

**ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD DE LA INYECCIÓN DE CO₂ EN EL CAMPO
SUCUMBÍOS COMO MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE LA
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO**

PAULA ANDREA TAMAYO RAMÍREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2011

**ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD DE LA INYECCIÓN DE CO₂ EN EL CAMPO
SUCUMBÍOS COMO MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE LA
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO**

AUTOR

PAULA ANDREA TAMAYO RAMÍREZ

**Monografía para optar por el título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

DIRECTOR

MSc. JUAN CARLOS ORTÍZ CASTILLO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2011

LISTA DE ABREVIATURAS

CO ₂	Dióxido de Carbono
CaO	Óxido de Calcio
CH ₄	Gas Metano
N ₂ O	Óxido Nitroso
HFC	Gases Hidrofluorocarbonos
PFC	Gases Perfluorocarbonos
SF ₆	Hexafluoruro de Azufre
GEI	Gases Efecto Invernadero
MPCS	Millones de Pies Cúbicos Estándar
MMP	Minimum Miscibility Pressure (Mínima Presión de Miscibilidad)
cP	Centipoise
°F	Grados Fahrenheit
BL/STB	Barril por Barril Estándar
Psi	Pounds per Square Inches
MMMSCF	Millones de Pies Cúbicos Estándar
MMSTB	Millones de Barriles Estándar
LKG	Lowest Known Gas
LKO	Lowest Known Oil
SCF/STB	Pies Cúbicos Estándar por Barril Estándar
ppm	Partes Por Millón
mD	Milidarcy
Kv	Permeabilidad Vertical
Kh	Permeabilidad Horizontal
OOIP	Original Oil In Place
Soi	Saturación Inicial de Aceite
Sorw	Saturación Residual de Agua
ED	Eficiencia de Desplazamiento

EV	Eficiencia Vertical
EA	Eficiencia Áreal
Rf	Recovery Factor –Factor de Recobro–
Np	Producción de Aceite Acumulada
Gp	Producción de Gas Acumulado
Rp	Gas Acumulado sobre Aceite Acumulado
Qo	Producción de Aceite
Qg	Producción de Gas

RESUMEN

TÍTULO

ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD DE LA INYECCIÓN DE CO₂ EN EL CAMPO SUCUMBÍOS COMO MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO*

AUTOR

PAULA ANDREA TAMAYO RAMÍREZ**

PALABRAS CLAVES

Inyección CO₂, Recobro Mejorado, Producción, Sucumbíos, Putumayo.

El campo Sucumbíos de la Superintendencia de Operaciones Putumayo es un campo con un factor de recobro de 1.5%. El gas producido por este campo tiene un contenido de Dióxido de Carbono (CO₂) del 95%, el cual podría utilizarse en un proceso de recobro mejorado, y de esta manera mejorar el factor de recobro y extender el límite económico del campo.

Durante el estudio realizado, se encontró que el proceso de inyección cíclica de CO₂ sería parcialmente inmiscible, ya que la presión de yacimiento es menor a la mínima presión de miscibilidad teórica encontrada por el método slim tube. Para que este proceso de inyección sea efectivo, se debe anteponer una etapa de inyección de agua para mantener la presión del yacimiento. Al ingresar el frente de CO₂, el barrido actuaría como recobro terciario alcanzando mejores eficiencias de barrido.

El Factor de Recobro esperado oscilaría entre 7% – 10%, representado entre 15 y 21 MMSTB adicionales, para lo cual se debe asegurar una cantidad de CO₂ del orden de 10 a 19 MMSCF/D, para obtener una inyección entre 9.4 y 9.5 MMSCF/D. El modelo de inyección sería de cinco puntos invertido, un pozo inyector de gas por cuatro pozos productores de aceite.

Con el proyecto de inyección de CO₂, se resuelve en gran parte la disposición y/o emisión de gases, favoreciendo al medio ambiente, y obteniendo al mismo tiempo, beneficios económicos y de producción limpia. El proyecto es económicamente viable, con un VPN positivo y recuperando la inversión en 6 años.

* Monografía

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director: MSc. JUAN CARLOS ORTIZ CASTILLO.

ABSTRACT

TITLE

TECHNICAL ECONOMIC ANALYSIS OF THE IMPACT OF AUTOMATION AND CONTROL FOR HYDROCARBONS TRANSPORT SYSTEMS IN COLOMBIA *

AUTHOR

PAULA ANDREA TAMAYO RAMÍREZ**

KEY WORDS

CO₂ Injection, Enhanced Recovery, Production, Sucumbíos, Putumayo.

The Sucumbíos's field in the Superintendencia de Operaciones Putumayo, is a field with a recovery factor of 1.5%. The produced gas from this field has a content of carbon dioxide (CO₂) of 95%, which could be used in enhanced oil recovery process, and thereby improve the recovery factor and extend the economic limit of field.

During the study, I found that the process of cyclic CO₂ injection would be partially immiscible, as reservoir pressure is less than the theoretical minimum miscibility pressure found it by the slim tube method. For this injection process to be effective, must precede a stage of water injection to maintain reservoir pressure. Upon entering the front of CO₂ sweeping act as tertiary recovery efficiencies reaching better sweep.

The expected recovery factor range from 7% and 10%, accounted for between 15 and 21 MMSTB additional, for which should ensure an amount of CO₂ in the order of 10 to 19 MMSCF/D, for an injection between 9.4 and 9.5 MMSCF/D. the injection model would be five points invested, one gas injection well for four oil producing wells.

With this CO₂ injection project, we can resolve in a considerable way the gas disposition and / or emissions problems, helping the environment resources and gaining, at the same time, economic profits and a cleaner production. The project is economically viable, with a positive NVP, and payback in six years.

*Monograph

** "Universidad Industrial de Santander". Petroleum Engineering Faculty. Specialization in Production of Hydrocarbons. Director: MSc. JUAN CARLOS ORTIZ CASTILLO.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	14
2. INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECOBRO.....	16
2.1. PROPIEDADES DEL CO₂.....	16
2.1.1. Propiedades Físicas	16
2.1.2. Propiedades Químicas.....	17
2.1.3. Propiedades Críticas	17
2.2. IMPACTO AMBIENTAL DEL CO₂.....	17
2.2.1. Mecanismos para un Desarrollo Limpio (MDL)	19
2.3. INYECCIÓN DE CO₂ – MISCIBILIDAD	20
2.3.1. Desplazamiento completamente miscible al primer contacto.	20
2.3.2. Desplazamiento miscible después de múltiples contactos.	21
2.3.3. Desplazamiento inmisible.....	21
2.3.4. Factores que afectan la miscibilidad CO ₂ – petróleo.	21
2.4. MECANISMOS DE INYECCIÓN DE CO₂.....	22
2.4.1. Reducción de la viscosidad del crudo	22
2.4.2. Incremento de la energía del yacimiento	22
2.4.3. Hinchamiento del crudo.....	23
2.5. OTROS EFECTOS DE LA INYECCIÓN DE CO₂.....	23
2.5.1. Disminución de la Saturación residual	23
2.5.2. Intercambio entre Fases	24
2.5.3. Canalización	24
2.5.4. Dispersión Hidrodinámica	24
2.6. INYECCIÓN DE CO₂ EN COLOMBIA	25
2.6.1. Proyectos de Inyección	25
2.6.2. Origen del CO ₂ en el Putumayo	26
2.6.3. Inyección de CO ₂ en el Putumayo	27
2.7. LIMITACIONES Y DESVENTAJAS	28
2.7.1. Corrosión como consecuencia del ácido carbónico formado entre el CO ₂ y el agua del yacimiento.	28
2.7.2. Precipitación de Asfaltenos, disminuyendo las permeabilidades y porosidades del yacimiento.	29

3. ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO SUCUMBÍOS	30
3.1. ANTECEDENTES DEL CAMPO SUCUMBÍOS	30
3.1.1. Ubicación Geográfica	30
3.1.2. Descripción General Área Occidente.....	31
3.1.3. Descripción Geológica del Campo Sucumbíos.....	31
3.2. HISTORIA DE PRODUCCIÓN	37
3.2.1. Curvas de Producción	37
4. CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO FORMACIÓN CABALLOS	44
4.1. PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	44
4.2. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	44
4.3. ESTRATIGRAFÍA	45
4.4. ANÁLISIS PETROFÍSICO Y PROPIEDADES DE LA ROCA	46
4.5. MÍNIMA PRESIÓN DE MISCIBILIDAD.....	46
4.6. FACTOR DE RECOBRO	51
5. EVALUACIÓN ECONOMICA	58
5.1. INVERSIONES.....	58
5.1.1. Perforación	58
5.1.2. Facilidades.....	59
5.1.3. Abandono	59
5.2. COSTOS.....	59
5.3. FACTIBILIDAD ECONÓMICA	61
6. CONCLUSIONES	63
7. RECOMENDACIONES.....	65
BIBLIOGRAFÍA	66

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Participación sectorial en la emisión de CO ₂ . FUENTE: AUTOR.	18
Figura 2. Ubicación Geográfica de los Campos de la Superintendencia de Operaciones Putumayo. FUENTE: SÁNCHEZ, A. M., CASTAÑEDA, J. O., ORTIZ, J. C. <i>Justificación de Perforación pozos Sucumbíos-4 y Sucumbíos-5, Campo Sucumbíos, Putumayo</i>	30
Figura 3. Sección Estructural Cuenca del Putumayo. FUENTE: SÁNCHEZ, A. M., CASTAÑEDA, J. O., ORTIZ, J. C. <i>Justificación de Perforación pozos Sucumbíos-4 y Sucumbíos-5, Campo Sucumbíos, Putumayo.</i>	32
Figura 4. Modelo Estructural Formación Caballos Campo Sucumbíos. FUENTE: SÁNCHEZ, A. M., CASTAÑEDA, J. O., ORTIZ, J. C. <i>Justificación de Perforación pozos Sucumbíos-4 y Sucumbíos-5, Campo Sucumbíos, Putumayo.</i>	35
Figura 5. Columna Estratigráfica General de la Cuenca del Putumayo. FUENTE: SÁNCHEZ, A. M., CASTAÑEDA, J. O., ORTIZ, J. C. <i>Justificación de Perforación pozos Sucumbíos-4 y Sucumbíos-5, Campo Sucumbíos, Putumayo.</i>	37
Figura 6. Comportamiento de Producción Campo Sucumbíos. FUENTE: OFM.	38
Figura 7. Comportamiento de Producción pozo Sucumbíos-1. FUENTE: OFM.	39
Figura 8. Comportamiento de Producción pozo Sucumbíos-2. FUENTE: OFM.	40
Figura 9. Comportamiento de Producción pozo Sucumbíos-3. FUENTE: OFM.	41
Figura 10. Comportamiento de Producción pozo Sucumbíos-4. FUENTE: OFM.	42
Figura 11. Comportamiento de Producción pozo Sucumbíos-5. FUENTE: OFM.	43
Figura 12. Cromatografía del Gas Campo Sucumbíos tomada en fondo. FUENTE: Archivo físico Superintendencia de Operaciones Putumayo.	47
Figura 13. Prueba de Hinchamiento corazón Formación Caballos pozo Sucumbíos-5. FUENTE: ICP.	53
Figura 14. Gráfico Dinámico de Incorporación de Reservas con el Piloto de Inyección de CO ₂ en el campo Sucumbíos. FUENTE: Yacimientos ECP.	57

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades Físicas del CO ₂ .	16
Tabla 2. Propiedades Críticas del CO ₂	17
Tabla 3. Fases de un proceso inmiscible con CO ₂ .	21
Tabla 4. Producción Actual y Acumulada Campo Sucumbíos	37
Tabla 5. Propiedades de la Formación Caballos	44
Tabla 6. Propiedades del Fluido	45
Tabla 7. Propiedades Petrofísicas Campo Sucumbíos	46
Tabla 8. Información básica muestreo de gas Batería Sucumbíos.	47
Tabla 9. Cromatografía del gas a la salida de separadores en Batería Sucumbíos.	48
Tabla 10. Cálculo Peso Molecular C5+	49
Tabla 11. Criterios para seleccionar Inyección de CO ₂ .	50
Tabla 12. Comparación entre la formación Caballos del Campo Sucumbíos con la formación SACROC del Campo Kelly-Snyder.	51
Tabla 13. Comparación de Eficiencia y Factor de Recobro entre Inyección de Agua e Inyección de CO ₂ para el Campo Sucumbíos	52
Tabla 14. Requerimientos y disponibilidad de CO ₂	54
Tabla 15. Perfil de producción de crudo del Campo Sucumbíos ante la Inyección de CO ₂ .	55
Tabla 16. Perfil de producción de agua del Campo Sucumbíos ante la Inyección de CO ₂ .	56
Tabla 17. Consideraciones para la Evaluación Económica	58
Tabla 18. Inversiones en Perforación	58
Tabla 19. Inversiones en Facilidades	59

Tabla 20. Costos de Operación	60
Tabla 21. Resultado Evaluación Económica escenario medio de Producción	61
Tabla 22. Resultado Evaluación Económica escenario bajo de Producción	61
Tabla 23. Resultado Evaluación Económica escenario alto de Producción	62

1. INTRODUCCIÓN

La gran mayoría de los campos de la Superintendencia de Operaciones Putumayo son campos maduros, y con un bajo factor de recobro. El gas producido por estos campos tiene un alto contenido de Dióxido de Carbono (CO₂), en el caso del campo Sucumbíos, llega a ser del orden de 95%, el cual podría utilizarse en un proceso de recobro mejorado, y de esta manera incrementar la producción de aceite de los campos. El objetivo principal de este trabajo es evaluar la aplicabilidad de la inyección cíclica de CO₂ como un método para incrementar el factor de recobro en el campo Sucumbíos de la Superintendencia de Operaciones Putumayo de ECOPETROL S.A.

La inyección cíclica de CO₂ incrementa la tasa de producción mediante mecanismos como la reducción de la viscosidad del crudo, incremento de la energía del yacimiento proporcionando un mantenimiento de la presión, hinchamiento del crudo, generación de vapor y agua caliente, limpieza de hidrocarburos sólidos, aumento de la permeabilidad por disolución de carbonatos y estabilización de arcillas.

En Colombia se han realizado varios procesos y pruebas piloto con el Dióxido de Carbono como método de recobro mejorado, destacándose los proyectos realizados en los campos Galán, con un incremento de producción de 200 BOPD aproximadamente, pero con daño en los equipos utilizados. En el campo La Cira, se logró una disminución en la viscosidad del 70% y no se presentó precipitación de asfaltenos. En el campo Casabe, no se presentó precipitación de asfaltenos, pero ocurrió migración de finos. En el campo Orito se realizó un proyecto Huff & Puff, incrementando la producción en un 89% y disminuyendo el BSW en 11 puntos porcentuales, pero se presentó canalización del gas.

Para aplicar este proceso de recobro mejorado, se realizaron una serie de estudios en el Instituto Colombiano del Petróleo, donde se tuvo en cuenta la interacción fluido – fluido, la caracterización de los fluidos del yacimiento, un análisis PVT para crudos composicionales, un estudio de la compatibilidad de fases entre el crudo y el CO₂ a diferentes concentraciones molares y la determinación de la mínima presión de miscibilidad.

Este trabajo cubre la fase inicial del estudio realizado en el laboratorio y la factibilidad de evaluar la inyección de CO₂ de forma masiva en el Campo Sucumbíos de la Superintendencia de Operaciones Putumayo.

El gas que se inyectaría en el Campo Sucumbíos proviene de los pozos Sucumbíos-1, Sucumbíos-2, Sucumbíos-3 y Sucumbíos-5, gas que tiene un 95% de contenido de CO₂, por lo que se pretende inyectarlo sin realizar algún tipo de separación. Adicionalmente, el bajo contenido de sustancias impuras (N₂ y C1)

asociado al alto porcentaje de (C3+) hacen favorable la inyección de CO₂, ya que mejorarán la condición de inmiscibilidad al contacto con el crudo.

El campo Sucumbíos tiene actualmente una presión de 3700 psi al tope de la formación Caballos, la presión original de yacimiento era de 3760 psi, y la presión de burbuja estimada oscila entre 1600 y 3700 psi, por ser fluido composicional. Los análisis de la Mínima Presión de Miscibilidad realizados mediante el método slim tube, determinaron que ésta se encuentra por encima de la presión inicial de yacimiento (se realizó prueba a 4200 psi sin encontrar miscibilidad). Por esta razón se considera que el proceso sería parcialmente inmiscible.

Ante cualquier escenario de recobro mejorado, se ha determinado la necesidad de iniciar con un proceso de inyección de agua para mantener la presión del yacimiento, y validar la conectividad hidráulica areal y vertical de los estratos.

Una vez realizada la evaluación económica, el proyecto es económicamente viable, con un VPN positivo y un periodo de pago de 6 años.

2. INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECObRO

2.1. PROPIEDADES DEL CO₂

El Dióxido de Carbono es un componente que se encuentra generalmente como gas, inerte, no tóxico, incoloro e inodoro y aproximadamente 1,5 veces más pesado que el aire. Bajo ciertas condiciones de presión y temperatura el gas puede convertirse a estado líquido o sólido. Se produce por la combustión del carbón o los hidrocarburos, la fermentación de los líquidos y la respiración de los humanos y de los animales.

En la industria del petróleo el CO₂ es generalmente manejado como líquido en una forma similar al gas licuado del petróleo. Las condiciones de transporte y almacenaje del CO₂ líquido son 0 °F y 300 psig.

2.1.1. Propiedades Físicas

El CO₂ se presenta en todas las formas físicas: gas, líquido y sólido. A presión atmosférica el CO₂ es incoloro, inodoro y ocupa aproximadamente 8.57 ft³/lb. A temperaturas mayores de 88.16 °F, el CO₂ puro existe solamente como gas sin importar la presión que se aplique al sistema. Ver propiedades en Tabla 1. A presiones menores de 75 psig (punto triple), el CO₂ sólo existe sólido o gaseoso. Debido a su alta temperatura crítica puede licuarse a la temperatura ambiente y conservarse líquido en tubos resistentes de acero.

Tabla 1. Propiedades Físicas del CO₂.

Peso Molecular	44.01
Gravedad Específica del gas a 32 °F y 14.7 psi	1.52
Volumen Específico a 14.7 psi y 60 °F	8.56 ft ³ /lb
Volumen Específico a 14.7 psi y 70 °F	8.73 ft ³ /lb
Densidad sólido -109.3 °F	94-97.6 lb/ft ³
Densidad líquido +2 °F y 300 psig	63.3 lb/ft ³
Densidad líquido +70 °F y 839 psig	47.35 lb/ft ³
Calor de vaporización sólido -109.3 °F	245.5 BTU/lb
Calor de vaporización líquido +2 °F y 302 psig	119.0 BTU/lb
Calor de vaporización líquido +70 °F y 839 psig	63.9 BTU/lb
Calor Específico del gas a 14.7 psi y 70 °F	0.20 BTU/lb
Viscosidad del gas a 14.7 psi y 70 °F	0.015 cp
Viscosidad del gas a líquido 70 °F	0.85

FUENTE: DURÁN, I. *Estudio de inyección inmisible de CO₂ en la formación Pepino.*

2.1.2. Propiedades Químicas

El dióxido de carbono es soluble en agua y al mezclarse con ésta, forma ácido carbónico. La cantidad de gas que se disuelve en un volumen dado de agua a una determinada temperatura, varía con la presión parcial del gas. El dióxido de carbono es un agente oxidante en potencia, en especial a temperaturas elevadas y puede ceder parte de su oxígeno a los metales o al hidrógeno.

2.1.3. Propiedades Críticas

Las propiedades críticas del CO₂ se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2. Propiedades Críticas del CO₂

Temperatura Crítica	87.9 °F
Presión Crítica	1056 psig
Densidad Crítica	2920.95 lb/ft ³
Volumen Crítico	0.0237 ft ³ /lb
Compresibilidad Crítica	0.275

FUENTE: DURÁN, I. *Estudio de inyección inmisible de CO₂ en la formación Pepino.*

2.2. IMPACTO AMBIENTAL DEL CO₂

El Protocolo de Kioto sobre el cambio climático, catalogó seis gases como los causantes del calentamiento global, debido al efecto invernadero: dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), gases hidrofluorocarbonos (HFC), gases perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆).

En Colombia actualmente (según el IDEAM) la emisión total de Gases de Efecto Invernadero (GEI) es de 60 millones de toneladas al año aproximadamente, de las cuales el dióxido de carbono representa el 88%, el monóxido de carbono 7.8%, el gas metano 3.2%, compuestos orgánicos volátiles 0.6%, el óxido de nitrógeno 0.4% y el óxido nitroso 0.004%.

En el contexto global, el total emitido en el año 2004 fue de 49 gigatoneladas (Gt) de CO₂ eq (ó 49.000 millones de toneladas), donde la emisión de CO₂ por el uso de combustibles fósiles alcanzó el 56,6%; seguido por la emisión de CO₂ por la deforestación y degradación de biomasa (17,3%), la emisión de metano (14,3%), óxido nitroso (7,9%), CO₂ de otras procedencias (2,8%) y gases con flúor (1,1%).¹

La participación sectorial del total emitido se distribuyó de acuerdo a la Fig. 1.

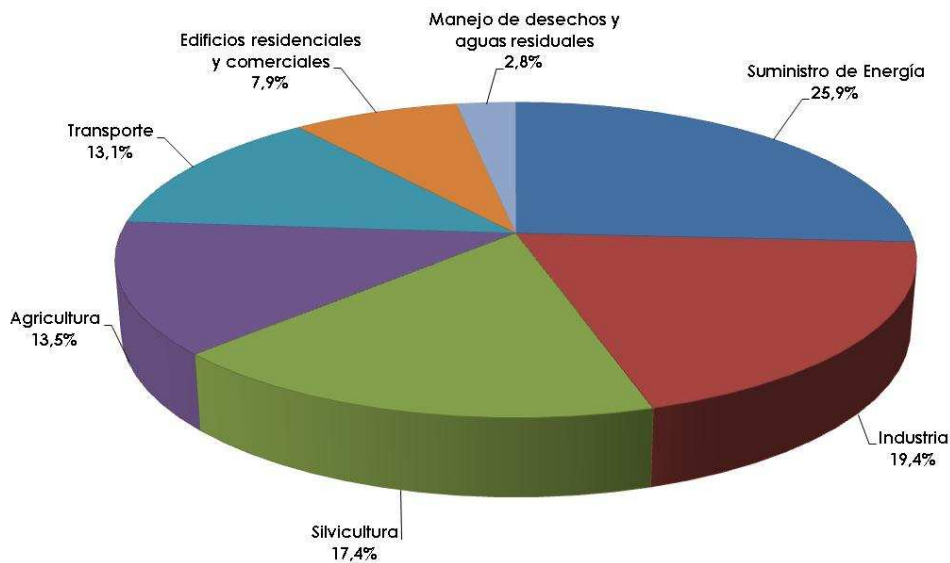


Figura 1. Participación sectorial en la emisión de CO₂. FUENTE: AUTOR.

Dentro de los impactos proyectados del cambio climático, debido al efecto de los GEI, es probable un aumento en el promedio de la temperatura superficial global en un rango entre 2°C y 4,5 °C cuando se presente una duplicación en las concentraciones de CO₂ respecto al valor preindustrial (280 ppm), el cual se podría alcanzar a finales del siglo XXI.²

Los efectos del aumento previsto de entre 1,5 y 2,5°C en la temperatura ambiente hasta el año 2050, específicamente tendrá algunos aspectos negativos y positivos. La capacidad de absorción de dióxido de carbono por los ecosistemas llegará a su pico más alto antes del año 2050. Cerca del 20 al 30% de especies animales y de flora estarán en alto riesgo de extinción si los incrementos de la temperatura global exceden 1,5 – 2,5°C.

La salud de millones de personas será afectada por el cambio climático: incremento de desnutrición, muertes, enfermedades y lesiones asociadas con olas de calor, inundaciones, tormentas, incendios, y sequías, incrementos en las enfermedades diarreicas y respiratorias, por altas concentraciones de ozono a

nivel del suelo. Para Latinoamérica se espera que, hacia la mitad del siglo, los incrementos de temperatura y la caída asociada en las aguas superficiales lleven a un reemplazo gradual de los bosques tropicales por sabanas en el este de la Amazonia.

En las zonas secas, el cambio climático llevará a la salinización y desertización de la tierra agrícola. La productividad de algunos cultivos importantes y la de la cría de animales caerán, con consecuencias adversas para la seguridad alimentaria. Se prevé que el aumento del nivel del mar cause un riesgo creciente de inundaciones en áreas bajas. Los países pobres, como los de África, serán los que menos preparados estén para enfrentar el cambio climático.²

Por todas estas razones se hace urgente evaluar alternativas para el CO₂, como la inyección en los yacimientos que lo permitan, de esta manera se obtendrá un mayor factor de recobro, al mismo tiempo que obtenemos una producción limpia y se cuida el medio ambiente.

2.2.1. Mecanismos para un Desarrollo Limpio (MDL)

El Mecanismo de Desarrollo Limpio o Mecanismos para un Desarrollo Limpio (MDL) es un acuerdo suscrito en el Protocolo de Kyoto establecido en su artículo 12, que permite a los gobiernos de los países industrializados y a las empresas (personas naturales o jurídicas, entidades públicas o privadas) suscribir acuerdos para cumplir con metas de reducción de gases de efecto invernadero (GEI) en el primer periodo de compromiso comprendido entre los años 2008 – 2012, invirtiendo en proyectos de reducción de emisiones en países en vías de desarrollo como una alternativa para adquirir reducciones certificadas de emisiones (RCE) a menores costos que en sus mercados.

En teoría, los MDL permiten una drástica reducción de costos para los países industrializados, al mismo tiempo que éstos se hacen de la misma reducción de emisiones que obtendrían sin los MDL. El MDL permite también la posibilidad de transferir tecnologías limpias a los países en desarrollo. Al invertir los gobiernos o las empresas en estos proyectos MDL reciben reducciones certificadas de emisiones RCE (uno de los tres tipos de bonos de carbono) los cuales pueden adquirir a un menor costo que en sus mercados y simultáneamente logran completar las metas de reducciones a las que se han comprometido.

Los proyectos que reduzcan emisiones de Gases Efecto Invernadero, implementados en los países en desarrollo, pueden aplicar al MDL para vender Certificados de Reducción de Emisiones (Certified Emission Reductions, CERs), también conocidos como Bonos de Carbono, con lo cual se pueden conseguir fondos para la financiación o que ayuden a eliminar barreras que impidan la

realización del proyecto. Los CERs son comprados por los países industrializados para cumplir con sus compromisos de reducción de emisiones.

Un CER corresponde a la reducción de una tonelada de dióxido de carbono equivalente. La equivalencia corresponde al potencial de efecto invernadero de cada gas, y se expresa en unidades equivalentes de CO₂ (CO₂e) para efectos de simplicidad en los cálculos.

A pesar de que ya existen varios tipos establecidos de proyectos MDL, cualquier proyecto que reduzca emisiones de GEI, puede aspirar a vender CERs. Existen procedimientos a través de los cuales los desarrolladores de proyectos pueden proponer nuevas categorías de proyectos, así como las metodologías para su implementación y monitoreo.

Colombia es el cuarto país de Latinoamérica en número de proyectos MDL registrados ante la ONU, y el número 11 del mundo. Este proyecto podría aplicar para MDL, obteniendo beneficios económicos, producción limpia, menores emisiones al medio ambiente, y por ende una mejora en la imagen corporativa.

2.3. INYECCIÓN DE CO₂ – MISCIBILIDAD

La Inyección de CO₂ como proceso de recobro mejorado ha recibido una considerable atención dada su alta eficiencia. La recuperación miscible de un crudo puede ser obtenida cuando se desplaza CO₂ a una presión mayor que un cierto mínimo. Esta mínima presión se ha definido como ***Mínima Presión de Miscibilidad (MPM)***.

La MPM de CO₂ es un factor importante en la selección y simulación de proyectos de inyección de CO₂.

Al inyectar CO₂ a un yacimiento de petróleo es posible tener algunos de los siguientes desplazamientos:

2.3.1. Desplazamiento completamente miscible al primer contacto.

El desplazamiento completamente miscible al primer contacto se presenta en petróleos muy livianos con inyección de CO₂ a alta presión y temperatura menor de 120 – 130 °F.

La miscibilidad ocurre por un mecanismo de condensación donde la fase de petróleo se enriquece con CO₂.

2.3.2. Desplazamiento miscible después de múltiples contactos.

En el desplazamiento miscible después de múltiples contactos, el CO₂ vaporiza o extrae hidrocarburos del petróleo por múltiples contactos hasta que genera un solvente en el frente de invasión que es miscible con el petróleo. En este la miscibilidad se obtiene por un mecanismo de vaporización.

2.3.3. Desplazamiento inmisible.

El desplazamiento inmisible ocurre cuando el CO₂ se inyecta a una presión inferior a la mínima presión de miscibilidad. Por lo regular en petróleos con baja gravedad API (medianos – pesados). Su aplicabilidad ha demostrado ser mayor en crudos pesados que en crudos livianos e intermedios.

Un proceso inmisible cumple con dos fases principales, ver Tabla 3.

Tabla 3. Fases de un proceso inmisible con CO₂.

FASE 1. Inyección Cíclica	Se contacta el petróleo, incrementando la presión del yacimiento al suministrar energía adicional con el fluido. Disminuye la viscosidad del petróleo residual, permite producir los pozos en forma intermitente entre flujo natural y bombeo.
FASE 2. Inyección de CO₂ con inyectores permanentes	Se contacta el petróleo residual aledaño, logrando resultados similares a la Fase I. De no generar saturación de gas libre, se siguen realizando ciclos de inyección de CO ₂ .

FUENTE: AUTOR.

El dióxido de carbono no es miscible directamente con la mayoría de los crudos a las presiones normales de yacimiento, el CO₂ extrae y vaporiza hidrocarburos intermedios disueltos en el petróleo con el cual entra en contacto. Con una adecuada presión la composición de la mezcla “hidrocarburos intermedios – CO₂”, permite un fácil desplazamiento de forma unitaria con el petróleo. La presión requerida para este desplazamiento, es el parámetro de mayor importancia, y depende de la temperatura del yacimiento, de la composición del petróleo y de la pureza misma del CO₂.

2.3.4. Factores que afectan la miscibilidad CO₂ – petróleo.

Teóricamente la presión de miscibilidad se alcanza en el momento en que comienza la extracción de hidrocarburos, sin embargo, se requieren mayores

presiones para extraer suficiente cantidad de hidrocarburos que aseguren la miscibilidad a grandes distancias.

Los principales factores que afectan la MMP son los siguientes: ³

- Composición del Petróleo
- Temperatura
- Pureza del CO₂

2.4. MECANISMOS DE INYECCIÓN DE CO₂

La inyección de CO₂ en pozos de petróleo incrementa la tasa de producción mediante los siguientes mecanismos:

- Reducción de la viscosidad del crudo
- Incremento de la energía del yacimiento
- Hinchamiento del crudo
- Limpieza de hidrocarburos sólidos
- Aumento de permeabilidad por disolución de carbonatos
- Estabilización de arcillas

El CO₂ es altamente soluble en el petróleo y tiene la capacidad de extraer los componentes livianos y medianos del mismo.

2.4.1. Reducción de la viscosidad del crudo

La viscosidad del crudo disminuye considerablemente al disolverse el CO₂ en éste, mejorando la relación de movilidades según la Ley de Darcy y se aumenta la eficiencia de barrido. Este efecto es mucho más notable en crudos no muy livianos, en los que se observan fuertes caídas en la viscosidad por efecto del CO₂.

2.4.2. Incremento de la energía del yacimiento

La energía adicional que puede aportar el gas para ayudar a la extracción del petróleo depende de: la relación de energía suministrada con relación a la energía del yacimiento, el cual depende de la cantidad de fluido inyectado y de la condición inicial del yacimiento; y del grado en el cual la energía permanecerá concentrada cerca del pozo durante la producción.

Si el yacimiento presenta una moderada fuente de suministro de energía, la cantidad de gas inyectado no incrementaría de manera apreciable el nivel de la presión promedio del pozo. La mayoría de los beneficios al adicionar energía se presentan al incrementar el nivel de presión alrededor del pozo.

2.4.3. Hinchamiento del crudo

El CO₂ es altamente soluble en hidrocarburos y esta solubilidad depende de la presión de saturación, temperatura del yacimiento y la composición del petróleo. El CO₂ disuelto en el crudo produce en general, una expansión del mismo, el volumen poral ocupado es mayor y será mayor la cantidad de petróleo desplazado, es decir que la saturación residual disminuirá.

El hinchamiento es importante porque, entre mayor sea el hinchamiento, menor será la cantidad de petróleo residual en el yacimiento y el petróleo hinchado desalojará el agua del espacio poroso, creando un proceso de drenaje en lugar de un proceso de imbibición para sistemas mojados por el agua. En el proceso de drenaje se crea un ambiente más favorable al flujo de petróleo a determinadas condiciones de saturación.

2.5. OTROS EFECTOS DE LA INYECCIÓN DE CO₂

Durante el proceso de inyección de CO₂ al yacimiento, se presentan adicionalmente estos efectos:

- Disminución de la Saturación residual
- Intercambio entre Fases
- Canalización
- Dispersión Hidrodinámica

2.5.1. Disminución de la Saturación residual

En un desplazamiento miscible, la saturación residual de petróleo tiene un valor muy bajo, mientras que en un desplazamiento inmisible, la saturación residual tendrá un valor superior. Sin embargo, este valor de saturación es mucho menor al obtenido en un desplazamiento con agua solamente, tanto por el efecto de hinchamiento como por las variaciones en las características del crudo, que por efecto del CO₂ mejoran la eficiencia del desplazamiento.

2.5.2. Intercambio entre Fases

En el momento en el cual el CO₂ entra en contacto con el petróleo, inmediatamente se presenta un intercambio de materia entre ambas fases, que ayuda en la determinación del comportamiento del sistema. La mayoría de las veces, en el primer contacto entre CO₂ y petróleo no se logra una situación de miscibilidad, lo que ocurre es un mutuo intercambio, donde el CO₂ extrae los hidrocarburos livianos y medianos del petróleo, y a su vez, el CO₂ se disuelve en el petróleo.

Este proceso se presenta hasta crear un frente miscible tanto a la fase CO₂ como a la fase petróleo, donde se produce un desplazamiento miscible con una eficiencia microscópica muy elevada. Lo anterior es conocido como miscibilidad dinámica y sólo ocurre por encima de cierta presión característica del sistema.

2.5.3. Canalización

Este fenómeno que es adverso para algunos métodos de recuperación, el cual se incrementa si la relación de movilidades es desfavorable o si el yacimiento es heterogéneo, en el caso de la inyección de CO₂, tiene un efecto ácido sobre cierto tipo de roca, que puede generar su disolución, haciendo que se incremente la heterogeneidad del yacimiento.

2.5.4. Dispersión Hidrodinámica

Este fenómeno ocurre cuando en un medio poroso, hay un flujo de fluidos en los cuales la concentración de una sustancia dada no es homogénea.

La dispersión hidrodinámica se presenta por el hecho de que, cuando un fluido se mueve en un medio poroso, no todas las partículas recorren el mismo camino de la misma manera, unas realizan un camino más tortuoso que otras. Inicialmente se genera un frente de concentración muy bien definido, pero al cabo de un tiempo, este frente se dispersa tendiendo a la homogeneización del sistema. Esta dispersión hidrodinámica ocurre en cualquier medio poroso aún homogéneo y se ve favorecido por la heterogeneidad del mismo. La dispersión aumenta a mayor velocidad de flujo, ya que en este caso es más probable que los caminos recorridos sean distintos.

Cuando se inyecta CO₂ es importante conocer en qué grado se ha dispersado éste en el petróleo y cuál es la distribución de concentraciones por delante y por detrás del frente. La dispersión ocurre tanto en el sentido del flujo (longitudinal) como en el sentido normal a éste (transversal), la dispersión longitudinal es la que

más afecta los resultados finales de la inyección. La dispersión transversal favorece la estabilización del frente y disminuye los efectos de digitación y canalización.

Conocer el grado de dispersión del CO₂ en el crudo, permite estimar el volumen de CO₂ a inyectar para que el proyecto sea rentable y que sea un volumen suficiente para producir un efecto apreciable sobre el crudo.

2.6. INYECCIÓN DE CO₂ EN COLOMBIA

En Colombia las investigaciones para determinar la viabilidad de usar CO₂ como método de recobro se iniciaron en la década de los años 70, en vista de la necesidad de obtener una cantidad adicional de petróleo en relación con la que se obtendría utilizando un método convencional de desplazamiento con agua.

2.6.1. Proyectos de Inyección

Se han realizado los siguientes proyectos de inyección de CO₂ en Colombia:

CAMPO GALÁN – SAN SILVESTRE

Ecopetrol entre los años de 1981 y 1982, efectuó una prueba piloto de inyección de agua carbonatada bajo un modelo de 5 puntos (4 pozos inyectoros y 1 pozo productor), el CO₂ provenía del complejo de Barrancabermeja. La zona A, presenta propiedades favorables para el desarrollo de la inyección, con crudo de gravedad API 19 @ 60°F, factor volumétrico del petróleo inicial de 1.091 BL/STB, y viscosidad 52 cp @ 120°F, involucrando un área de 25 acres.

El proyecto no continuó por problemas de corrosión en los equipos de inyección – producción, finalizando sin alcanzar el programa establecido. La presión de inyección osciló entre 400 y 1.700 psi, a profundidades promedio de 3250 pies con caudales de 120 BWPD. Los resultados en recobro de petróleo fueron satisfactorios, ya que se pasó de 8 BOPD con 10% de agua a 211 BOPD con 35% de agua. Por esta razón, se recomendó reiniciar el proyecto, pero con los equipos adecuados para este proceso.

Se realizó un nuevo piloto de inyección, esta vez de inyección cíclica de CO₂, dados los buenos resultados del proceso con agua carbonatada, la ubicación del campo y las propiedades del crudo.

De los pozos seleccionados, siete de ellos (Galán-61, Galán-49, Galán-35, Galán-45, Galán-9, Galán-11 y Galán-117) presentaron arenamiento. De una producción

total de 38.000 BIs, la inyección de CO₂ aportó el 57% correspondiente a 21.500 BIs incrementales de petróleo. Los niveles de corrosión no superaron los límites normales permisibles. A pesar de los buenos resultados, el entorno en el cual se desarrolló el proceso recomendó su suspensión.

CAMPO LA CIRA

La Cira es un yacimiento en estado de recuperación secundaria y se hace necesario barrer las zonas que no han sido drenadas con la inyección de agua. El uso del CO₂ se evaluó en dos tipos de procesos, inyección continua e inyección de baches alternados CO₂ – agua.

Los efectos más sobresalientes de la inyección de CO₂ en el crudo de La Cira zona C, fueron el hinchamiento del petróleo en un 26% y la disminución de la viscosidad en un 70% a temperatura de yacimiento. La evaluación cuantitativa de la precipitación de asfaltenos mostró que no hubo precipitación en mezclas con altas concentraciones y se concluye que este factor no es limitante para el proceso. Los criterios usados en el cálculo de la mínima presión de miscibilidad demostraron una presión óptima de 3800 psi.

CAMPO CASABE

El objetivo del estudio, fue el análisis y comportamiento de los fluidos de yacimiento al interactuar con el CO₂. De las pruebas de laboratorio se obtuvieron importantes conclusiones, una de ellas, dentro de las muestras analizadas no se presentó considerable precipitación de asfaltenos en presencia del CO₂, sin embargo, se recomendaron nuevos procedimientos experimentales para medir cuantitativamente este factor. La migración de finos presentó daños a las muestras por falta de consolidación en estas al desplazamiento de los fluidos. El hinchamiento del petróleo fue del orden del 20% con una viscosidad promedio de solo 8 cp. La mínima presión de miscibilidad que arrojaron las pruebas experimentales fue de 2017 psi, utilizando CO₂ puro.

CAMPO CHAPARRITO

Se realizó inyección de gas durante 5 ciclos, todos exitosos. Se inyectó un volumen de 52.7 MMSCF, para obtener un incremento de producción promedio de 100 BOPD (antes 91 BOPD, después 250 BOPD)

2.6.2. Origen del CO₂ en el Putumayo

Se han presentado cuatro postulados: Juvenil o Magmático, Rompimiento Químico de rocas calcáreas por intrusiones ígneas o adyacentes, Disolución de rocas

calcáreas por efecto de aguas meteóricas, y Durante la transformación de la materia orgánica. Con base en la información geológica de la cuenca y en las cuatro postulaciones anteriores, se determinó como probable origen del CO₂, el relacionado con el rompimiento químico de rocas calcáreas por intrusiones ígneas hipoabisales, durante el Mioceno.⁴

La formación Caballos (Cretáceo) es el principal objetivo de producción y donde se presentan las manifestaciones de CO₂.

El rompimiento químico sugiere que el metamorfismo térmico de carbonatos bituminosos puede generar CO₂ y Nitrógeno. Para que se genere CO₂ a partir del rompimiento químico de rocas calcáreas, debe existir actividad volcánica y presencia de carbonatos en las rocas almacenadoras o en las rocas suprayacentes o infrayacentes. Cuando en el área hay presencia de rocas calcáreas y al sistema entra energía térmica, se produce Óxido de Calcio (CaO) y Dióxido de Carbono (CO₂), al aumentar la cantidad de energía térmica, aumenta la generación de estos dos compuestos.

El CO₂ en la cuenca del Putumayo es de una edad post-oligoceno y se generó a partir del rompimiento químico de rocas calcáreas por intrusión de rocas ígneas hipoabisales. El CO₂ contenido en las estructuras recientes (mioceno reciente), es el producto de remigraciones por destrucción de estructuras más antiguas (pre-oligocenas).

2.6.3. Inyección de CO₂ en el Putumayo

En el año de 1971 la empresa Texas Petroleum Company realizó ensayos de laboratorio que mostraron efectos positivos al saturar el crudo de la formación Pepino con gas de la formación Caballos. En junio de ese mismo año inició el proyecto de inyección que continuó hasta agosto de 1977, en total se inyectaron 4474 MPCS de gas. El propósito de esta inyección fue mantener la presión del yacimiento. Este proyecto fue suspendido por canalización del gas.⁵

En octubre de 1980 accidentalmente se inyectó gas del sistema de levantamiento por gas, "Gas Lift" en el pozo Orito-61, pasando de una producción de 0 BOPD a 487 BOPD, después de un mes la producción declino a 82 BOPD.⁶

En septiembre de 1984 se inyectaron 1.4 MPCS de gas rico en el pozo Orito-92, fluyendo después de esta inyección a 26 BOPD. En gas lift el pozo produjo 76 BOPD declinando después de un mes a su nivel inicial de producción.⁶

En el año de 1986 se consideró la posibilidad de iniciar la inyección cíclica inmisible de CO₂ (Huff and Puff), para la cual se realizaron solo pruebas de precipitación de asfaltenos. Finalizando este mismo año se planteó, después de

obtener los resultados de laboratorio, inyectar el gas de producción tratando de lograr miscibilidad, para lo cual deberían cerrarse todos los pozos del yacimiento. Lo cual no fue posible debido a que la mínima presión de miscibilidad -1700 psi aprox- superaba la presión de fractura -1200 psi-.⁷

En 1988 se determinó la mínima presión de miscibilidad -MMP- del gas de la formación Caballos en el crudo de Pepino por diferentes métodos.

En 1995 se realizó un nuevo estudio de factibilidad para inyectar gas de producción a la formación Pepino, del cual se obtuvo el comportamiento de las propiedades del crudo con el contacto con CO₂, daño por precipitación de asfaltenos, entre otros.

En el año 2008 se llevó a cabo un proyecto de inyección Huff & Puff en el pozo Orito-93, campo Orito, mediante dos ciclos de inyección. El pozo pasó de tener una producción de 5 BOPD a 9 BOPD, logrando un incremento del 89%. Se redujo el BSW de 12% a 0.1% y se incrementó la gravedad API de 27.9 a 29, lo que demostró la interacción del gas con el crudo del yacimiento. El pozo no fue el indicado para el proyecto de recobro mejorado, porque presentó canalización con el pozo Orito-52, sin lograr el efecto de confinamiento de presión en los alrededores del pozo de evaluación.

2.7. LIMITACIONES Y DESVENTAJAS

Existen dos principales limitantes encontrados en la experimentación en campo y en el laboratorio que complican el buen desarrollo de un proceso de inyección de CO₂.

2.7.1. Corrosión como consecuencia del ácido carbónico formado entre el CO₂ y el agua del yacimiento.

La corrosión que se observa en los proyectos con CO₂, tiene un régimen de incidencia que puede ser moderado o severo. Un régimen moderado se puede controlar con inhibidores químicos, una corrosión severa exige tubería en acero inoxidable, varillas de bombeo en fibra de vidrio y otros materiales que no sean propensos fácilmente a daños por corrosión.

El proceso de inyección CO₂ puro no presenta un problema de corrosión para los materiales del pozo. El problema se genera, cuando el pozo es abierto a producción, periodo en el cual el agua del yacimiento se pone en contacto con el CO₂ inyectado en la vecindad del pozo como agua carbonatada, el ambiente generado es un de un pH ácido, el cual promueve la corrosión de las aleaciones de hierro.

Entre las diferentes alternativas para combatir la corrosión con CO₂ se destaca el uso de aleaciones especiales en la tubería de producción, incluyendo sartas mixtas de acero con 13% de cromo y la inyección de inhibidores de corrosión.

2.7.2. Precipitación de Asfaltenos, disminuyendo las permeabilidades y porosidades del yacimiento.

Los asfaltenos son conocidos por los problemas que ocasionan como depósitos de sólidos que obstruyen el flujo en el sistema de producción. No obstante, los asfaltenos también plantean otros desafíos para el flujo de fluidos, no solo incrementan la viscosidad y la densidad de los fluidos sino que estabilizan las emulsiones agua-petróleo. Las emulsiones se forman cuando el petróleo y el agua se mezclan bajo condiciones de agitación.

Los depósitos de asfaltenos se acumulan entre los poros y obstruyen el paso de los fluidos además de alterar propiedades como la porosidad y permeabilidad. La humectabilidad de la roca se modifica cuando los asfaltenos se adhieren en su superficie mineral y se cambia su preferencia a ser humectado por el agua. También la precipitación de asfaltenos causa un incremento en la viscosidad del crudo por formación de emulsiones entre el agua y petróleo. Este conjunto de fenómenos se conoce como daño de formación por depositación de asfaltenos.

La depositación de asfaltenos puede ocurrir una vez que se haya generado su floculación en el crudo. La despresurización del petróleo ha sido reconocida como la principal causa de la floculación de asfaltenos. La segunda causa ocurre cuando se usan solventes como gas natural y CO₂ para desplazar aceite en métodos de recobro mejorado donde se alteran la composición y el pH del crudo. El daño de formación por depósitos orgánicos se hace más significativo en la cara de la formación debido a que los factores que la produce tienen mayor influencia en esta zona del yacimiento.

Cuando los asfaltenos se depositan y se adhieren sobre la roca surge un problema grave debido que esta cadena de eventos se considera un fenómeno irreversible. En consecuencia para contrarrestar el daño de formación por depósitos de asfaltenos se debe evitar ante todo la floculación de asfaltenos del crudo, manteniendo condiciones favorables en el yacimiento.⁸

3. ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO SUCUMBÍOS

3.1. ANTECEDENTES DEL CAMPO SUCUMBÍOS

3.1.1. Ubicación Geográfica

La Superintendencia de Operaciones Putumayo es una dependencia operativa de la Gerencia Regional Sur de la Vicepresidencia de Producción de ECOPETROL S.A. y es la responsable de la explotación de los campos localizados en los Departamentos de Putumayo y Nariño, al suroccidente de Colombia. Fig. 2.

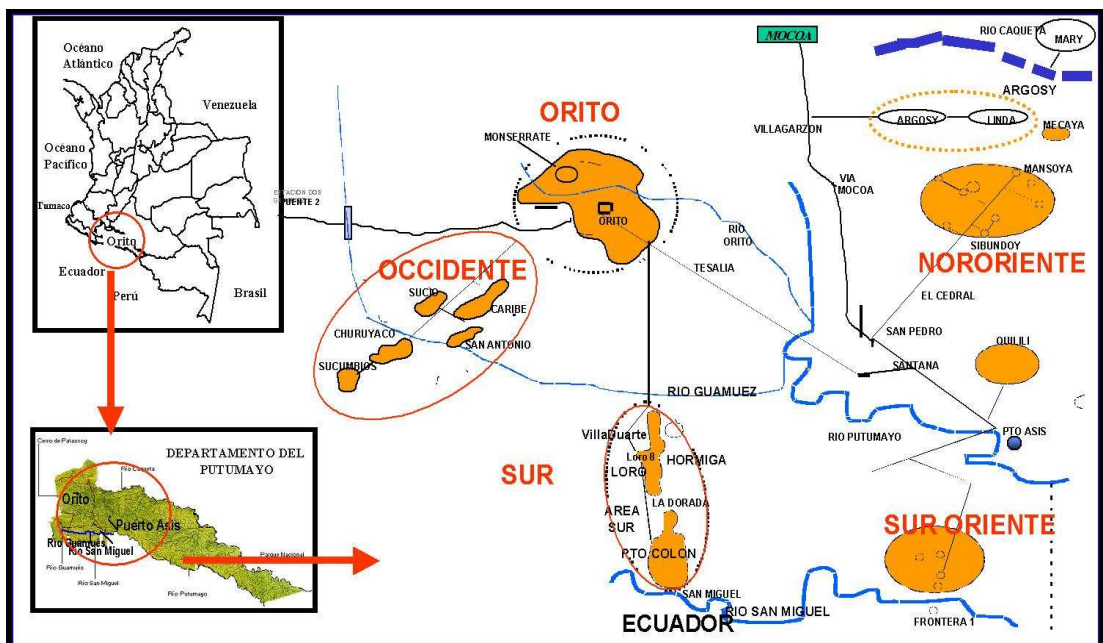


Figura 2. Ubicación Geográfica de los Campos de la Superintendencia de Operaciones Putumayo. FUENTE: SÁNCHEZ, A. M., CASTAÑEDA, J. O., ORTIZ, J. C. *Justificación de Perforación pozos Sucumbíos-4 y Sucumbíos-5, Campo Sucumbíos, Putumayo*

El Área Occidente de la Gerencia Regional Sur, se encuentra localizada en los departamentos del Putumayo y Nariño, y se inicia a 20 Km al suroccidente del municipio de Orito. Dentro de esta Área se encuentran los campos Churuyaco, San Antonio, Quriyana, Sucumbíos, Caribe, Sució, Gavilán, Bagre y el pozo Danta.

3.1.2. Descripción General Área Occidente

El Área Occidente comprende los campos activos Caribe, Churuyaco, Quriyana, San Antonio, Sucio y Sucumbíos, localizados entre 40 y 57 kilómetros hacia el suroccidente del Campo Orito, en jurisdicción de este municipio y de Ipiales en el Departamento de Nariño. Se caracteriza por su baja permeabilidad.

En 1968 la Compañía TEXACO descubre la existencia de petróleo mediante la perforación del pozo Churuyaco-1. El objetivo principal fueron las arenas de la Formación Caballos y de manera secundaria las calizas y arenas de la Formación Villeta. A partir de 1979 Ecopetrol se encarga de la operación de estos campos y de su desarrollo. El área comienza su producción comercial en 1971.

El Área Occidente presenta diferentes mecanismos de producción de acuerdo al campo. El campo Churuyaco produce por expansión de fluidos –gas en solución– y por empuje hidrodinámico. El campo San Antonio produce por expansión de fluidos y por empuje hidrodinámico. El campo Sucumbíos produce por el mecanismo de empuje hidrodinámico activo –acuífero de fondo– con capa de gas inicial. El campo Caribe produce por la combinación de empuje de agua y expansión de los fluidos. El campo Sucio produce por una combinación de empuje de agua y por expansión de gas en solución.⁹

Los Campos de la Superintendencia de Operaciones Putumayo se encuentran localizados en la parte suroccidental de la cuenca del Putumayo a 10 kilómetros al este del piedemonte de la Cordillera Occidental. En los Campos de la Superintendencia se tiene la presencia de cuatro formaciones productoras: Pepino, Rumiyaco, Villeta y Caballos, pero de las cuales sólo Caballos, Villeta y Pepino presentan alto interés económico, Fig. 5. La Formación Caballos de edad Cretáceo Superior que aflora en el cerro de Churumbelos al este de Mocoa, se constituye en el principal objetivo de producción de hidrocarburos.

3.1.3. Descripción Geológica del Campo Sucumbíos

La estructura del Campo Sucumbíos está relacionada a un monoclinal buzando en dirección Sureste, limitado en el sector Occidental por una falla Inversa con vergencia al Este.

La Cuenca del Putumayo es de tipo "foreland" y posee dos estilos estructurales diferentes. Uno ubicado al oriente del sistema de fallas Orito, Loro y Hormiga caracterizado por un fallamiento de poco desplazamiento y baja deformación, de edad pre-Eocena, asociado a una inversión tectónica y dirección preferencial NNE-SSW.

La otra zona corresponde al sector occidental de la cuenca. Esta zona sufrió una tectónica más activa donde se produjeron fallamientos inversos, con varios pulsos y/o reactivaciones de fallas. Esta área fue afectada durante la Orogenia Andina y es aquí donde se encuentran el mayor número de campos. Fig. 3.

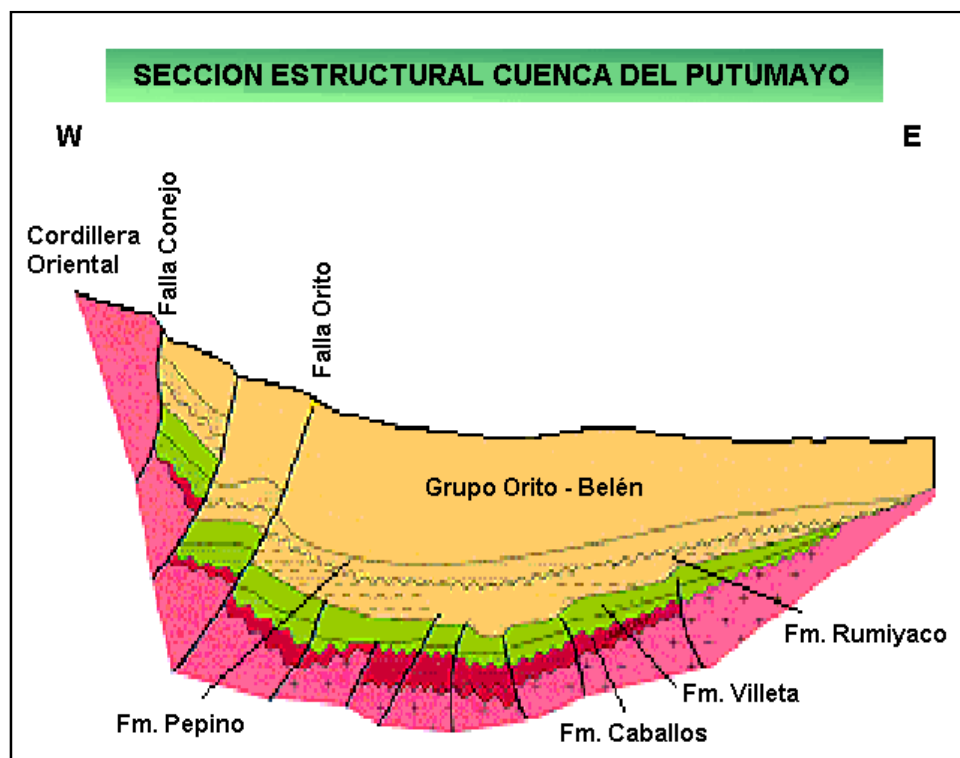


Figura 3. Sección Estructural Cuenca del Putumayo. FUENTE: SÁNCHEZ, A. M., CASTAÑEDA, J. O., ORTIZ, J. C. *Justificación de Perforación pozos Sucumbíos-4 y Sucumbíos-5, Campo Sucumbíos, Putumayo.*

La formación Caballos está constituida por una secuencia principalmente de areniscas intercaladas con lutitas y algunas delgadas láminas de carbón. Las capas arenosas son predominantemente cuarzoarenitas, los feldespatos no sobrepasan el 5%, otros minerales se presentan como accesorios. Las capas de lutitas son grises oscuras. El tope de la Formación está constituido por una arenisca glauconítica.

De la correlación estratigráfica entre los pozos del campo Sucumbíos, se observa que las unidades de la Formación Caballos no presentan variaciones significativas en distribución y continuidad de paquetes arenosos.

El área de estudio está cubierta de sedimentos Plio-Pleistocénicos de la Formación Guamuéz Caimán.

En el subsuelo la secuencia Cretáceo-Pleistoceno alcanza un espesor cercano a los 11.000 pies, que reposan sobre la formación Motema de edad Jura-Triásica, considerada el basamento económico de la cuenca.

El Cretáceo está constituido por las Formaciones Caballos (Aptiano–Albiano), Villeta (Albiano Superior–Campaniano) y la parte inferior de la Formación Rumiyaco. El Terciario está representado por el intervalo superior de la formación Rumiyaco (Maestrichtiano–Paleoceno), la formación Pepino (Eoceno) y Grupo Orito–Belén (Oligoceno-Mioceno Medio).¹⁰ Ver Fig. 5.

FORMACIÓN MOTEMA

Constituida por una alternancia de limonitas rojas, areniscas y conglomerados rojos, con un contenido variable de areniscas arcósicas, tobas y brechas volcánicas. Con base a estas propiedades litológicas se deduce que la depositación de esta unidad ocurrió bajo condiciones áridas continentales.

FORMACIÓN CABALLOS

Comprende una secuencia de areniscas de grano fino a grueso, ocasionalmente conglomerática a la base, con un contenido variable de glauconita, materia orgánica carbonácea y niveles de lutitas negras carbonosas. Esta formación constituye el principal objetivo de producción de hidrocarburos en la cuenca. La composición mineralógica de esta unidad, evidencia que fue depositada en un medio marino de aguas someras muy próximo a la línea de costa.

FORMACIÓN VILLETA

Constituye un objetivo secundario de producción de hidrocarburos y considerada como la secuencia de mayor potencial de generación en la cuenca. Está compuesta por lutitas negras con una concentración variable de materia orgánica, con las cuales alternan niveles de caliza y areniscas. Dentro de este conjunto litológico se reconoce seis subunidades, denominadas de base a techo así: Caliza C, Arena T, Caliza B, Arena U, Caliza A y Arena N.

FORMACIÓN RUMIYACO

Esta unidad registra la finalización de las condiciones de sedimentación marina del cretáceo y el inicio de las condiciones de sedimentación continental del terciario. Predominantemente constituida por una sucesión de arcillolitas abigarradas y varicoloreadas, de tonos rojos, pardos, grises y verdes, con delgadas interestratificaciones de areniscas arcillosas.

FORMACIÓN PEPINO

Constituye uno de los objetivos secundarios de producción de hidrocarburos en la cuenca. Esta unidad está conformada por tres subunidades litológicas, denominadas de base a techo así: Miembro inferior, constituido por un conglomerado de cantos de cuarzo, redondeados y por fragmentos de chert negro, en una matriz areno-arcillosa. La secuencia intermedia está constituida por una secuencia de arcillolitas y limolitas de color gris a rojo intenso, con los cuales se interestratifican algunos niveles conglomeráticos. El miembro superior está conformado por niveles de conglomerados de composición muy similar a la unidad basal.

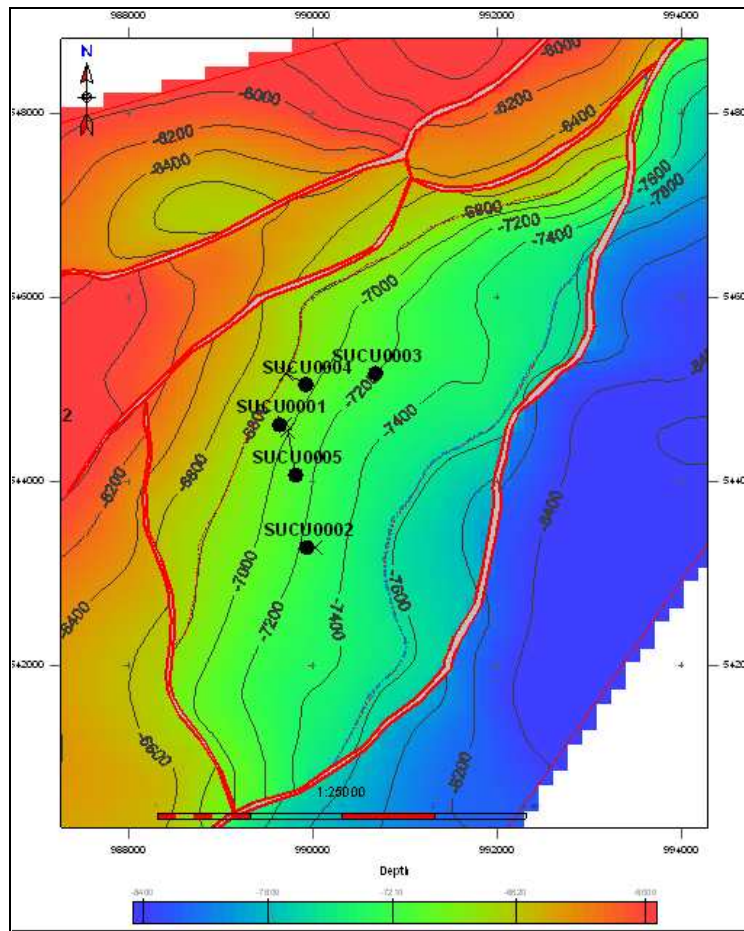


Figura 4. Modelo Estructural Formación Caballos Campo Sucumbíos. FUENTE: SÁNCHEZ, A. M., CASTAÑEDA, J. O., ORTIZ, J. C. *Justificación de Perforación pozos Sucumbíos-4 y Sucumbíos-5, Campo Sucumbíos, Putumayo.*



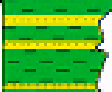
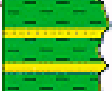








Periodo	Formación	Litología	Espesor ft.	Descripción
TERCIARIO	Caimán Guamues		250'	Abanicos Aluviales Areniscas- Conglomerados
	Ospina		5.400'	Arcillas y areniscas Ambiente lacustre somero
	Grupo Orito	Orito-Belén		
		Orteguaza		450'
	Pepino		1.350'	Principalmente arcillolitas Conglomerados en la base y tope. Amb. continental
	Rumiyaco		1.800'	Arcillolitas grises y rojas con interc. de areniscas finas Transicional Marino-Continental
CRETACEO	Villeta		1.060'	Lutitas gris oscuras, limosas y calcareas. Calizas pardo oscuras, micíticas, fosilíferas. Arenisca finas, poco desarrolladas. Ambiente Marino con pulsaciones continentales
	Caballos		220'	Arenisca color parda, gris parduzca y gris oscura, grano fino a medio, glauconíticas. Lutitas grises oscuras a negras.
	Motema		?	Ambiente Fluvio - Deltaico
Batolito de Mocoa				
JURASICO	Payande (?)			
Pre-Cambr.	Basamento cristalino			

Figura 5. Columna Estratigráfica General de la Cuenca del Putumayo. FUENTE: SÁNCHEZ, A. M., CASTAÑEDA, J. O., ORTIZ, J. C. *Justificación de Perforación pozos Sucumbíos-4 y Sucumbíos-5, Campo Sucumbíos, Putumayo.*

3.2. HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El Campo Sucumbíos cuenta con un volumen de roca de 8.697 Bls y un volumen de aceite de 207 MMSTBO. Ver los datos de producción acumulada en la Tabla 4.

Tabla 4. Producción Actual y Acumulada Campo Sucumbíos

Petróleo	1096 BOPD y 3.4 MBLS
Gas	1.2 MPCD y 18.6 GPC
Agua	73 BWPD y 0.0001 MBLS

FUENTE: AUTOR.

3.2.1. Curvas de Producción

El Campo Sucumbíos actualmente tiene una producción aproximada de 1130 BOPD y de 1.2 MPCD. Ver Fig. 6.

CAMPO SUCUMBÍOS

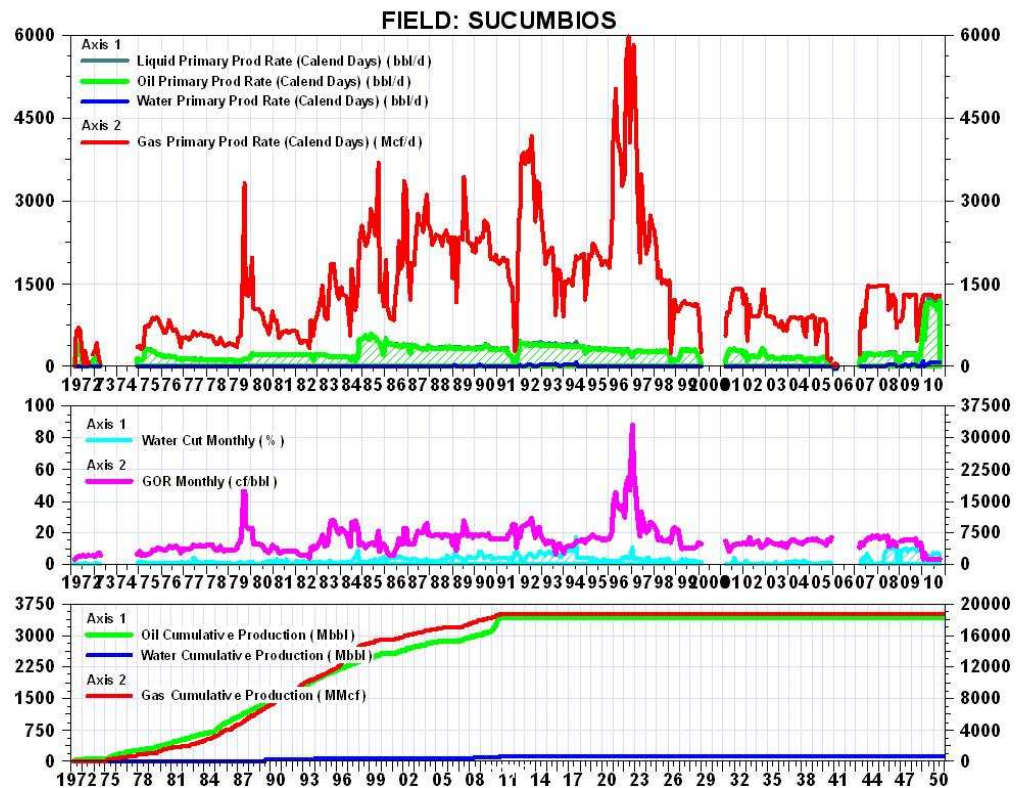


Figura 6. Comportamiento de Producción Campo Sucumbíos. FUENTE: OFM.

SUCUMBÍOS-1

El pozo inició perforación en febrero de 1.969, siendo completado en mayo de ese mismo año. En 1.972 el pozo fue cerrado por alto GOR por orden del Ministerio de Minas y Energía. Entre 1.974 y 1.982 fue abierto por lapsos de tiempo con un estrangulador. En 1.984 se presentó fuga de gas por comunicación entre tubería y anular, se corrigió y se realizó estimulación ácida que incrementó su producción de 120 BFPD con 6% BSW a 500 BFPD con 1% BSW.

En 1.991 el pozo sufre un atentado terrorista, se realiza reparación y nueva estimulación. Desde el año 2.005 y hasta el mes de junio de 2.007, la Batería Sucumbíos y todos sus pozos se encontraban inactivos por problemas de orden público.

El pozo se reactiva en junio de 2.007, y actualmente se encuentra en flujo natural, con una producción diaria de 160 BFPD / 16% BSW / 134 BOPD.

La producción acumulada a 15 de Octubre de 2010 es de 2.83 MMSTB y de 16.805 MMMSCF. Ver Fig. 7.

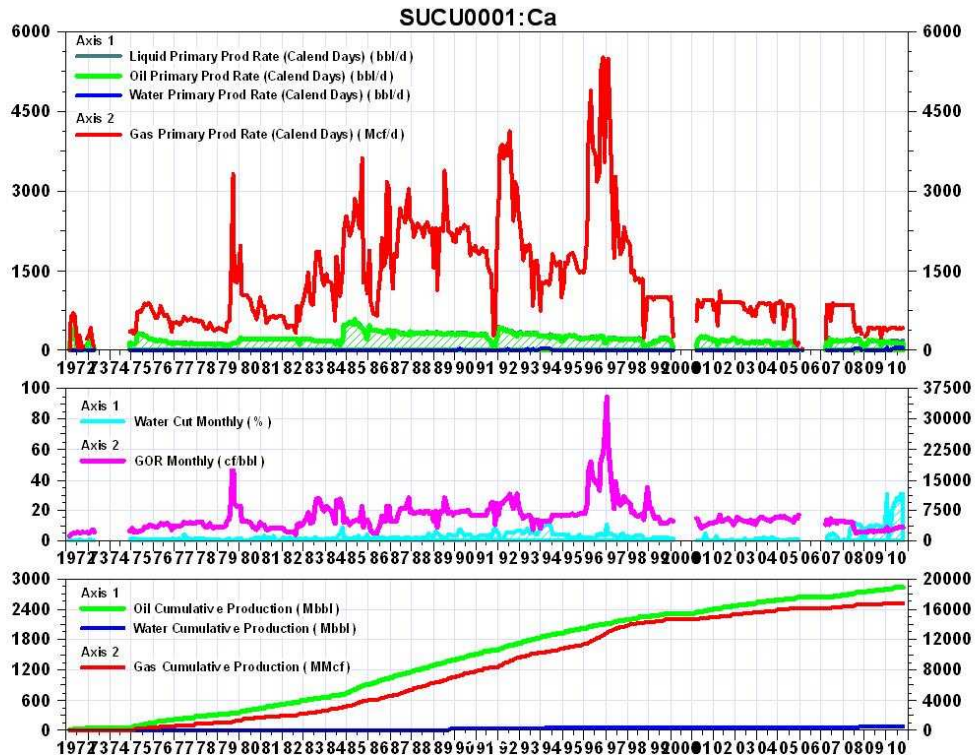


Figura 7. Comportamiento de Producción pozo Sucumbíos-1. FUENTE: OFM.

SUCUMBÍOS-2

El pozo inició perforación en marzo de 1.970, siendo completado en mayo de ese mismo año. En 1.971 se intentó fracturar el pozo, pero por los bajos valores de inyección obtenidos, se canceló el trabajo. El pozo permaneció cerrado hasta 1.985, porque se consideró antieconómica su producción.

En el año 2.003 se realizó el abandono del pozo con taponos de cemento. Desde el año 2.005 y hasta el mes de junio de 2.007, la Batería Sucumbíos y todos sus pozos se encontraban inactivos por problemas de orden público.

En el 2.008 se instaló línea de producción hasta la Batería Sucumbíos, quedando fluyendo intermitentemente en flujo natural con un potencial de 30 BFPD / 20% BSW / 24 BOPD.

La producción acumulada a 15 de Octubre de 2010 es de 0.17 MMSTB y de 1.005 MMSCF. Ver Fig. 8.

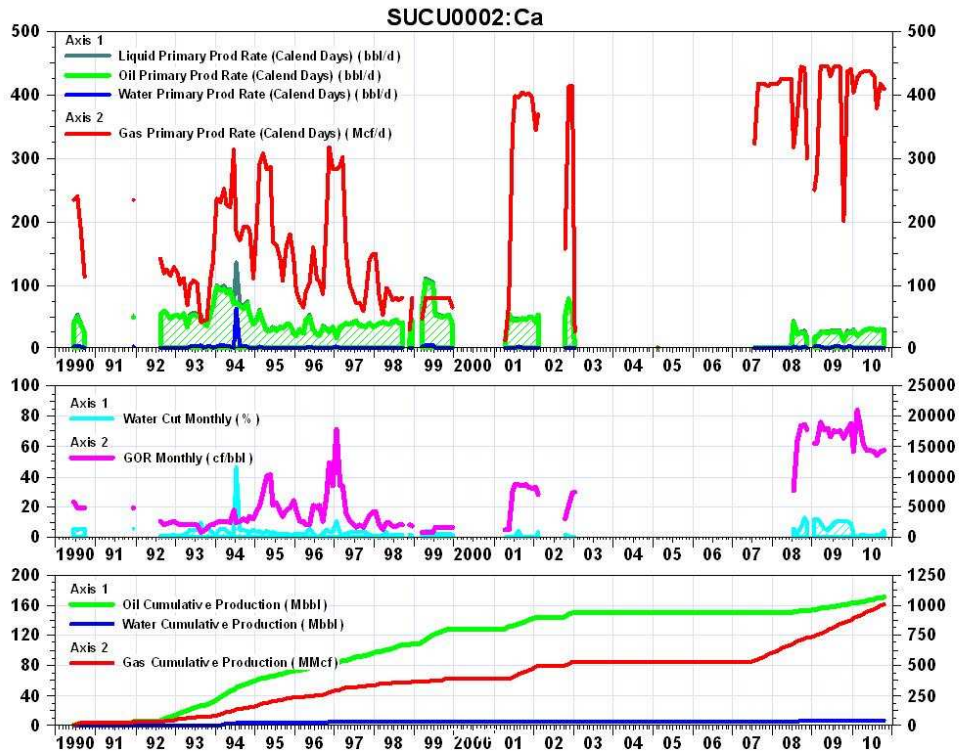


Figura 8. Comportamiento de Producción pozo Sucumbíos-2. FUENTE: OFM.

SUCUMBÍOS-3

El pozo inició perforación en agosto de 1.971, siendo completado en octubre de ese mismo año, se intentó realizar fracturamiento, pero no fue posible romper la formación. En 1.985 se realizó estimulación ácida, produciendo el pozo en flujo natural por baches.

En 1.996 se realizó cañoneo de nuevas zonas, sin respuesta positiva del pozo. El pozo se cierra en 1.999 y se abre intermitentemente en flujo natural. Desde el año 2.005 y hasta el mes de junio de 2.007, la Batería Sucumbíos y todos sus pozos se encontraban inactivos por problemas de orden público.

En el 2.008 se reactiva el pozo en flujo natural. En el 2.009 se realiza tratamiento orgánico y fracturamiento hidráulico, dejando el pozo en bombeo mecánico con un potencial de 20 BFPD / 17% BSW / 17 BOPD.

La producción acumulada a 15 de Octubre de 2010 es de 0.14 MMSTB y de 0.795 MMSCF. Ver Fig. 9.

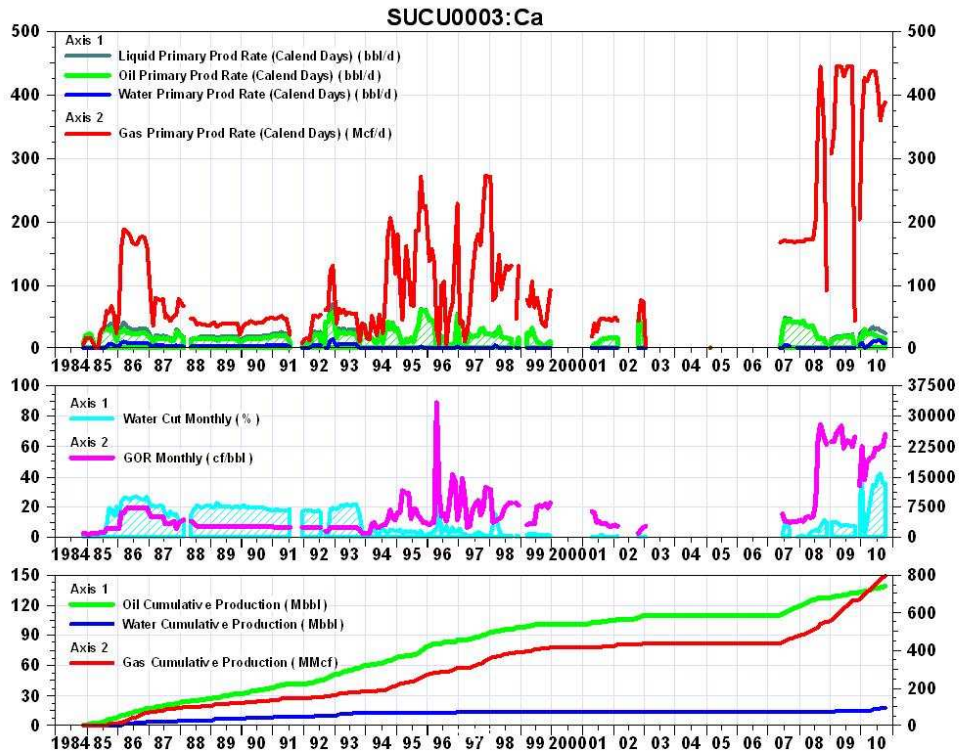


Figura 9. Comportamiento de Producción pozo Sucumbíos-3. FUENTE: OFM.

SUCUMBÍOS-4

El pozo inició perforación en septiembre de 2.009, en noviembre de ese mismo año intentó realizar fracturamiento con la tecnología Cobramax, sin éxito. El pozo fue completado en bombeo electrosumergible en enero de 2010.

En abril de 2.010 realizó tratamiento orgánico y de control de finos, realizó fracturamiento pero durante la operación se presentaron problemas con el empaque de fractura. Se realizaron diferentes operaciones de pesca, sin éxito. El pozo se deja cerrado por problemas mecánicos luego del fracturamiento.

Durante los tres meses que estuvo en producción, el pozo trabajaba en bombeo electrosumergible con una producción de 168 BOPD.

La producción acumulada a 15 de Octubre de 2010 es de 0.008 MMSTB y de 0.003 MMMSCF. Ver Fig. 10.

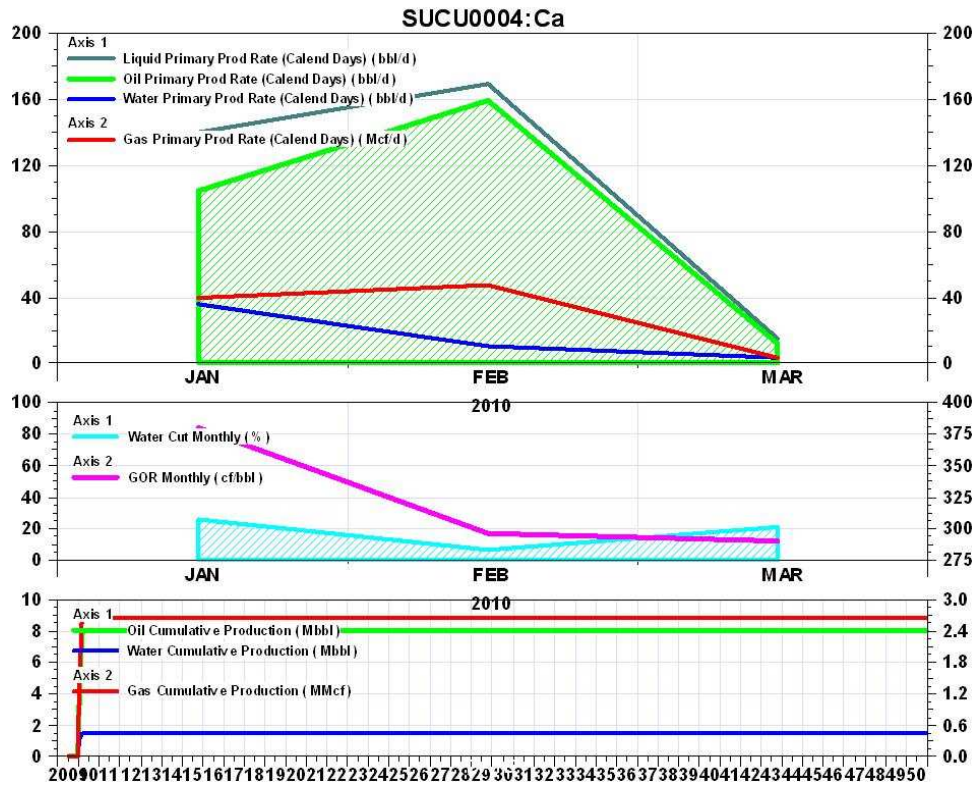


Figura 10. Comportamiento de Producción pozo Sucumbíos-4. FUENTE: OFM.

SUCUMBÍOS-5

El pozo inició perforación en noviembre de 2.009, y fue completado en bombeo electrosumergible en febrero de 2010. Se realizó fracturamiento hidráulico con éxito.

El pozo en bombeo electrosumergible, cuenta con una producción diaria de 1024 BFPD / 1% BSW / 1014 BOPD.

La producción acumulada a 15 de Octubre de 2010 es de 0.26 MMSTB y de 0.014 MMMSCF. Ver Fig. 11.

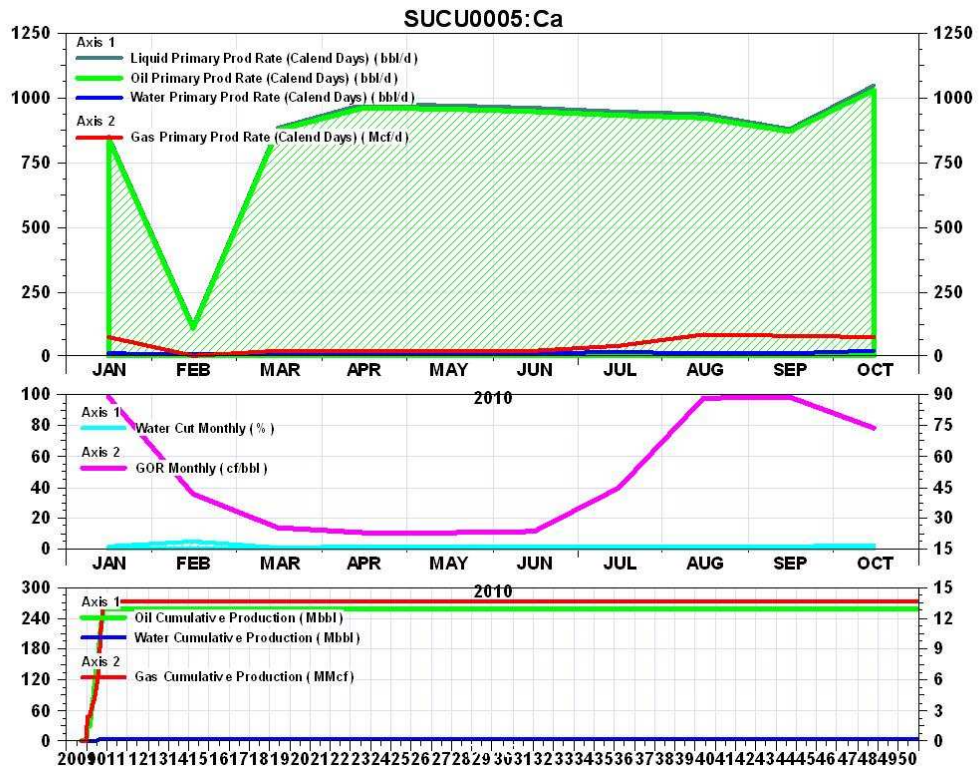


Figura 11. Comportamiento de Producción pozo Sucumbíos-5. FUENTE: OFM.

4. CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO FORMACIÓN CABALLOS

4.1. PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

La formación Caballos, formación de interés para la evaluación de la inyección cíclica de CO₂ en el Campo Sucumbíos, presenta las siguientes características, ver Tabla 5.

Tabla 5. Propiedades de la Formación Caballos

Tipo de Trampa	ESTRUCTURAL
Angulo de Buzamiento	12°
Edad Geológica	Albiano
Ambiente de Depositación	Mareal – Litoral (bahías y subambientes asociados)
Litología	Areniscas con intercalaciones arcillosas
Profundidad Promedio TVD (pies)	8600
Espesor total (promedio pies TVT)	360
Espesor neto petrolífero (Prom. pies TVT)	126
Saturación Inicial de Agua Sw (%)	27
Saturación de Aceite Residual (%)	35
Temperatura del Yacimiento (F)	218°
Presión del Yacimiento (psi)	3700
Presión Inicial de Yacimiento (psi)	3760
Mecanismo primario de producción	Empuje activo de agua

FUENTE: SÁNCHEZ, A. M., CASTAÑEDA, J. O., ORTIZ, J. C. *Justificación de Perforación pozos Sucumbíos-4 y Sucumbíos-5, Campo Sucumbíos, Putumayo.*

El contacto gas-aceite o LKG se encuentra a 6.800 pies. El contacto aceite-agua o LKO se encuentra a 7.560 pies.

4.2. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Se reportó crudo de 26-35° API durante las pruebas iniciales de producción. Los valores bajos de Gravedad API podrían atribuirse al agua emulsionada con las muestras analizadas de crudo. El valor más representativo de °API estaría en el rango de 30-35° API. En general se considera que el crudo para este campo es parafínico de 31°API con una viscosidad de 0.65 cp a 218 °F, ver Tabla 6. De los análisis PVT se obtiene el factor volumétrico de 1.63 RB/STB y una compresibilidad del aceite de 16.1×10^{-6} entre 3561 – 4000 psi.¹⁰

Tabla 6. Propiedades del Fluido

Gravedad API del Aceite	26-35
Viscosidad Aceite/gas (cp)	0.65 @ 218 °F
Presión Punto de Burbuja (psi)	3561
Relación Gas-Aceite Rsi (SCF/STB)	1140
Factor Volumétrico Boi/Bgi (RB/STB o PC/PCS)	1.63
Salinidad del agua de formación (ppm Cl)	14000

FUENTE: SÁNCHEZ, A. M., CASTAÑEDA, J. O., ORTIZ, J. C. *Justificación de Perforación pozos Sucumbíos-4 y Sucumbíos-5, Campo Sucumbíos, Putumayo.*

4.3. ESTRATIGRAFÍA

A nivel de yacimientos, la Formación Caballos está dividida litológicamente en 4 unidades informales, se hace una descripción general de base a techo así:

UNIDAD 1

Arenisca de grano fino a medio, blanca, localmente matriz arcillosa, angular a subredondeada, presenta ocasionalmente trazas de pirita. Posee intercalaciones de niveles de shale color café limoso poco consolidado, con presencia de materia orgánica y arcillolitas blancas poco consolidadas y caoliniticas.

UNIDAD 2

Areniscas de grano fino a medio, color predominante blanco y crema con buena selección, con presencia de pirita, micáceo y carbón subitominoso.

UNIDAD 3

Arenisca de color crema a café, de grano muy fino a medio, subangular a subredondeada, muy glauconitica, con cristales de calcita y cemento siliceo. Shale de color gris a café.

UNIDAD 4

Arena café a gris, muy fina.

4.4. ANÁLISIS PETROFÍSICO Y PROPIEDADES DE LA ROCA

De acuerdo con los estudios petrológicos, las arcillas predominantes son caolinita, clorita, en menores proporciones illita–esmectita y en algunos intervalos glauconita. La fracción de arcillas en arenas de interés es menor del 10%, confirmado con registros. Según análisis petrográficos de la formación Caballos las muestras fueron clasificadas como subarcosas.¹⁰

Las propiedades petrofísicas del Campo Sucumbíos se pueden ver en la Tabla 7. Los valores de saturación de aceite y de agua inicial son datos teóricos.

Tabla 7. Propiedades Petrofísicas Campo Sucumbíos

Porosidad	Primaria
Porosidad promedio	9.7%
Rango de porosidad	7% – 12%
Permeabilidad promedio	10 mD
Rango de permeabilidad	2 – 100 mD
Relación Kv/Kh	0.5
Yacimiento Naturalmente Fracturado	NO
Saturación de aceite original	64%
Saturación de agua inicial	36%

FUENTE: SÁNCHEZ, A. M., CASTAÑEDA, J. O., ORTIZ, J. C. *Justificación de Perforación pozos Sucumbíos-4 y Sucumbíos-5, Campo Sucumbíos, Putumayo.*

4.5. MÍNIMA PRESIÓN DE MISCIBILIDAD

La mínima presión de miscibilidad (MPM) es la presión mínima que debe tener el proceso de inyección. La ecuación que nos permite encontrar ese mínimo valor es:

$$MPM = 15.988 * T (0.744208 + 0.0011038 * MWC5+)$$

Donde T es la temperatura del yacimiento en °F y MW C5+ es el peso molecular de las fracciones de pentas y más pesadas del crudo del yacimiento.

Para calcular el peso molecular del MWC5+ se toman los datos obtenidos en la cromatografía del gas del Campo Sucumbíos, ver Fig. 12.

HYDROCARBON ANALYSIS OF <u>Reservoir Fluid</u> SAMPLE					
COMPONENT	MOL PER CENT	WEIGHT PER CENT	DENSITY @ 60° F. GRAMS PER CUBIC CENTIMETER	* API @ 60° F.	MOLECULAR WEIGHT
Carbon Dioxide	63.63	26.71			
Nitrogen	0.79	0.21			
Methane	2.40	0.36			
Ethane	0.83	0.24			
Propane	1.99	0.84			
iso-Butane	0.50	0.28			
n-Butane	1.51	0.84			
iso-Pentane	0.46	0.31			
n-Pentane	0.70	0.49			
Hexanes	1.03	0.84			
Heptanes plus	<u>26.16</u>	<u>68.88</u>	0.8947	26.5	276
	100.00	100.00			

Figura 12. Cromatografía del Gas Campo Sucumbíos tomada en fondo. FUENTE: Archivo físico Superintendencia de Operaciones Putumayo.

En el año 2008 se tomó una muestra del gas a la salida de los separadores de la Batería Sucumbíos. Ver Tabla 8.

Tabla 8. Información básica muestreo de gas Batería Sucumbíos.

SAMPLE ID	200362637
MATERIAL TYPE	GAS NATURAL
FECHA DE MUESTREO	22/08/2008 10:20
IDENTIFIC. MUESTRA	GAS BATERIA SUCUMBIOS LINEA SALIDA SEPARADORES
PRESION MUESTRA	32
PUNTO DE MUESTREO	LINEA SALIDA SEPARADORES
MUESTRA TOMADA POR	ANDRES OVALLE
ENTREGADA POR	MARTHA JULIANA MENESES
TEMPERATURA MUESTRA	102

FUENTE: ICP.

La información relacionada con los componentes del gas se encuentra en la Tabla 9.

Tabla 9. Cromatografía del gas a la salida de separadores en Batería Sucumbíos.

COMPONENTE	UNIDAD	200362637
GAS NATURAL EXTENDIDO C12+	prm	
Oxígeno	% Molar	0,0029
Nitrogeno	% Molar	0,6108
Metano	% Molar	1,8529
Dioxido de Carbono	% Molar	95,5406
Etano	% Molar	0,3494
Propano	% Molar	0,5184
i-Butano	% Molar	0,1177
n-Butano	% Molar	0,3276
i-Pentano	% Molar	0,1235
n-Pentano	% Molar	0,1294
2,2-Dimetilbutano	% Molar	0,0007
Ciclopentano+ 2,3-Dimetilbut	% Molar	0,0174
Isohexano	% Molar	0,0401
3-Metilpentano	% Molar	0,0236
n-Hexano	% Molar	0,0433
Metilciclopentano	% Molar	0,036
Isoheptano	% Molar	0,008
Benceno	% Molar	0,0034
3,3-Dimetilpentano	% Molar	0,0002
2,2-Dimetilpentano	% Molar	0,0003
Ciclohexano	% Molar	0,014
2,3-Dimetilpentano	% Molar	0,0045
3-Metilhexano	% Molar	0,0139
1t,3-Dimetilcyclopentano	% Molar	0,0076
1c,3-Dimetilcyclopentano	% Molar	0,0081
IsoOctano	% Molar	0,0126
n-Heptano	% Molar	0,0177
Metilciclohexano	% Molar	0,026
1,1,3-Trimetilciclopentano	% Molar	0,001
Etilciclopentano + 2,5 Dimeti	% Molar	0,0042
1t,2c,3-Trimetilciclopentano	% Molar	0,0041
Tolueno	% Molar	0,0081
2-Metilheptano	% Molar	0,0089
1t,etil3 metilciclopentano	% Molar	0,0039
1t,2-Dimetilciclohexano	% Molar	0,0077
n-Octane	% Molar	0,0015
1c,4-Dimetilciclohexano	% Molar	0,0027
Parafinas C9	% Molar	0,0193
2,3Dimetilheptano	% Molar	0,0034
o-Xileno	% Molar	0,002
Etilciclohexano	% Molar	0,0036
1,1,3-Trimetilciclohexano	% Molar	0,0087
Etilbenceno	% Molar	0,0027
m,p-Xileno	% Molar	0,0095
n-Nonano	% Molar	0,0085
Decanos	% Molar	0,0356
Undecanos+	% Molar	0,0143

FUENTE: ICP

El cálculo del peso molecular de los componentes más pesados se presenta en la Tabla 10.

Tabla 10. Cálculo Peso Molecular C5+

Componente	Xi (%)	MV	C5 + Xi (%)	C * D
i-C5	0.46	72.15	1.62	1.17
n-C5	0.7	72.15	2.47	1.78
C6	1.03	86.18	3.63	3.13
C7+	26.16	276	92.28	254.68
TOTAL	28.35	-	100	260.76

FUENTE: AUTOR.

Finalmente al reemplazar en la ecuación de MPM, se obtiene un valor teórico de MPM:

$$\text{MPM} = 15.988 * T^{(0.744208 + 0.0011038 * \text{MWC5+})}$$

$$\text{MPM} = 15.988 * 218^{(0.744208 + 0.0011038 * 260)}$$

$$\text{MPM} = 4.142 \text{ psi}$$

De la Tabla 9 se puede inferir que, los porcentajes de nitrógeno (N₂) y metano (C1) son de aproximadamente 2.46%, que los porcentajes de Etano (C2), Dióxido de Carbono (CO₂) y Butanos (C3+) son de 96.8%, de esta forma, el bajo contenido de sustancias impuras (N₂ y C1) asociado al alto porcentaje de (C3+) hacen favorable la inyección de CO₂, ya que mejorarán la condición de inmiscibilidad al contacto con el crudo. Así mismo el alto peso molecular de los componentes C5+, de 260, se considera también un factor importante a la hora de realizar el proyecto.

Dado que la presión de yacimiento inicial (3700 psi) es menor a la MPM teórica (4142 psi), el proceso de inyección de CO₂ sería un proceso parcialmente inmisible.

En la Tabla 11, se muestran los criterios de selección para que un proyecto de inyección de CO₂ sea exitoso.¹¹ De acuerdo a los parámetros seleccionados, el Campo Sucumbíos es un buen candidato para el proyecto de Inyección de CO₂.

Tabla 11. Criterios para seleccionar Inyección de CO₂.

Parámetro	Valor	Campo Sucumbíos	Cumple
Gravedad API	> 25° API (preferiblemente > 30°)	32°	
Viscosidad, cp	< 15 cp (preferiblemente < 10 cp)	0.65	
Composición, %	Alto porcentaje de hidrocarburos medios (C5-C20), especialmente C5-C12	28.35	
Saturación de Aceite, %	>30% PV (al inicio del flujo de CO ₂)	74.7	
Tipo de Formación	Arenisca / Carbonato con mínimo de fracturas y altas permeabilidades	Arenisca	
Espesor de la formación, ft	Relativamente delgado, a menos que la formación esté con buzamiento	126	
Permeabilidad promedio, mD	No es crítica si las tasas de inyección se mantienen	10	
Profundidad, ft	> 2000 pies	8000	
Temperatura, °F	No es crítica, pero la presión requerida incrementa con la temperatura	218	

FUENTE: THAKUR, G. CO₂ Flooding Screening Criteria.

Dentro de los campos con un proceso de inyección de CO₂ exitoso, se encuentra la formación o unidad SACROC, en el campo Kelly-Snyder, el cual está ubicado en el estado de Texas, USA, y es uno de los campos de petróleo más grandes del país. La unidad SACROC es el proyecto de inyección miscible de CO₂ más grande del mundo.

El proceso de inyección inició en 1972, con un corte de agua del 95% cuando comenzó la inyección alternada de agua y gas (WAG). Se estima que al menos el 9% del OOIP se ha recuperado con la inyección de CO₂, equivalentes a 8.67 MMSTB.¹²

En la Tabla 12 se muestra la comparación entre las características de la unidad SACROC y la formación Caballos del Campo Sucumbíos, formación de interés para la inyección de CO₂.

Tabla 12. Comparación entre la formación Caballos del Campo Sucumbíos con la formación SACROC del Campo Kelly-Snyder.

Criterio de Selección	Unidad SACROC	Formación Caballos
Reservas suficientemente grandes	2 billones BLS	207 MMSTB
Presión de yacimiento de al menos 1000 psig para alcanzar miscibilidad	Pyto=2400 psig MMP=2200 psig	Pyto=3800 psig Pact=3700 psig MMP=4142 psig
Viscosidad menor de 10 cp	0.35 cp	0.65 cp
Gravedad API mínima de 27°	41°	32°
Mínimo recobro de 5-7%	7%	7 – 10%
Recuperación primaria y secundaria exitosas	Programas primarios y secundarios muy exitosos	Recuperación primaria
Proximidad a la fuente de CO ₂	CO ₂ localizado a 200 millas del campo	Entre 0 – 60 Km

FUENTE: THAKUR, G. *CO₂ Flooding Screening Criteria*.

4.6. FACTOR DE RECOBRO

El Campo Sucumbíos tiene actualmente una producción de crudo acumulada de 3.412 MMSTB, de un OOIP de 207 MMSTBO, lo que quiere decir que sólo se ha recuperado un 0.5% del volumen total de reservas. En cuanto a gas, la producción acumulada es de 18.622 MMMSCF. Ver Tabla 4.

La producción diaria de crudo del campo está en aproximadamente 1250 STBOPD, y de gas en 1.2 MPCD.

El proceso de inyección de CO₂ requiere que la presión de yacimiento sea muy cercana a la MPM, en la medida que esto no suceda, el proceso pierde efectividad. Es por esta razón que a nivel mundial, los yacimientos depletados que tienen la intención de iniciar un proceso de recobro mejorado con CO₂, anteponen una etapa de inyección de agua para mantener la presión del yacimiento, y adicionalmente evaluar el recobro asociado a la conectividad y desplazamiento de los fluidos en el yacimiento.¹¹ En la Tabla 13 se muestra un comparativo de eficiencias y factores de recobro para los dos escenarios.

Tabla 13. Comparación de Eficiencia y Factor de Recobro entre Inyección de Agua e Inyección de CO₂ para el Campo Sucumbíos

PARÁMETRO	INYECCIÓN DE AGUA	INYECCIÓN DE CO ₂
Soi, %	75%	75%
Sorw, %	35%	10%
ED	35%	86%
EV	60% – 75%	60% – 75%
EA	70% – 85%	70% – 85%
Rf	22% – 34%	36% – 55%

FUENTE: AUTOR.

De acuerdo a análisis realizados en corazones de la formación Caballos del campo Sucumbíos, al inyectar CO₂ luego de inyectar un frente de agua, se obtendría un incremento en el factor de recobro de 14% – 21%. El objetivo de inyectar primero un frente de agua, es obtener un recobro secundario y mantener la presión del yacimiento. Sin embargo, el proceso sería parcialmente inmisible dado que la MPM es mucho más alta que la presión inicial del yacimiento. Al ingresar el frente de CO₂, el barrido actuaría como recobro terciario alcanzando mejores eficiencias de barrido y remoción de Sor, alcanzando un factor de recobro del 55%.

Para el caso del campo Sucumbíos, el bajo factor de recobro actual asegura que la presión de yacimiento sea casi o muy cercana a la original, sin embargo la estrategia de construir un piloto de inyección de agua cercano a las zonas drenadas (Sucumbíos-1 y/o Sucumbíos-5) se convierte en un aliado estratégico para mantener la presión y evaluar la conectividad entre zonas del yacimiento, ya que estudios recientes afirman que la complejidad estratigráfica del área juega un papel fundamental en el desplazamiento de los fluidos.

De acuerdo a las pruebas de hinchamiento (swelling test) realizadas en un corazón de la formación Caballos adquirido del pozo Sucumbíos-5, ver Fig. 13, se evidencia que inyectando un volumen poroso de CO₂ se alcanzaría una reducción del 50% de la saturación residual de aceite –Sor–. Este hecho garantiza la efectividad del proceso de recobro en el escenario que el proceso fuera totalmente inmisible.

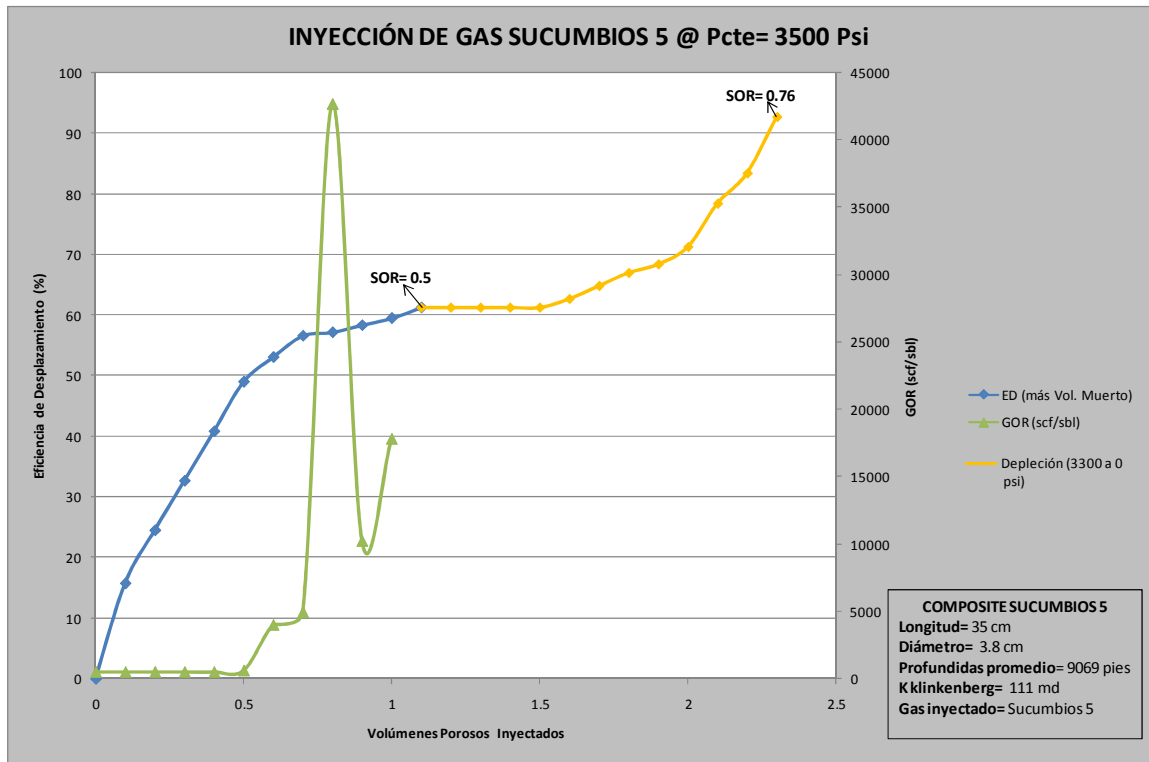


Figura 13. Prueba de Hinchamiento corazón Formación Caballos pozo Sucumbíos-5.
 FUENTE: ICP.

Bajo el escenario de parcialidad en la inmiscibilidad, el Factor de Recobro sería solo del 75% (y no del 95%), y si se utiliza un factor de seguridad asumiendo una eficiencia operacional de 2/3 partes, el Factor de Recobro oscilaría entre 7% – 10%, representado entre 15 y 21 MMSTB adicionales. Ver Tabla 12.

Tabla 14. Requerimientos y disponibilidad de CO₂

PARÁMETRO	MÍNIMO	MÁXIMO	UNIDADES
STOOIP	207		MMSTB
Rf WF	22	34	%
Rf CO ₂	7	10	%
Np WF	45.6	70.4	MMSTB
Np CO ₂	14.5	20.7	MMSTB
Np total	60.1	91.2	MMSTB
Tiempo	20	30	Años
Qo promedio	8.231	8.326	Bbl/d
Qw promedio	18082		Bbl/d
Qt promedio	26.313	26.408	Bbl/d
Iw	23.132	23.190	Bbl/d
Qo promedio por CO ₂	1.987	18.92	Bbl/d
Razón de Disponibilidad	5	10	MSCF/Bbl
CO ₂ requerido	10	19	MMscf/d
Qg promedio	9.4	9.5	MMscf/d

FUENTE: AUTOR.

De acuerdo a los valores teóricos obtenidos, la producción incremental que podemos obtener está entre 15 – 21 MMSTB, para lo cual se debe asegurar una cantidad de CO₂ del orden de 10 a 19 MMSCF/D, para tener una inyección entre 9.4 y 9.5 MMSCF/D. Ver Tabla 14.

El modelo de inyección cíclica de CO₂ se realizaría como un modelo de cinco (5) puntos invertido, es decir, un pozo inyector por cada cuatro pozos productores, y se realizaría en dos etapas. La primera etapa se desarrollaría con una campaña de perforación de 29 pozos, entre los años 2011 y 2013. La segunda etapa comenzaría en el año 2014 hasta 2015, con un total de 37 pozos más.

En las Tablas 15 y 16, se detallan los perfiles de producción esperados en los pozos del Campo Sucumbíos, con la implementación de la inyección de CO₂ como método de recobro mejorado.

Tabla 15. Perfil de producción de crudo del Campo Sucumbíos ante la Inyección de CO₂.

AÑO	BARRILES PRODUCIDOS DE ACEITE POR DÍA (BOPD)		
	Escenario Alto	Escenario Medio	Escenario Bajo
2011	8	6	4
2012	99	76	53
2013	333	256	179
2014	404	311	218
2015	358	275	193
2016	317	244	171
2017	281	216	151
2018	249	191	134
2019	220	170	119
2020	195	150	105
2021	173	133	93
2022	153	118	83
2023	136	104	73
2024	120	93	65
2025	107	82	57
2026	94	73	51
2027	84	64	45
2028	74	57	40
2029	66	50	35
2030	58	45	31
2031	52	40	28
2032	46	35	25
2033	40	31	22
2034	36	28	19
2035	32	24	17
2036	28	22	15
2037	25	19	13
2038	22	17	12
2039	20	15	11
2040	17	13	9
2041	15	12	8
2042	14	10	7
2043	12	9	6
2044	11	8	6
2045	9	7	5
2046	8	6	5
2047	7	6	4
2048	7	5	4
2049	6	4	3
2050	5	4	3

FUENTE: Yacimientos ECP

Tabla 16. Perfil de producción de agua del Campo Sucumbíos ante la Inyección de CO₂.

AÑO	BARRILES PRODUCIDOS DE AGUA POR DÍA (BWPD)		
	Escenario Alto	Escenario Medio	Escenario Bajo
Ene-11	0	0	0
Feb-11	0	0	0
Mar-11	0	0	0
Abr-11	0	0	0
May-11	0	0	0
Jun-11	0	0	0
Jul-11	0	0	0
Ago-11	234	180	126
Sep-11	234	180	126
Oct-11	233	180	126
Nov-11	580	446	312
Dic-11	580	446	312
2012	69	53	37
2013	228	176	123
2014	321	247	173
2015	320	247	173
2016	320	246	172
2017	320	246	172
2018	320	246	172
2019	321	247	173
2020	322	248	173
2021	325	250	175
2022	329	253	177
2023	333	256	179
2024	335	257	180
2025	339	261	182
2026	346	267	187
2027	359	276	193
2028	378	291	204
2029	409	314	220
2030	457	351	246
2031	539	415	290
2032	663	510	357
2033	757	582	407
2034	731	562	393
2035	683	525	368
2036	640	492	344
2037	601	462	324
2038	567	436	305
2039	536	413	289
2040	510	392	275
2041	487	375	262
2042	468	360	252

2043	453	348	244
2044	442	340	238
2045	435	335	234
2046	434	333	233
2047	439	337	236
2048	453	348	244
2049	481	370	259
2050	531	409	286

FUENTE: Yacimientos ECP.

En la Fig. 14 se puede observar la incorporación de reservas asociadas al proyecto.

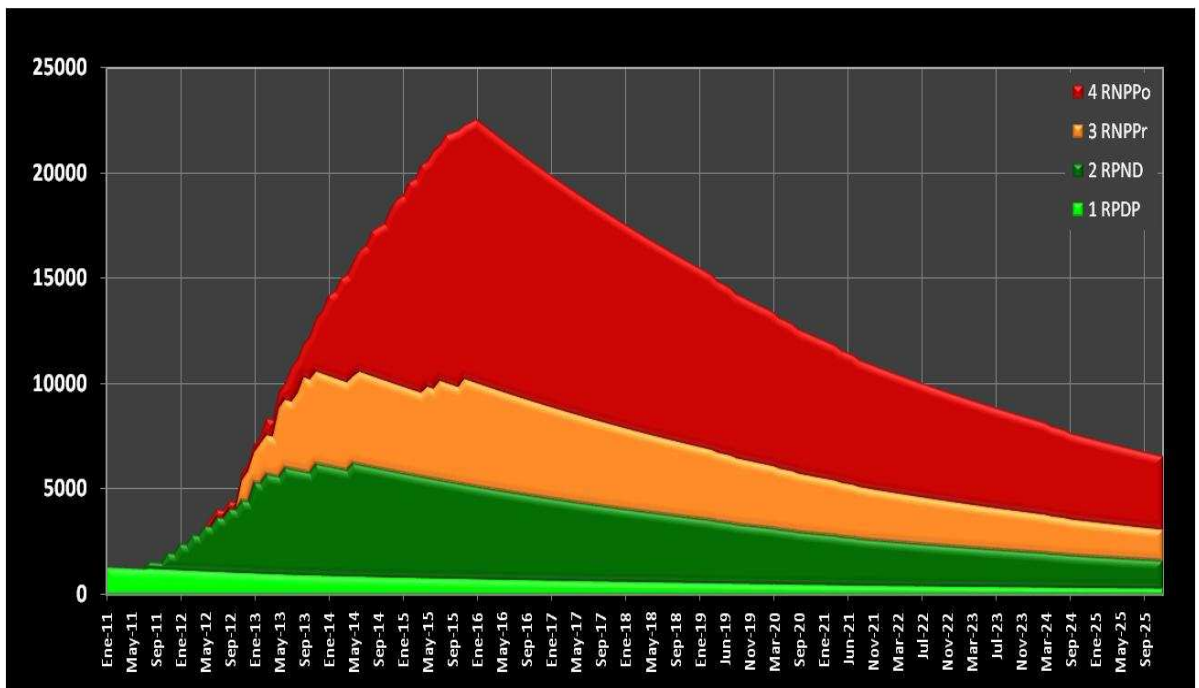


Figura 14. Gráfico Dinámico de Incorporación de Reservas con el Piloto de Inyección de CO₂ en el campo Sucumbíos. FUENTE: Yacimientos ECP.

5. EVALUACIÓN ECONOMICA

Para realizar la evaluación económica del proyecto se tuvieron en cuenta las consideraciones de la Tabla 17.

Tabla 17. Consideraciones para la Evaluación Económica

Precio del Crudo (USD/Bl)	50.0
Costo de inyección CO ₂ (USD/SCF)	1.1
Regalías proyecto incremental	8%
Tasa de Descuento Ecopetrol	11.1 %

FUENTE: AUTOR.

5.1. INVERSIONES

El proyecto de inyección cíclica de CO₂ requiere las siguientes inversiones:

5.1.1. Perforación

En la primera etapa del proyecto de inyección cíclica de CO₂, se tiene contemplado perforar 29 pozos adicionales entre los años 2011 y 2013. En el área del Putumayo, un pozo está costando aproximadamente USD \$7.500.000, incluyendo completamiento y facilidades de superficie.

Los pozos perforados, sin discriminar si es pozo inyector o productor, se distribuirían de la siguiente manera: 3 pozos en el año 2011, 12 pozos en el año 2012 y 14 pozos en el 2013. Ver Tabla 18.

Tabla 18. Inversiones en Perforación

	2011	2012	2013	TOTAL
Pozos	3	12	14	29
Inversión PERFORACIÓN	22.500.000	90.000.000	105.000.000	217.500.000

FUENTE: AUTOR.

El total a invertir en perforación es de USD \$217.500.000

5.1.2. Facilidades

Dado que se requiere tener una inyección constante de 14 MMSCF/D (en el escenario medio), se estima necesitar cuatro (4) compresores con capacidad de inyectar a una presión de 4500 psi. Estos compresores en el mercado se encuentran alrededor de USD \$3.500.000. Así mismo, se consideró dentro del costo de Facilidades las líneas de transferencia e inyección, y todos los accesorios que requeriría una estación compresora de esa magnitud.

La inversión en facilidades se realizaría de manera gradual, dividiendo el costo total en los tres años de inversiones del proyecto. Ver Tabla 19.

Tabla 19. Inversiones en Facilidades

	2011	2012	2013	TOTAL
FACILIDADES	5.066.667	5.066.667	5.066.667	15.200.000

FUENTE: AUTOR.

El total a invertir en facilidades es de USD \$15.200.000

5.1.3. Abandono

El proyecto debe contemplar un plan de abandono de los pozos perforados, de manera que se pueda llegar al límite económico del campo. Abandonar un pozo en el Putumayo, cuesta USD \$110.000.

El total a invertir por costos de abandono de los 29 pozos perforados es de USD \$3.190.000.

El total de las inversiones contempladas en la etapa inicial del proyecto es de USD \$235.890.000.

5.2. COSTOS

En el proyecto se deben tener las siguientes consideraciones, en caso tal que del proyecto no se obtenga la producción esperada de gas que alcance a cubrir la cantidad de CO₂ requerido para la inyección, se debe tener en cuenta el costo del CO₂ como materia prima y que debe llevarse hasta el Campo Sucumbíos.

El costo promedio del CO₂ se consideró como un costo de 1.1 USD/SCF, asumiendo que se debe inyectar 14 MMSCF/D, el costo total de realizar esa inyección es de USD \$5.621.000 por año.

La discriminación año por año se puede ver en la Tabla 20.

Tabla 20. Costos de Operación

AÑO	VOL. INYECCION (SCF/D)	DÍAS	TOTAL AÑO (SCF)	VALOR CO2 (USD/SCF/D)	COSTO CO2 (USD)	OPEX CRUDO REAL (USD/SCF)
2011	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	1,4
2012	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	3,6
2013	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	4,6
2014	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	6,8
2015	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	7,6
2016	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	8,5
2017	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	9,4
2018	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	10,5
2019	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	11,7
2020	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	13,1
2021	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	14,7
2022	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	16,5
2023	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	18,4
2024	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	20,7
2025	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	23,2
2026	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	26,1
2027	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	29,5
2028	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	33,3
2029	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	37,8
2030	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	43,2
2031	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	49,9
2032	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	58,3
2033	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	67,1
2034	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	74,6
2035	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	82,8
2036	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	92,0
2037	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	102,3
2038	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	113,9
2039	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	127,1
2040	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	141,8
2041	14.000.000	365	5.110.000.000	1,1	5.621.000.000	

FUENTE: AUTOR.

5.3. FACTIBILIDAD ECONÓMICA

La evaluación económica se realizó teniendo en cuenta tres escenarios, un escenario base o medio (realista), un escenario bajo (pesimista) y un escenario alto (optimista).

Se tuvieron en cuenta para los tres escenarios, con los considerandos de la Tabla 17.

En la Tabla 21 se pueden ver los resultados obtenidos en la evaluación económica para el escenario medio de producción.

Tabla 21. Resultado Evaluación Económica escenario medio de Producción

	MEDIO
VPN ANTES DE IMPUESTOS (MMUSD)	199,11
VPN DESPUÉS DE IMPUESTOS (USD)	124,45
INGRESOS NETOS (MMUSD)	1.133,70
COSTOS OPERATIVOS (USD)	419,35
EFICIENCIA DE LA INVERSIÓN (%)	65,00
LÍMITE ECONÓMICO	AÑO 2.027
PERÍODO DE PAGO (AÑOS)	4,50
PRODUCCIÓN RECUPERADA (MMBLS)	26,13

FUENTE: AUTOR.

En la Tabla 22 se pueden ver los resultados obtenidos en la evaluación económica para el escenario alto de producción.

Tabla 22. Resultado Evaluación Económica escenario bajo de Producción

	BAJO
VPN ANTES DE IMPUESTOS (MMUSD)	68,98
VPN DESPUÉS DE IMPUESTOS (USD)	37,67
INGRESOS NETOS (MMUSD)	774,72
COSTOS OPERATIVOS (USD)	301,87
EFICIENCIA DE LA INVERSIÓN (%)	20,00
LÍMITE ECONÓMICO	2.026
PERÍODO DE PAGO (AÑOS)	5,75
PRODUCCIÓN RECUPERADA (MMBLS)	17,85

FUENTE: AUTOR.

En la Tabla 23 se pueden ver los resultados obtenidos en la evaluación económica para el escenario bajo de producción.

Tabla 23. Resultado Evaluación Económica escenario alto de Producción

	ALTO
VPN ANTES DE IMPUESTOS (MMUSD)	328,50
VPN DESPUÉS DE IMPUESTOS (USD)	212,48
INGRESOS NETOS (MMUSD)	1.479,89
COSTOS OPERATIVOS (USD)	525,02
EFICIENCIA DE LA INVERSIÓN (%)	110,00
LÍMITE ECONÓMICO	2.028
PERÍODO DE PAGO (AÑOS)	3,67
PRODUCCIÓN RECUPERADA (MMBLS)	34,11

FUENTE: AUTOR.

De acuerdo a la información condensada en las Tablas 21, 22 y 23, el proyecto es económicamente viable, incluso en el escenario más pesimista, alcanzando una recuperación económica en 6 años. Además hay que tener en cuenta que las evaluaciones económicas se realizaron con un precio del crudo WTI conservador, de USD 50, que se convierte en USD 43,39 teniendo en cuenta el descuento por calidad y transporte, cuando actualmente sobrepasa los USD100, por lo que se esperaría tener valores mucho más altos por ingresos netos.

En los tres escenarios tenemos un VPN positivo, lo que indica que el proyecto es atractivo y rentable, y que rinde un interés superior al interés de oportunidad, en este caso del 11.1%.

6. CONCLUSIONES

- ✓ La Formación Caballos en el Campo Sucumbíos, de la Superintendencia de Operaciones Putumayo, se identifica como un candidato ideal para realizar el proyecto de Inyección cíclica de CO₂ como método de recobro mejorado, ya que el gas disponible en la Batería Sucumbíos tiene 95% de CO₂, el contenido de BSW es bajo (del orden del 1% al 20%) y el campo se encuentra en su fase inicial de desarrollo, manteniéndose cerca de su presión inicial.
- ✓ De acuerdo a los estudios realizados con el ICP, el Factor de Recobro de la Formación Caballos, incrementaría entre 7% – 10%, representado entre 15 y 21 MMSTB adicionales que se recuperarían en un período de tiempo no superior a cinco años.
- ✓ Aunque el GOR de producción está cercano a los 1079 SCF/STB, al parecer todo el yacimiento es altamente apretado según análisis de corazones. Por esta razón se debe considerar traer CO₂ de campos vecinos para asegurar la cantidad de CO₂.
- ✓ La Mínima Presión de Miscibilidad teórica encontrada fue de 4.142 psi, lo que indica teniendo en cuenta los valores de presión actual y original de la formación Caballos en el campo Sucumbíos, tendríamos un proceso de inyección cíclica de CO₂ parcialmente inmiscible.
- ✓ Para mantener la presión del yacimiento por encima de la presión de burbuja, se debe considerar un piloto de inyección de agua antes de realizar la inyección cíclica de CO₂. El piloto de inyección de agua deberá realizarse en un área depletada, y el piloto de inyección cíclica de CO₂ en un área sin depletar. Ambos proyectos deberán implementarse juntos, para que sea lo suficientemente bueno, y el factor de recobro esté cercano al 55%.
- ✓ El modelo de inyección de CO₂ propuesto es un modelo de cinco puntos invertido, con un pozo inyector de gas por cada cuatro pozos productores de aceite. La campaña de perforación estaría compuesta de dos etapas, la primera desde 2011 hasta 2013, y la segunda etapa desde 2013 hasta 2015. En la primera etapa se perforarían 29 pozos, más los cuatro ya existentes activos en el campo.
- ✓ Con el proyecto de inyección de CO₂, se resuelve en gran parte la disposición y/o emisión de gases, favoreciendo al medio ambiente, y obteniendo al mismo tiempo, beneficios económicos y de producción limpia.

- ✓ Se requiere que los datos de MPM se puedan obtener con más datos en las pruebas de laboratorio. Actualmente se cuenta con un solo punto de Mínima Presión de Miscibilidad, lo que le incrementa la incertidumbre del proceso. Ya que se debe asegurar que esta presión sea lo suficientemente cercana a la presión de yacimiento.
- ✓ Los datos obtenidos de Factor de Recobro, son datos teóricos, resultado de los análisis hechos a los corazones. Se deben realizar pruebas de desplazamiento simulando el proceso WAG en cores para validar el verdadero factor de recobro, en condiciones lo más cercanas posibles a las condiciones de yacimiento.
- ✓ El proyecto de inyección cíclica de CO₂ como método de recobro mejorado, es económicamente viable, con un VPN positivo y un periodo de pago de 6 años.

7. RECOMENDACIONES

- ✓ Se deben obtener datos de fondo, cerrando algunos pozos y tomando los datos de fondo durante la muestra, ya que las muestras tomadas fueron sólo en superficie.
- ✓ Debe utilizarse a lo largo de todo el proyecto de inyección de CO₂ equipos resistentes a la corrosión con sistemas de inhibición, ya que la corrosión puede ser un problema crítico debido a las altas temperaturas.
- ✓ Socializar el proyecto ante el manejo del CO₂, con expertos a nivel mundial que incorporen sus experiencias al personal de campo.
- ✓ Incluir dentro del proyecto de desarrollo del Campo Sucumbíos la normatividad para aplicar a las políticas de bonos por MDL. Tomar los procedimientos necesarios para implementar las mediciones actuales y estimar los volúmenes a dejar de emitir.
- ✓ Optimizar la medición del gas en campo.

BIBLIOGRAFÍA

1. 2ª COMUNICACIÓN NACIONAL ANTE LA CONVENCION MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia –IDEAM–, Bogotá, 2004.
2. <http://www.cambioclimatico.gov.co/impactos.html>
3. ARDILA, M. *Cálculo de la Mínima Presión de Miscibilidad en el sistema de CO₂ – Petróleo*. Empresa Colombiana de Petróleos Distrito Sur. Orito, Putumayo. 1988.
4. CASTAÑEDA, J. O., CAYCEDO, H. R. *Evaluación del Potencial Petrolífero y Plan Conceptual de Desarrollo para el Área Occidente*. Departamento de Yacimientos y Producción. Gerencia Técnica de Producción. Vicepresidencia de Producción. ECOPETROL S. A. Bogotá. Septiembre 2004.
5. CHAJID, E., *Origen del CO₂ en la Cuenca del Putumayo y su Riesgo Exploratorio*. Gerencia de Exploración ECOPETROL. VI Congreso Colombiano de Geología. 1988.
6. DURÁN, I. *Estudio de inyección inmisible de CO₂ en la formación Pepino*. Departamento de Ingeniería y Planeación. Ecopetrol S.A. Orito, Putumayo. 1990.
7. HERRERA, M. A. *Campo Orito Formación Pepino –Evaluación de la Inyección de Gas–*. Departamento de Ingeniería. Texas Petroleum Company. Bogotá, Colombia. 1978.
8. LANGSTON, M. V., HOADLEY, S. F., YOUNG, D. N. *Definitive CO₂ Flooding Response in the SACROC Unit*. Chevron. Abril 1988.
9. OSPINO, T. *Aspectos Generales del Daño de Formación por Deposición de Asfaltenos en Yacimientos de Petróleo*. Universidad Nacional de Colombia, Medellín. 2009.

10. SÁNCHEZ, A. M., CASTAÑEDA, J. O., ORTIZ, J. C. *Justificación de Perforación pozos Sucumbíos-4 y Sucumbíos-5, Campo Sucumbíos, Putumayo*. Superintendencia de Yacimientos. Gerencia Técnica de Desarrollo de Exploración y Producción. Ecopetrol S.A. Julio, 2008.
11. SUZA, L. *Estudio de Ingeniería de Yacimientos*. Ecopetrol S.A. Orito, Putumayo. 1986.
12. THAKUR, G. *CO₂ Flooding Screening Criteria*. Presentación Foro Inyección CO₂. 2010.