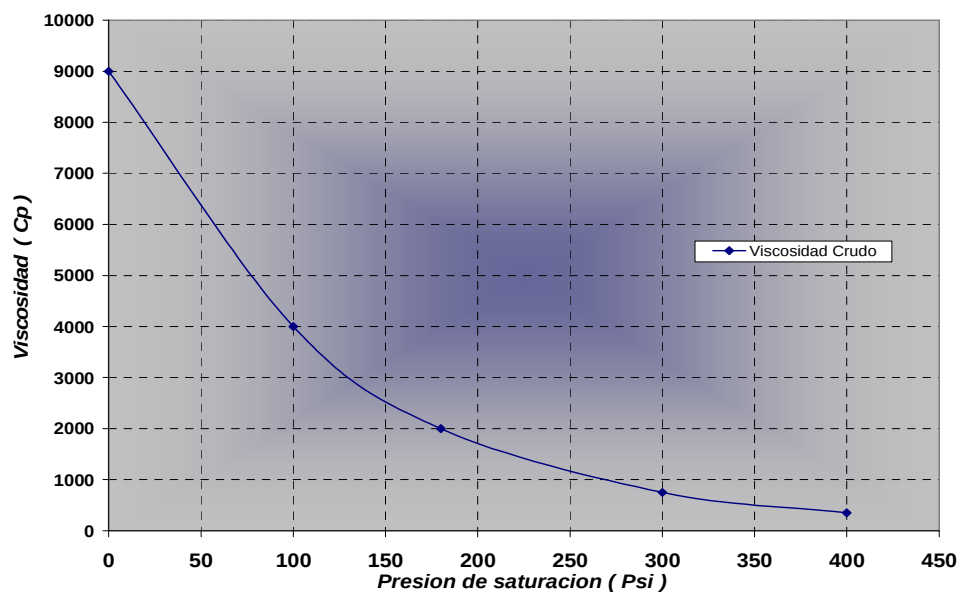


Figura 22. Viscosidad Teórica del Crudo castilla en función de la saturación de CO₂ a la presión P

Anexo F Comportamiento Reológico del Crudo Castilla, Tablas

RPM	Temperatura	Esfuerzo Cortante Dinas/cm2	Gradiente de Velocidad (1/s)	Viscosidad Poise (P)	Viscosidad cP
10	25,6	203,50	3,4	59,85	5985
20	25,6	401,50	6,8	59,04	5904
30	25,6	601,70	10,2	58,99	5899
40	25,6	798,60	13,6	58,72	5872
50	25,6	996,60	17	58,62	5862

Tabla 8. Reología Crudo Castilla a 25°C.

RPM	Temperatura °C	Esfuerzo Cortante Dinas/cm2	Gradiente de Velocidad (1/s)	Viscosidad Poise (P)	Viscosidad cP
10	40	86,00	3,4	25,29	2529
20	40	168,60	6,8	24,79	2479
30	40	248,10	10,2	24,32	2432
40	40	323,10	13,6	23,76	2376
50	40	398,20	17	23,42	2342
60	40	470,00	20,4	23,04	2304
70	40	539,60	23,8	22,67	2267
80	40	607,10	27,2	22,32	2232
90	40	673,50	30,6	22,01	2201
100	40	739,80	34	21,76	2176
120	40	875,80	40,8	21,47	2147
140	40	1009,00	47,6	21,20	2120

Tabla 9. Reología Crudo Castilla a 40°C .

RPM	Temperatura °C	Esfuerzo Cortante Dinas/cm2	Gradiente de Velocidad (1/s)	Viscosidad Poise (P)	Viscosidad cP
10	60	21,80	3,4	6,41	641
20	60	41,30	6,8	6,07	607
30	60	60,90	10,2	5,97	597
40	60	80,50	13,6	5,92	592
50	60	99,00	17	5,82	582
60	60	115,30	20,4	5,65	565
70	60	132,70	23,8	5,58	558
80	60	149,10	27,2	5,48	548
90	60	165,40	30,6	5,41	541
100	60	182,80	34	5,38	538
120	60	216,50	40,8	5,31	531
140	60	249,20	47,6	5,24	524

Tabla 20. Reología Crudo Castilla a 60°C

ANEXO G Comportamiento Reológico del Crudo Castilla, Gráfica

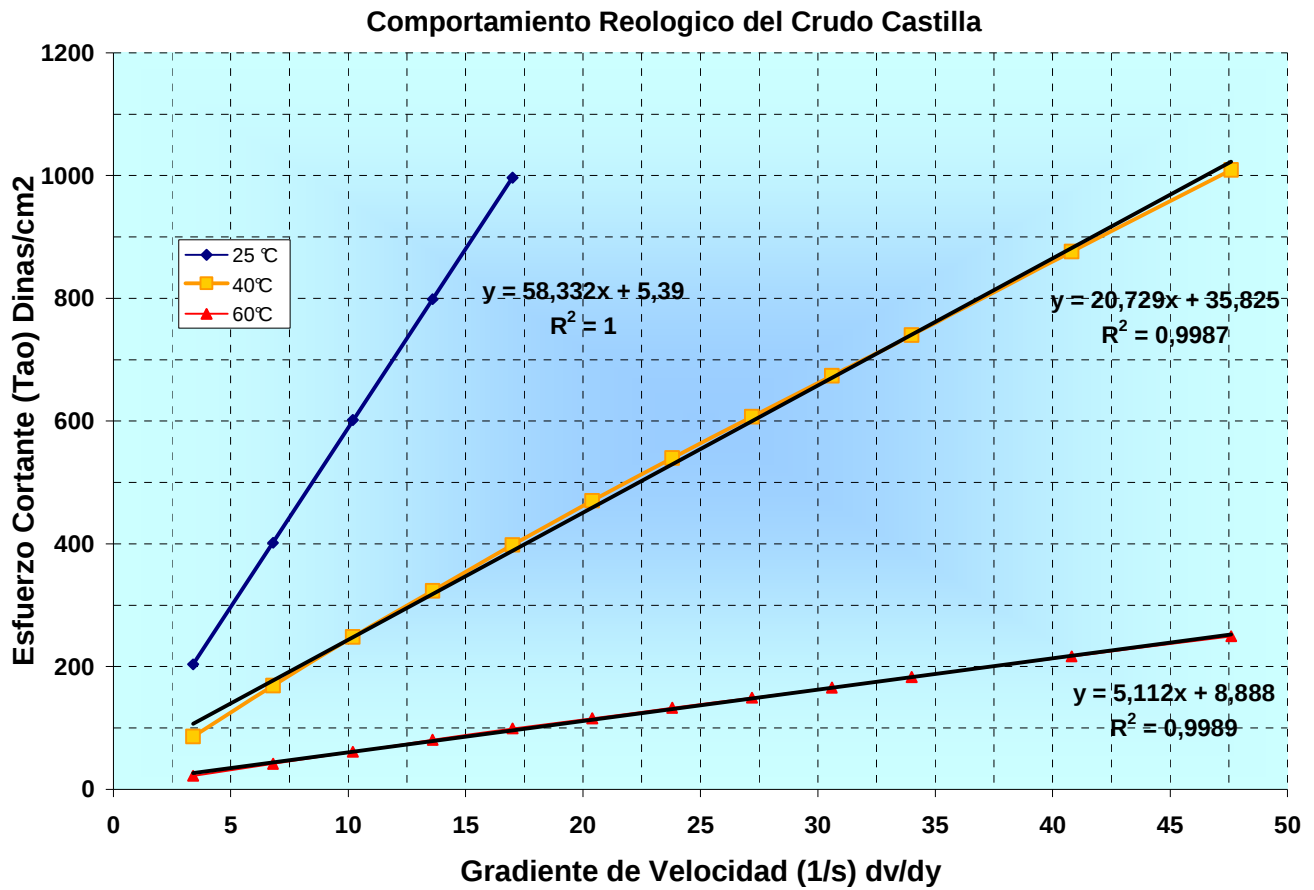


Figura 23. Comportamiento Reológico del Crudo Pesado Castilla

ANEXO H Propiedades del Crudo Castilla y CO₂

Análisis	Unidad	Resultado
Gravedad API a 60°F	°API	13,2
Viscosidad aparente a 30°C	Poises	42.7
Viscosidad aparente a 50°C	Poises	7,6
Viscosidad aparente a 80°C	Poises	1,37
Densidad a 15°C	g/mL	0,98
Punto De Fluidez	°C	15,5
Residuo Carbón	%peso	14,1
Vanadio por ICP-MS ⁵	mg/kg	320
Níquel por ICP-MS	mg/kg	99
Hierro por ICP-MS	mg/kg	32
Sodio por ICP-MS	mg/kg	2
Sal en crudo	lb/1000 BLS	3,3
Azufre Horiba- ASTM D 4294	% Peso	2,25
Poder Calorífico	Btu/lb	18457

Tabla 21. Propiedades del Crudo castilla
Fuente, Información técnica suministrada por ECOPETROL.

Propiedades Físicas del CO₂

A presión atmosférica el CO₂ es un gas incoloro, inodoro y que ocupa aproximadamente 8.57 ft³/ lb. A temperaturas mayores de 88.16 °F, el CO₂ sin impurezas existe en estado gaseoso sin importar la presión que a la que sea

⁵ Inductively Coupled Plasma Mass Spectrometry, (Espectrometría de masas con plasma de acoplamiento inductivo)

sometido. A presiones menores a 75 Psig (punto triple) el CO₂ solo puede encontrarse en estado sólido o gaseoso.

Formula Molecular	CO ₂
Masa molecular	: 44
Punto de fusión [°C]	: -56,6
Punto de ebullición [°C]	: -78,5 (s)
Temperatura crítica [°C]	: 30
Presión de vapor, 20°C	: 57,3 bar
Densidad relativa del gas (aire=1)	: 1,52
Densidad relativa del líquido (agua=1)	: 0,82
Solubilidad en agua [mg/l]	: 2000

Tabla 10. Propiedades Físicas del Dióxido de carbono

ANEXO I

FUNDAMENTOS Y COMPOSICION DE GASES DE COMBUSTION.

Existe un gran número de gases de invernadero. Los más comunes emitidos por una refinería de petróleo debido a procesos de combustión, en estos se incluyen el dióxido de carbono, metano, dióxido de azufre, tetracloruro de carbono, óxido nitroso, clorofluorocarbonos (CFCs) y ozono a nivel de superficie.

El Gobierno ha estipulado que las refinerías cuenten con un programa para reducir las emisiones de gas invernadero. El Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos (RNRPH) establece que las refinerías deben dar los pasos necesarios para conservar la energía, enfatizando la minimización del proceso de quemado de gases principalmente por la producción de CO₂.

Es posible pensar que estos gases de combustión producto del quemado de gases sean utilizados para el sistema de transporte. Ya que Los beneficios de este propósito son tanto de carácter ambientales como económicos.

A continuación se muestran en más detalle los compuestos que comúnmente se encuentran en los gases de combustión, cuales son los métodos más comunes de eliminación y se muestra por ultimo la composición aproximada de los gases producto de la combustión de un carbón.

Componentes y técnicas de eliminación.

- **SO_x**

- SO₂: Gas incoloro de olor irritante.
 - Producido por combustión del azufre
 - En presencia de O₂ o Vanadio forma SO₃.
 - Causante de la lluvia ácida.

Técnicas para reducción de emisiones de SO_x

- Reducción de S en combustibles
 - Desulfuración de humos

- **Partículas totales en suspensión (TSP)**

- El más complejo de los contaminantes.
 - Composición variada.
 - Nocivas por debajo de 3 micras (0.003mm).

Técnicas para reducción de emisiones de TSP

- ✓ Venturi
- ✓ Scrubber
- ✓ Decoquizado de aire/vapor

Scrubber alcalino para control SO_x con sección de venturi para control de sólidos y efluente al hogar de combustión para control de CO y orgánicos.

• **NO_x**

Gas de color marrón rojizo. Cuando el nivel en los gases de chimenea supera los 20 ppm de NO₂, adquiere un color anaranjado. NO_x es una mezcla de NO (97%), NO₂ (2%) y N₂O (1%).

Contribuyen a la lluvia ácida.

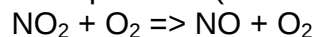
Contribuyen a la formación de Ozono (NO₂).

Contribuyen a la destrucción de la capa de Ozono (N₂O, 100 a 200 años de vida).

Producción de NO_x en procesos de combustión

Durante la combustión se produce NO y NO₂.

El NO prevalece a alta temperatura (dentro del horno)



A la salida al exterior se oxida a NO₂.

Evitar su formación

- a. Uso fuel líquido con %N < 0.002% (caro; normal 0.015 0.05%)
- b. Combustión de gas natural

• **Monóxido de carbono**

Gas incoloro e inodoro producido por combustión incompleta de combustibles con carbono en su composición.

COMBUSTION

Los principales componentes que se encuentran presentes en los y gases de combustión y combustibles normalmente utilizados son:

Carbono (C), Hidrógeno (H₂), Monóxido de Carbono (CO), Metano (CH₄), Hidrocarburos, Oxígeno (O₂), Nitrógeno (N₂), Dióxido de Carbono (CO₂) y agua (H₂O).

El oxígeno necesario para reacciones combustibles, es proporcionado por el aire ambiente, cuya composición media se proporciona en la siguiente tabla:

Promedio de la composición en aire ambiente

(Aire Seco a 273 K, 1013 mbar)

	Peso Molecular MW	%Volumen (m3/m3)	%peso (Kg/Kg)
Nitrógeno	28	78.08	75.52
Oxígeno,	32	20.95	23.15
Argón	40	0.93	1.28
Dióxido de Carbono, CO2	44	0.03	0.046
Otros		0.01	0.004

Tabla 11. Composición Del Aire Ambiente

En cálculos de reacciones de combustión se obtiene la siguiente composición de aire:

N2 = 79% (porcentaje de volumen)

O2 = 21%

La combustión de hidrocarburos en el aire involucra centenares de reacciones químicas elementales y decenas de especies químicas, para este caso, se considera la reacción general de un hidrocarburo del tipo C_nH_m , cuya reacción estequiométrica de combustión completa con el aire es:



de acuerdo al tipo de experimento que se quiera realizar, puede ajustarse para diferentes hidrocarburos y porcentajes de exceso de aire.

Con esta fórmula, se puede calcular la composición esperada de los productos (gases) de combustión para cualquier relación de la mezcla aire – combustible y verificarse por medio del análisis químico de los gases de combustión.

La composición de unos gases de combustión productos que salen a altas temperaturas de los hornos de coquización tiene la siguiente composición.

O R S A T G A S	GASES DE CHIMENEA	UNIDAD	VALOR
	Oxígeno	%Volumen	11
	Dióxido de Carbono	%Volumen	5
	Nitrógeno	%Volumen	84
	Monóxido de Carbono	%Volumen	0
	Humedad	%Volumen	9,06
	Temperatura (Entrada chimenea)	°C	548,5
	Temperatura (Salida chimenea)	°C	119,44
	Caudal Normal	(m3/s)	12,51
	Caudal Chimenea	(m3/s)	53,14
	Velocidad	(m/s)	5,85

Tabla 12. Composición Gases de Combustión

Además el estudio isocinético proporciona información sobre los otros componentes de las emisiones de la chimenea que pueden ser útiles para un estudio mas detallado. Esa información se encuentra en la siguiente tabla:

MATERIAL PARTICULADO	UNIDAD	VALOR
Concentración normal	mg/m3	230,43
Concentración Chimenea	mg/m3	54,24
Velocidad de Emisión	Kg/h	6,894
<u>SO_x</u>		
Concentración normal	mg/m3	1209,8
Concentración Chimenea	mg/m3	284,76
Velocidad de Emisión	Kg/h	36,194
<u>NO_x</u>		
Concentración normal	mg/m3	241,08
Concentración Chimenea	mg/m3	56,75
Velocidad de Emisión	Kg/h	7,212

Guía Ambiental para el manejo de emisiones gaseosas de Refinerías de Petróleo Dirección General de Hidrocarburos (DGH) Ministerio de Energía y Minas.

ANEXO J DIAGRAMA DE FASES CO₂

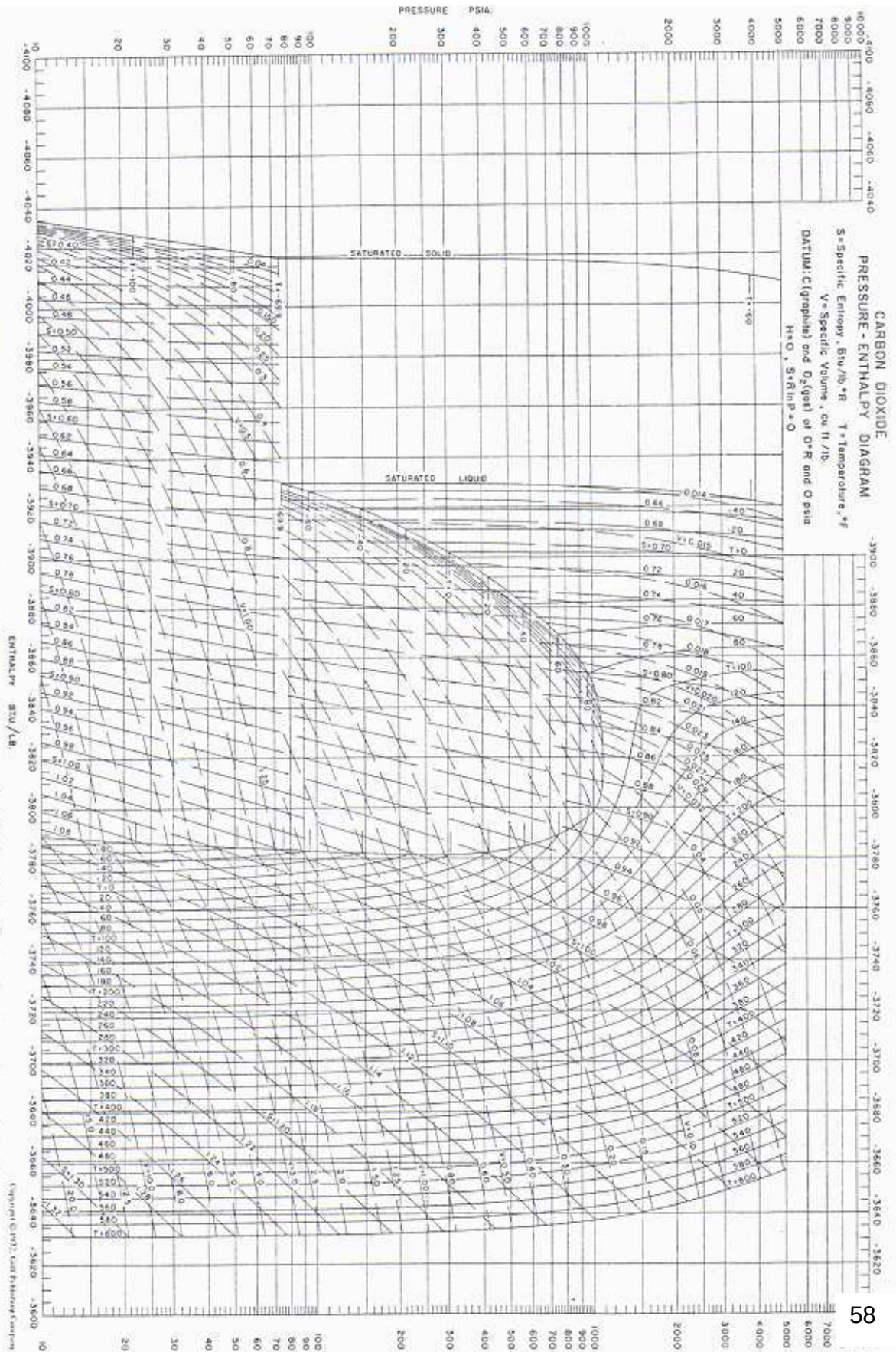


Figure 8.2. Carbon dioxide pressure-enthalpy diagram. Note: Add 3,841.2 Btu/lb to chart readings to get enthalpy values referred to zero enthalpy datum of CO₂ (gas) at 0°R and 0 psia.