

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**APROVECHAMIENTO DEL GAS DE VENTEO PARA SU USO COMO  
MÉTODO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y DE EXTRACCIÓN  
DE LÍQUIDOS EN UN YACIMIENTO EN EL ORIENTE DE  
VENEZUELA**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por el Br. Cuevas Heredia, Eduarth Fernando  
para optar al Título de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2022

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**APROVECHAMIENTO DEL GAS DE VENTEO PARA SU USO COMO  
MÉTODO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y DE EXTRACCIÓN  
DE LÍQUIDOS EN UN YACIMIENTO EN EL ORIENTE DE  
VENEZUELA**

**TUTOR ACADÉMICO:** Ing. Eliana Alvarado

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por el Br. Cuevas Heredia, Eduarth Fernando  
para optar al Título de Ingeniero de Petróleo

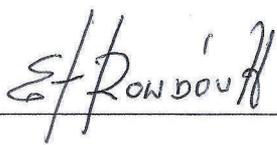
Caracas, 2022

Caracas, 27 de octubre de 2022

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el bachiller Eduarth Fernando Cuevas Heredia, titulado:

**“APROVECHAMIENTO DEL GAS DE VENTEO PARA SU USO COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y DE EXTRACCIÓN DE LÍQUIDOS EN UN YACIMIENTO EN EL ORIENTE DE VENEZUELA”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Ing. Enrique Rondón

Jurado



Ing. Sandro Gasbarri

Jurado



Ing. Eliana Alvarado

Tutor Académico

## **DEDICATORIA**

*A Dios por darme el don de la vida e iluminar y guiar cada uno de mis pasos, gracias Dios por tu compañía.*

*A mis padres Fernando y Judith que los admiro, los quiero por sus dedicación y paciencia, por ser personas maravillosas que han creído siempre en mí y mis capacidades, por su amor infinito, sus orientaciones, su apoyo incondicional, por desear siempre lo mejor para mi vida, por hacernos sentir a mi hermano y a mí que somos sus tesoros más preciados, por mostrarme que mi paso por la vida no es para restar o dividir, sino para sumar y multiplicar amigos, afectos y vivencias.*

*Este logro se lo dedico a ustedes.*

## AGRADECIMIENTOS

- ❖ En el presente Trabajo Especial de Grado quiero agradecer en primer lugar a Dios por ser mi compañero inseparable, brindándome paciencia, constancia y sabiduría para así poder culminar con éxito este gran logro en mi vida.
- ❖ A la Ilustre Universidad Central de Venezuela gracias por abrirme las puertas y llenarme de todos los conocimientos que contribuyeron a mi formación como profesional.
- ❖ Gracias a mis padres Fernando y Judith por acompañarme en este camino, por su amor infinito, por sus orientaciones, por inculcarme valores, principios, por su comprensión y apoyo incondicional, sin ustedes hoy no estaría aquí.
- ❖ A mi abuela Ana de Heredia por creer en mis capacidades y alentarme siempre a seguir adelante.
- ❖ A mi hermano Edwin por estar siempre presto a ayudarme.
- ❖ A mi familia por su comprensión y estímulo constante, además, por su apoyo incondicional a lo largo de mis estudios, en especial a mi tía Enid y mi tía Zulay.
- ❖ A mi tutora de tesis, profesora Eliana Alvarado gracias por brindarme su apoyo, comprensión, experiencia, conocimientos, motivación y orientarme a la exitosa culminación de mi tesis.
- ❖ Agradezco a todos los profesores que con su sabiduría y conocimientos me motivaron a desarrollarme como persona, de todos me llevo algo muy especial y sé que lo aprendido en esta casa de estudio jamás lo olvidaré.
- ❖ A mis amigos y compañeros de estudios, gracias por estar allí, brindándome su amistad para soñar, disfrutar y compartir gratos momentos.
- ❖ A todas las personas que me han apoyado, en especial a aquellos que me abrieron las puertas y compartieron sus conocimientos.

Cuevas H., Eduarth F.

**APROVECHAMIENTO DEL GAS DE VENTEO PARA SU USO COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y DE EXTRACCIÓN DE LÍQUIDOS EN UN YACIMIENTO EN EL ORIENTE DE VENEZUELA**

**Tutor Académico: Ing. Eliana Alvarado**

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo.**

**Año 2022**

**Palabras Claves:** Gas natural, software MBAL, curvas de declinación, gas de venteo, líquidos de gas natural, valor presente neto, tasa interna de retorno.

**Resumen:** Las fuentes de gas natural en Venezuela son en su mayoría asociadas a los yacimientos de hidrocarburos líquidos, este gas asociado no se utiliza, sino que se quema o se libera directamente a la atmósfera. Ante esta problemática es importante impulsar prácticas que promuevan el aprovechamiento del gas natural asociado, ya que de esta forma se disminuyen los contaminantes arrojados a la atmósfera y a su vez se obtienen ganancias con la explotación eficiente de este recurso energético. Por lo cual, para el yacimiento ZM-5 primeramente se analizó y validó su historia de producción e inyección, luego mediante el software MBAL se validó el petróleo original en sitio de 72,58 MMBbl, posteriormente mediante curvas de declinación se estimaron unas reservas remanentes de 1.103.656 Bbl para un periodo de 8,67 años respectivamente. Después, el volumen de gas de venteo y/o quema se determinó mediante un balance de gas con un promedio de gas en exceso de 4,49 MMPCN/d, estimándose su equivalente en emisiones de gases de efecto invernadero. Para el aprovechamiento de la corriente de gas en exceso, se evaluaron 2 escenarios, para el primer escenario de inyectar el gas de dicha corriente al yacimiento y se pronosticó el efecto de la inyección mediante el estudio del historial de las variaciones de producción de los pozos ZM-5 y ZM-13 asociados al inyector de gas ZM-26, obteniendo una producción adicional de petróleo igual a 100 Bbl/d y para el segundo escenario de obtención de líquidos de gas natural se realizó el modelaje teórico de la tecnología LPG-Sep<sup>TM</sup> produciendo a su mayor eficiencia 13632 gal/d de GLP, 3821 MPCN/d de gas pobre y 81 Bbl/d de gasolina natural. Finalmente se sometió a un análisis económico a ambos escenarios y haciendo uso de una matriz comparativa se determinó que el segundo escenario ofrece mejor rendimiento económico con un valor presente neto de 20.593.556 US\$ y tasa interna de retorno de 75,05 % respectivamente.

## Contenido

<b>1.</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>2.</b>	<b>FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....</b>	<b>3</b>
2.1.	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	3
2.2.	OBJETIVO GENERAL .....	5
2.3.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	5
2.4.	JUSTIFICACIÓN .....	5
2.5.	ALCANCE .....	6
2.6.	LIMITACIONES.....	6
<b>3.</b>	<b>MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>7</b>
3.1.	ANTECEDENTES.....	7
3.2.	CONCEPTOS BÁSICOS.....	9
3.2.1.	<i>Yacimiento.....</i>	<i>9</i>
3.2.1.1.	Unidades Hidráulicas .....	9
3.2.2.	<i>Mecanismos de producción de yacimientos de petróleo .....</i>	<i>9</i>
3.2.2.1.	Recuperación primaria .....	10
3.2.2.2.	Recuperación secundaria .....	11
3.2.2.3.	Recuperación mejorada.....	11
3.2.3.	<i>Mecanismos de producción primaria .....</i>	<i>13</i>
3.2.3.1.	Gas en solución .....	13
3.2.3.2.	Empuje por agua .....	13
3.2.3.3.	Capa de gas .....	14
3.2.3.4.	Por segregación gravitacional.....	15
3.2.3.5.	Por compactación.....	15
3.2.4.	<i>Mecanismo de recuperación secundaria .....</i>	<i>15</i>
3.2.4.1.	Inyección de agua.....	15
3.2.4.2.	Inyección de gas .....	16
	• Inyección interna o dispersa.....	18
	• Inyección externa .....	19
	• Arreglo de pozos.....	20
	• Recomendaciones para esquemas de inyección de gas.....	23

•	Mecanismos de desplazamiento por inyección de gas .....	23
•	Efecto de la variación de las tasas de inyección sobre el recobro del petróleo.....	24
•	Yacimientos candidatos para inyección de gas.....	24
3.2.5.	<i>Curvas de declinación</i> .....	25
3.2.6.	<i>Gas natural</i> .....	27
3.2.7.	<i>Procesamiento del gas natural</i> .....	27
3.2.7.1.	Separación de gas-petróleo .....	28
3.2.7.2.	Remoción de petróleo y condensados.....	29
3.2.7.3.	Deshidratación.....	30
3.2.7.4.	Remoción de contaminantes .....	32
3.2.7.5.	Extracción de nitrógeno.....	33
3.2.7.6.	Extracción y fraccionamiento.....	33
3.2.8.	<i>Usos del gas natural</i> .....	33
3.2.9.	<i>Quema y venteo del gas natural</i> .....	34
3.2.10.	<i>LPG-SEP™. LPG recovery from associated gas</i> .....	36
3.2.10.1.	Proceso realizado por la Tecnología.....	36
3.2.11.	<i>Indicadores económicos</i> .....	37
3.2.11.1.	Ingresos .....	37
3.2.11.2.	Egresos .....	37
3.2.11.3.	Valor presente neto (VPN) .....	37
3.2.11.4.	Tasa interna de retorno .....	38
3.2.11.5.	Período de recuperación.....	38
3.3.	UBICACIÓN DEL CAMPO MATA, ZONA ZORRO .....	39
3.4.	GEOLOGÍA .....	40
3.4.1.	<i>Modelo geológico estructural</i> .....	40
3.4.2.	<i>Modelo geológico estratigráfico</i> .....	41
3.5.	HISTORIA DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN DE LAS ZONAS ZORRO Y MATA 3 .....	44
<b>4.</b>	<b>MARCO METODOLÓGICO</b> .....	<b>48</b>
4.1.	TIPO DE INVESTIGACIÓN .....	48
4.2.	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	48
4.3.	POBLACIÓN Y MUESTRA.....	49
4.4.	INSTRUMENTOS UTILIZADOS PARA LA RECOLECCIÓN DE DATOS .....	49
4.5.	PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO .....	49

4.5.1.	<i>Caracterización del yacimiento ZM-5 arena L-4U</i> .....	49
4.5.2.	<i>Análisis del comportamiento del yacimiento utilizando el software MBAL</i> .....	55
4.5.3.	<i>Pronósticos</i> .....	63
4.5.3.1.	Efecto de la inyección de gas sobre la productividad de la Arena L-4U .....	64
	• Pasos para estimar las emisiones de GEI nivel producción.....	65
	• Pasos para estimar las emisiones de GEI nivel consumo, quema y venteo.....	67
4.5.3.2.	Estimación de la Cantidad de Líquido de Gas Natural que se Podrá Recuperar de la Arena L-4U, Haciendo Uso de la Tecnología LPG-Sep™ .....	71
4.5.4.	<i>Determinación de la rentabilidad de los 2 escenarios de producción para el aprovechamiento del gas asociado de quema y/o venteo en un yacimiento en el oriente de Venezuela</i> .....	72
4.5.5.	<i>Comparar los 2 escenarios y seleccionar el más factible económicamente</i> .....	74
<b>5.</b>	<b>ANÁLISIS Y RESULTADOS</b> .....	<b>75</b>
5.1.	CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO ZM-5 ARENA L-4U .....	75
5.2.	ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO UTILIZANDO EL SOFTWARE MBAL .....	81
5.3.	PRONÓSTICO DEL EFECTO DE LA INYECCIÓN DE GAS SOBRE LA PRODUCTIVIDAD DE LA ARENA L-4U .....	84
5.4.	ESTIMACIÓN DE LA CANTIDAD DE LÍQUIDO DE GAS NATURAL QUE SE PODRÁ RECUPERAR DE LA ARENA L-4U, HACIENDO USO DE LA TECNOLOGÍA LPG-SEP™ .....	92
5.5.	ANÁLISIS ECONÓMICO .....	98
5.6.	COMPARACIÓN DE ESCENARIOS Y SELECCIÓN DEL MÁS FACTIBLE ECONÓMICAMENTE .....	112
<b>6.</b>	<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>113</b>
<b>7.</b>	<b>RECOMENDACIONES</b> .....	<b>115</b>
<b>8.</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>116</b>
<b>9.</b>	<b>APÉNDICE</b> .....	<b>120</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. TIPOS DE MECANISMOS PARA LA RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS. FUENTE (RAMÍREZ, 2017).....	10
FIGURA 2. RECOBRO DE PETRÓLEO POR LOS DIFERENTES MECANISMOS DE PRODUCCIÓN PRIMARIA. FUENTE (PARIS DE FERRER, 2001).....	10
FIGURA 3. INYECCIÓN DE AGUA E INYECCIÓN DE GAS. FUENTE (BARBERII, 1998).....	11
FIGURA 4. SISTEMA DE INYECCIÓN DE VAPOR. FUENTE (MARTÍNEZ, 2016) .....	12
FIGURA 5. DIAGRAMA DE PORCENTAJES DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS SEGÚN LA ETAPA DE EXPLOTACIÓN. FUENTE (RAMÍREZ, 2017).....	12
FIGURA 6. EMPUJE POR GAS EN SOLUCIÓN. FUENTE (PDVSA, 2013).....	13
FIGURA 7. EMPUJE POR AGUA. FUENTE (PDVSA, 2013).....	14
FIGURA 8. EMPUJE POR CAPA DE GAS. FUENTE (PDVSA, 2013) .....	14
FIGURA 9. SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL. FUENTE (PDVSA, 2013).....	15
FIGURA 10. INYECCIÓN DE AGUA. FUENTE (PDVSA, 2013) .....	16
FIGURA 11. INYECCIÓN DE GAS. FUENTE (PDVSA, 2013).....	17
FIGURA 12. SELECCIÓN DE DIFERENTES PATRONES DE 5 POZOS PARA INYECCIÓN DE GAS DISPERSA. FUENTE (PARIS DE FERRER, 2001).....	19
FIGURA 13. INYECCIÓN DE GAS EXTERNA. FUENTE (LATIL, 1980) .....	20
FIGURA 14. DIFERENTES TIPOS DE ARREGLO DE POZOS. FUENTE (MORALES, 2014) .....	21
FIGURA 15. DIFERENTES TIPOS DE ARREGLO DE POZOS. FUENTE (MORALES, 2014) .....	22
FIGURA 16. ARREGLOS IRREGULARES. FUENTE (PARIS DE FERRER, 2001) .....	23
FIGURA 17. COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN, GRAFICADA EN PAPEL CARTESIANO, SEMI-LOG Y LOG-LOG. (GARCÍA Y CAMPOS, 2011) .....	26
FIGURA 18. DIAGRAMA GENERAL DEL PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL. FUENTE (U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2006) .....	28
FIGURA 19. ESQUEMA DE UN SEPARADOR HORIZONTAL. FUENTE (SCHLUMBERGER, 2022) .....	29
FIGURA 20. SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS MEDIANTE UN SEPARADOR DE BAJA TEMPERATURA. FUENTE (MANNING ET AL., 1991).....	30
FIGURA 21. SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN POR GLICOL. FUENTE (OCHOA ET. AL., 2011) .....	31
FIGURA 22. SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN POR DESECANTES SÓLIDOS. FUENTE (OCHOA ET. AL., 2011).....	32

FIGURA 23.	PROCESO DE ENDULZAMIENTO DEL GAS CON AMINAS. FUENTE (OCHOA ET. AL., 2011) ....	33
FIGURA 24.	PROCESO LPG-SEP™. FUENTE (MEMBRANE TECHNOLOGY & RESEARCH, INC, 2016) .....	37
FIGURA 25.	UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO MATA. FUENTE (MAZZALI, 2007) .....	39
FIGURA 26.	ÁREA MATA DELIMITADA POR LA EMPRESA OPERADORA. FUENTE (MAZZALI, 2007).....	40
FIGURA 27.	MAPA ISÓPACO – ESTRUCTURAL DEL YACIMIENTO ZM-5, ARENA L-4U .....	41
FIGURA 28.	MODELO DEPOSITACIONAL Y MARCO ESTRATIGRÁFICO DE MATA. CORTE ESQUEMÁTICO ESTE-OESTE. FUENTE (MOREIRA, 2003).....	43
FIGURA 29.	MARCO ESTRATIGRÁFICO DEL ÁREA MATA. FUENTE (PÉREZ COMPANC S.A, 2002.) .....	44
FIGURA 30.	HISTORIA DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN, ZONAS ZORRO Y MATA 3. FUENTE (OILFIELD MANAGER) <b>45</b>	
FIGURA 31.	PERÍODO DE ESTUDIO.....	51
FIGURA 32.	NUEVO PERÍODO DE ESTUDIO. ....	53
FIGURA 33.	CREACIÓN DE UN NUEVO MODELO MBAL .....	56
FIGURA 34.	HERRAMIENTAS MBAL.....	56
FIGURA 35.	OPCIONES MBAL.....	57
FIGURA 36.	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS MBAL .....	57
FIGURA 37.	TABLA PVT FLASH MBAL .....	58
FIGURA 38.	PARÁMETROS DEL YACIMIENTO MBAL .....	58
FIGURA 39.	INFLUJO DE AGUA MBAL .....	59
FIGURA 40.	COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA MBAL.....	59
FIGURA 41.	PERMEABILIDADES RELATIVAS MBAL.....	60
FIGURA 42.	HISTORIA DE PRODUCCIÓN MBAL .....	60
FIGURA 43.	MÉTODO ANALÍTICO MBAL .....	61
FIGURA 44.	MÉTODO GRÁFICO MBAL .....	62
FIGURA 45.	GRÁFICO DE ENERGÍA MBAL .....	62
FIGURA 46.	SIMULACIÓN MBAL.....	63
FIGURA 47.	PREDICCIÓN MBAL.....	63
FIGURA 48.	POZOS PRODUCTORES VS TIEMPO .....	76

FIGURA 49. TASA DE PETRÓLEO VS TIEMPO .....	77
FIGURA 50. 1/D VS TIEMPO .....	78
FIGURA 51. TASA DE PRODUCCIÓN VS TIEMPO.....	80
FIGURA 52. MÉTODO ANALÍTICO ARENA L-4U .....	82
FIGURA 53. MÉTODO GRÁFICO ARENA L-4U .....	83
FIGURA 54. MECANISMOS DE EMPUJE ARENA L-4U .....	84
FIGURA 55. BALANCE DE GAS PARA EL YACIMIENTO ZM-5, ARENA L-4U.....	88
FIGURA 56. TONELADAS DE CO <sub>2</sub> COMO RESULTADO DE LAS OPERACIONES EN EL YACIMIENTO ZM-5, ARENA L-4U. <b>89</b>	
FIGURA 57. EMISIONES TOTALES DE CO <sub>2</sub> COMO RESULTADO DE LAS OPERACIONES EN EL YACIMIENTO ZM-5, ARENA L-4U.....	90
FIGURA 58. POZOS PRODUCTORES ZM-5 Y ZM-13 ASOCIADOS AL INYECTOR ZM-26 .....	90
FIGURA 59. TASA DE PETRÓLEO Y DE GAS INYECTADO VS TIEMPO PARA EL POZO ZM-5 ASOCIADO AL INYECTOR ZM-26 .....	91
FIGURA 60. TASA DE PETRÓLEO Y DE GAS INYECTADO VS TIEMPO PARA EL POZO ZM-13 ASOCIADO AL INYECTOR ZM-26 .....	92
FIGURA 61. INGRESOS Y FLUJOS DEL PRIMER ESCENARIO .....	102
FIGURA 62. PRECIOS DE LGN DESDE 2012 (U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2013) .....	105
FIGURA 63. INGRESOS Y FLUJOS DEL SUB-ESCENARIO OPTIMISTA .....	110
FIGURA 64. INGRESOS Y FLUJOS DEL SUB-ESCENARIO PESIMISTA .....	111

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. FACTORES DE EMISIÓN .....	66
TABLA 2. FACTORES DE EMISIÓN DE GEI POR CONSUMO DE GAS. ....	68
TABLA 3. RELACIÓN PESO MOLECULAR Y FACTOR DE EMISIÓN DE CO <sub>2</sub> .....	68
TABLA 4. FACTORES DE EMISIÓN DE GEI POR GAS QUEMADO. ....	69
TABLA 5. FACTOR DE EMISIÓN DE GEI POR GAS VENDEADO. ....	69
TABLA 6. GAS DE CONSUMO Y GAS EN EXCESO.....	70
TABLA 7. EMISIONES DE GEI PARA EL PRIMER AÑO. ....	70
TABLA 8. PROPIEDADES ROCA – FLUIDO .....	75
TABLA 9. DECLINACIÓN EFECTIVA, DECLINACIÓN NOMINAL Y 1/D.....	77
TABLA 10. TASAS DE PRODUCCIÓN .....	78
TABLA 11. DATOS AÑO 41 DE PRODUCCIÓN.....	80
TABLA 12. RESERVAS Y PETRÓLEO PRODUCIDO ACUMULADO .....	81
TABLA 13. TIEMPO DE ABANDONO, TIEMPO PRODUCIDO Y TIEMPO REMANENTE .....	81
TABLA 14. BALANCE DE GAS .....	85
TABLA 15. BALANCE DE GAS.....	86
TABLA 16. TASA DE INYECCIÓN DE GAS DEL POZO ZM-26 Y TASA DE PETRÓLEO DEL POZO ZM-13	
92	
TABLA 17. COMPOSICIÓN Y PROPIEDADES FÍSICAS DEL GAS - ZORRO .....	93
TABLA 18. CARACTERÍSTICAS DEL GAS DEL YACIMIENTO .....	93
TABLA 19. COMPOSICIÓN DE CONTAMINANTES LUEGO TRATAMIENTO.....	94
TABLA 20. CARACTERÍSTICAS PREVIO Y POST TRATAMIENTO DEL GAS A PROCESAR.....	95
TABLA 21. COMPOSICIÓN GLP EN VENEZUELA .....	96
TABLA 22. LGN: CONDENSABLES TEÓRICOS .....	96
TABLA 23. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA LPG- SEP™ .....	97
TABLA 24. PRODUCCIÓN LPG-SEP™ .....	97

TABLA 25. INVERSIONES TOTALES DE RA/RC EN TRES POZOS.....	98
TABLA 26. BALANCE INGRESOS – EGRESOS, FLUJO NETO ANUAL DEL PRIMER ESCENARIO .....	100
TABLA 27. FLUJO ACUMULADO ANUALMENTE DEL PRIMER ESCENARIO.....	101
TABLA 28. INDICADORES EVALUADOS EN EL PROYECTO DEL PRIMER ESCENARIO.....	102
TABLA 29. PRECIO DEL GAS NATURAL HENRY HUB, (U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2022A) .....	103
TABLA 30. PRECIO MONT BELVIEU, TX PROPANE FOB, (U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2022B).....	104
TABLA 31. INGRESOS ESCENARIO OPTIMISTA.....	105
TABLA 32. INGRESOS ESCENARIO PESIMISTA.....	106
TABLA 33. BALANCE INGRESOS – EGRESOS, FLUJO NETO ANUAL DEL SUB-ESCENARIO OPTIMISTA 108	
TABLA 34. BALANCE INGRESOS – EGRESOS, FLUJO NETO ANUAL DEL SUB-ESCENARIO PESIMISTA 108	
TABLA 35. FLUJO ACUMULADO ANUALMENTE DEL SUB-ESCENARIO OPTIMISTA .....	109
TABLA 36. FLUJO ACUMULADO ANUALMENTE DEL SUB-ESCENARIO PESIMISTA .....	110
TABLA 37. INDICADORES EVALUADOS EN EL SUB-ESCENARIO OPTIMISTA .....	111
TABLA 38. INDICADORES EVALUADOS EN EL SUB-ESCENARIO PESIMISTA .....	112
TABLA 39. COMPARACIÓN DE LOS INDICADORES ECONÓMICOS OBTENIDOS EN LOS DOS ESCENARIOS.....	112

## ABREVIATURAS

<b>LGN</b>	Líquidos de gas natural
<b>Bbl</b>	Barriles
<b>CAPO</b>	Contacto agua-petróleo
<b>VPN</b>	Valor presente neto
<b>TIR</b>	Tasa interna de retorno
<b>GLP</b>	Gases Licuados de petróleo
<b>POES</b>	Petróleo original en sitio
<b>TMR</b>	Tasa mínima requerida
<b>GEI</b>	Gases de efecto invernadero
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dióxido de carbono
<b>RGP</b>	Relación gas petróleo
<b>BTU</b>	British thermal unit
<b>PCND</b>	Pies cúbicos normales por día
<b>CH<sub>4</sub></b>	Metano
<b>gal</b>	galones

## 1. INTRODUCCIÓN

El gas natural se ubica dentro de las fuentes energéticas no renovables y es considerado como el combustible fósil más amigable al ambiente. Es un recurso versátil, bien sea como energético o como insumo petroquímico y siderúrgico, de allí su importancia dentro de la matriz energética mundial (Caro et al., 2009).

En Venezuela, desde el inicio de la actividad petrolera hasta mediados de los años cuarenta, se caracterizó por una escasa utilización y un gran desperdicio del gas producido, que como elemento asociado al petróleo era considerado un acompañante indeseable que se quemaba en los mechurrios (en inglés se le denominan “Flare stacks”). Cabe señalar que esta situación estaba presente en todo el ámbito mundial, debido, fundamentalmente, a un desconocimiento de la potencialidad de este hidrocarburo (Caro et al., 2009).

Los 30 años subsiguientes, marcan el comienzo de la utilización y conservación del gas que permitió reducir su desperdicio al devolver un alto porcentaje de la producción a los yacimientos con fines de conservación y aumentar la recuperación de petróleo, a la vez que se promovió el uso como combustible a nivel industrial y residencial, iniciándose también la extracción incipiente de los líquidos del gas natural (Caro et al., 2009).

Durante la extracción de petróleo se producen grandes cantidades de gas. Las fuentes de gas natural en Venezuela, son en su mayoría asociadas a los yacimientos de hidrocarburos líquidos, y son producidas como parte de la producción de los campos. Sin embargo, los esquemas de negocio para estos tipos de campos, están destinados a la producción exclusiva de líquidos, dejando al gas natural en segundo plano (Salinas y Guerrero, 2018). Este gas asociado contiene sobre todo gas metano y a pesar de las grandes cantidades, no se utiliza sino se quema cerca de los pozos de extracción o se libera directamente a la atmósfera (Piepzyk et al., 2015).

Si bien es cierto que Venezuela ha contado con ventajas para lograr un máximo aprovechamiento del gas, en razón de sus grandes recursos y de su situación geográfica y estratégica con relación a los mercados externos, existen por otra parte factores que han retardado el desarrollo de la industria gasífera, tales como la dependencia de la producción de gas de la de petróleo, el monopolio estatal en las distintas fases de la industria y la ausencia de una política de precios acorde con las economías del negocio, entre otras (Caro et al., 2009).

Ante esta problemática es importante impulsar prácticas que promuevan el aprovechamiento del gas natural asociado ya que de esta forma se disminuyen los contaminantes arrojados a la

atmósfera y a su vez se obtienen ganancias con la explotación eficiente de este recurso energético. Por lo cual se presenta en este Trabajo Especial de Grado dos alternativas para su utilización en un yacimiento en el Oriente de Venezuela que son como método de recuperación secundaria mediante la inyección de gas cuyo propósito es mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo y/o el uso de la tecnología modular de producción in situ LPG-Sep<sup>TM</sup>, la cual consiste en el uso de compresores, sistemas de criogenia y una innovadora membrana que aumenta la eficiencia del proceso de extracción de líquido.

## 2. Formulación del Problema

### 2.1. Planteamiento del problema

La existencia del gas natural asociado se conoce desde el inicio de la industria petrolera, sin embargo, a diferencia de los hidrocarburos líquidos, siempre ha tenido problemas relacionados a sus propiedades físicas y a los retos tecnológicos que implican su manejo. No fue sino hasta los años 70 del siglo XX, cuando el comercio internacional del gas natural comenzó a dar unos primeros pasos hacia su dinamización con la aparición de las tecnologías de procesamiento del gas, tuberías, metalurgia y capacidad de compresión, para mover el gas a grandes distancias a través de gasoductos. Posteriormente, la aparición de la tecnología de licuefacción de gas habilitó la posibilidad de su transporte transoceánico (Ayuso, 2017).

Las nuevas tecnologías representaron opciones y oportunidades para el manejo, transporte y comercialización del gas natural asociado al petróleo, contribuyendo a que éste dejara de ser considerado un subproducto poco deseado (externalidad negativa), que era destinado principalmente a la quema y venteo, para convertirse en un combustible capaz de competir en sectores como el eléctrico, calefacción y transporte (Ayuso, 2017).

A pesar de lo anterior, y de los intentos tanto individuales como conjuntos de los países en distintas regiones, es una realidad que el desperdicio de este hidrocarburo, a través de las prácticas de quema y venteo, ha alcanzado anualmente según datos de la Asociación Mundial para la Reducción de la Quema de Gas (2007), una organización administrada por el Banco Mundial cerca de 150.000 millones de metros cúbicos de gas natural a nivel mundial, un 4% del total del gas producido, lo que resulta preocupante si se considera que esta cifra representa la cuarta parte del consumo total de gas de EE.UU en un año; 30% del consumo anual de gas de la Unión Europea, 75% de las exportaciones de gas de Rusia y casi la totalidad del consumo de gas de Latino América y el Caribe (BP, 2015).

Según Ayuso (2017), las principales condiciones técnicas e implicaciones económicas que han motivado la decisión de quemar y ventear gas de manera sostenida, por encima de su uso, son: Volumen, calidad, localización, transporte y distribución, comercialización, estructura y desarrollo de los mercados. Estas condiciones han sido históricamente difíciles de superar, propiciando la percepción del gas asociado como una externalidad negativa de la producción de petróleo crudo y, en consecuencia, la implementación de su quema y venteo como prácticas sostenidas y permanentes.

Así, tradicionalmente, no ha existido un desarrollo de infraestructura en la etapa de extracción de petróleo, para la captura, manejo y posterior aprovechamiento racional del gas asociado en superficie, convirtiéndose esto, en la principal causa de los volúmenes de gas quemados y/o venteados a nivel mundial (Ayuso, 2017).

Ahora bien, independientemente de las causas, estas prácticas representan un desaprovechamiento del recurso gaseoso de gran importancia debido a su valor de uso; algunos de ellos son: Generación de calor para el uso doméstico y combustible para generadores eléctricos industriales/domésticos (servicio público), insumo para industrias (refinación, petroquímica), reinyección con fines de recuperación secundaria de crudo. En cuanto a las consecuencias ambientales, las prácticas de quema y venteo de gas, liberan un conjunto de contaminantes que son considerados responsables, en gran medida, del cambio climático (Ayuso, 2017).

A pesar del hecho de que Venezuela cuenta con unas reservas de gas natural que lo colocan en la 8<sup>va</sup> posición en la escala mundial de países con mayores reservas del mundo, la industria nacional de este hidrocarburo no ha sido lo suficientemente desarrollada. Tal situación suele ser atribuida a las condiciones técnicas y económicas que por muchos años giraron en torno a la explotación del mismo (Ayuso, 2017).

Las empresas manifestaron en su momento que los costos de instalar las facilidades de transporte y distribución desde los campos remotos, hasta los centros poblados e industriales, eran extremadamente altos. Así, históricamente, no se contempló el desarrollo de las reservas de gas asociado que representan el 80% de las reservas de gas totales del país, por lo tanto, la infraestructura para su explotación se circunscribió a la del crudo. Además, el bajo desarrollo del mercado local, con una demanda eléctrica cubierta casi en su totalidad con hidroelectricidad, y la regulación de los precios del gas en el mercado interno, muy por debajo de los mercados internacionales e insuficiente para garantizar la recuperación de las inversiones en infraestructura, no estimuló las inversiones necesarias para explotar el gas (Ayuso, 2017).

En este sentido, para disminuir los volúmenes de gas quemado y venteado se propone como alternativa económica 2 escenarios: su inyección como método recuperación secundaria para aumentar la productividad de la arena L-4U ubicada en un campo en la Cuenca Oriental de Venezuela y/o la extracción de líquidos de gas natural de dicha arena mediante el uso de la tecnología modular LPG-Sep™.

## 2.2. Objetivo General

Evaluar el aprovechamiento del gas natural asociado de quema y/o venteo mediante la inyección de gas como método de recuperación secundaria y/o la extracción de líquidos de gas natural en un yacimiento en el Oriente de Venezuela.

## 2.3. Objetivos Específicos

- Recopilar información bibliográfica referente a la inyección de gas y extracción de líquidos de gas natural, así como información referente al yacimiento en el Oriente de Venezuela.
- Caracterizar la arena L-4U, usando para ello toda la información disponible (datos de fluidos, curvas de permeabilidad relativa, presiones, historia de producción, mapas).
- Analizar el comportamiento del yacimiento a través del balance de materiales con la utilización del software MBAL de Petroleum Experts.
- Pronosticar el efecto de la inyección de gas sobre la productividad de la arena L-4U.
- Estimar la cantidad de líquido de gas natural que se podrá recuperar de la arena L-4U, haciendo uso de la tecnología LPG-Sep™.
- Determinar la rentabilidad de los 2 escenarios de producción para el aprovechamiento del gas asociado de quema y/o venteo en un yacimiento en el Oriente de Venezuela.
- Comparar los 2 escenarios y seleccionar el más factible económicamente.

## 2.4. Justificación

El gas natural es visto en la actualidad como una de las principales y más relevantes fuentes de energía, utilizada tanto para uso doméstico como para uso industrial o comercial, es un tipo de energía menos dañina para el medio ambiente, seguro, accesible en términos económicos y la única alternativa que, en la práctica, puede sustituir masivamente al carbón y a los petrolíferos en diversos usos.

El gas natural que se encuentra mezclado con petróleo en los yacimientos se denomina gas asociado, mientras que aquel que se encuentra solo, se considera gas no asociado. Cuando existe gas natural asociado al crudo, las empresas productoras tienen dos alternativas, darle un uso productivo o quemarlo y/o ventearlo. Estas empresas toman la decisión de implementar prácticas de quema y venteo de forma permanente y sostenida, cuando la evaluación técnico-económica de darle un uso a ese gas asociado no justifica la inversión. No obstante, tales prácticas generan consecuencias económicas, ambientales y sociales negativas de interés público. Debido a esto, el presente Trabajo Especial de Grado presenta una propuesta de

aprovechar la producción del gas asociado que diariamente se pierde en un yacimiento en el Oriente de Venezuela, arena L-4U: Este volumen será obtenido a través de la realización de un Balance del Gas del campo para luego contemplar mediante la evaluación técnico-económica, dos alternativas para su uso, las cuales son el método de inyección de gas, que además de aumentar la energía del yacimiento, desplaza el petróleo obteniendo un recobro adicional del mismo y la otra alternativa es la extracción de sus líquidos de gas natural de manera eficiente por medio de la tecnología LPG-Sep<sup>TM</sup> con la finalidad de comercializarlo.

## 2.5. Alcance

La presente investigación está fundamentada en generar valor al gas natural asociado que diariamente se pierde al ser emitido a la atmósfera a través de la quema y venteo en un yacimiento en Venezuela, arena L-4U, perteneciente a un campo en el Oriente del país, mediante el análisis técnico-económico de 2 escenarios de producción para el aprovechamiento eficiente del mismo, con la finalidad de seleccionar el más factible para su aplicación.

## 2.6. Limitaciones

Para el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado, las limitaciones se enfocan en el acceso eficiente y continuo a la información de todos los datos de las características del área, ya que por tratarse de un campo maduro la cantidad de información está limitada por la empresa operadora. Para el desarrollo de una actividad de alto rendimiento es necesario contar con la mayor cantidad información posible y de una fuente oficial. Cabe resaltar que cualquier tipo de costo económico está sujeto a la volatilidad del mercado.

### 3. Marco Teórico

Con la finalidad de facilitar la comprensión de la información presentada en este Trabajo Especial de Grado, en el siguiente capítulo se exponen los fundamentos teóricos y conceptos básicos que hacen referencia al gas natural, procesamiento y fraccionamiento hasta la producción de Gases Licuados de Petróleo (GLP), los mecanismos de producción de petróleo ya sea primarios, secundarios, o terciarios, la inyección de gas y sus características, algunos parámetros económicos a evaluar, entre otros; los cuales permitirán respaldar y explicar los resultados obtenidos en esta investigación.

#### 3.1. Antecedentes

- Moreira (2003) en su trabajo de investigación ***“Metodología de explotación de yacimientos bajo el concepto de unidades hidráulicas caso: Área Mata- Zona Zorro y Mata 3”*** desarrolló una metodología para determinar la comunicación hidráulica a las arenas L, S y L-S conjuntamente del Área Mata en la zonas Zorro y Mata 3, utilizando para estos la evaluación de las presiones, de la historia de producción-inyección y el análisis de estudios geológicos previamente realizados en el área, tales como: estratigrafía secuencial, sísmica 2D, análisis de yuxtaposición, sedimentología, petrofísica, modelos geológicos en tres dimensiones (3D) y análisis de facies, y posterior a esto, implementar un plan piloto de explotación en conjunto de las arenas determinadas con posible comunicación. Como resultado obtuvo que los paquetes de arenas L y S, en cada caso, resultaron ser Unidades Hidráulicas naturales y los paquetes de arenas L-S en conjunto se determinaron como una Unidad Hidráulica inducida, permitiendo desarrollar un plan piloto el cual consistió en estimar la producción en conjunto de 4 pozos reales del campo, dos (2) pozos en Mata 3 y dos (2) pozos en Zorro, explotando las arenas L y S como Unidades Hidráulicas y las arenas L-S en conjunto como una Unidad Hidráulica Inducida, este estudio resultó ser técnicamente factible y generó un VPN de 13.70 MM\$ con una tasa de descuento de 15%.
- Salinas y Guerrero (2018), en su investigación ***“Factibilidad de Aprovechamiento de los Líquidos del Gas Natural Asociados al Gas de Venteo Utilizando Nuevas Tecnologías”*** exponen que la creciente demanda energética global genera la necesidad de incrementar la producción de recursos energéticos mediante procesos eficientes y con menor impacto ambiental, colocando como opción al gas natural, por lo cual evaluaron el aprovechamiento de los Líquidos del Gas Natural asociados al gas de venteo utilizando una nueva tecnología para la producción y distribución de gas licuado de petróleo en poblaciones no atendidas de

Venezuela, para ello seleccionaron un campo de la Faja Petrolífera del Orinoco con gran cantidad de gas de venteo y la mayor cantidad de riqueza posible, para evaluar haciendo uso de matrices comparativas, la aplicación de una de las tres tecnologías evaluadas en su estudio que permiten la extracción de LGN y fraccionamiento en GLP, las cuales fueron: Gas Plant in a Bottle® (GPB), "Unit of Blocks for Production of Propane-Butane from Associated Petroleum Gas ®" y LPG-SEP™. Esta última resultó óptima para la corriente de venteo del campo de 41 MMPCN y riqueza de 1,74 GPM. Esta tecnología consiste en el uso de compresores, sistemas de criogenia y una innovadora membrana que aumenta la eficiencia del proceso de extracción de líquido produciendo a su mayor eficiencia: 34 MMPCS/D de gas seco, 18.336 GAL/D de GLP y 880 BBL/D de gasolina natural. Por último, concluyeron que la aplicación de LPG-SEP genera ingresos brutos de hasta 334.601,53US\$/D, permitiendo atender 42.000 familias del oriente del país para el período de consumo de cilindros de 10 kg.

- Bello (2019) en su estudio ***“Selección de Proceso de Tratamiento del Gas de Venteo en FPO para Obtener Alimentación Óptima Requerida por Tecnología Modular “LPG-Sep™ para Producción De GLP”*** dice que los combustibles fósiles, como el petróleo y el carbón son los principales contribuyentes del calentamiento global debido a la emisión de contaminantes a la atmósfera, mientras el gas natural siendo un hidrocarburo se presenta como una opción económica y menos contaminante respecto a los demás combustibles fósiles, por lo cual, al poseer Venezuela grandes reservas probadas de gas natural y en su mayoría ese gas está asociado al petróleo como el que se encuentra en la Faja Petrolífera del Orinoco, el cual es quemado o venteado, brinda la oportunidad de una valoración de tecnologías modulares para su tratamiento óptimo, y así obtener la corriente requerida por la tecnología de fraccionamiento y producción de GLP - LPG-Sep™. Siendo las tecnologías evaluadas en su trabajo, para la deshidratación: Delicuescencia, Separador Supersónico y para el endulzamiento: Sistema combinado Membrana/Amina y el Enfriamiento Criogénico, adicionalmente evaluó la tecnología Higeo aplicada por su versatilidad tanto a deshidratación como a endulzamiento. Además, se agregó a la evaluación, un compresor y un enfriador, los cuales fueron simulados a través del programa Aspen Hysys, para que la corriente tuviese las condiciones operacionales necesarias para el funcionamiento de la tecnología LPG-Sep™. Finalmente, la tecnología seleccionada para la deshidratación fue la Delicuescencia y para el endulzamiento fue el Enfriamiento Criogénico, logrando así las condiciones requeridas para la corriente de alimentación a la tecnología de extracción fraccionamiento, obteniéndose 439 Bbls/d de GLP y 880 Bbls/d de gasolina natural, por con

los que se podrán llenar 3.542 envases de GLP de 10kg por día atendiendo a 42.000 familias para un período de 20 días.

## 3.2. Conceptos básicos

### 3.2.1. Yacimiento

Las acumulaciones de gas y petróleo ocurren en trampas subterráneas formadas por características estructurales y/o estratigráficas. Por fortuna, estas acumulaciones se presentan en las partes más porosas y permeables de los estratos, siendo estos principalmente areniscas, calizas y dolomías, con aberturas intergranulares o con espacios porosos debidos a diaclasas, fracturas y efectos de soluciones. Un yacimiento es aquella parte de una trampa que contiene petróleo, gas o ambos como un solo sistema hidráulico conectado. Muchos yacimientos de hidrocarburos se hallan conectados hidráulicamente a rocas llenas con agua, denominadas acuíferos (Craft et al.,1991).

#### 3.2.1.1. Unidades Hidráulicas

Las unidades hidráulicas son las arenas con comunicación de fluidos vertical u horizontal, que, por ende, poseen características similares en los tipos de fluidos, sus declinaciones de presión y sus comportamientos de producción. Por otro lado, se habla de unidades de explotación cuando no se determina comunicación hidráulica entre las arenas que conforman el yacimiento, pero se establece compatibilidad en los fluidos y en los comportamientos de presión y producción. En ambos casos el objetivo es optimizar la explotación de los yacimientos, en busca de aumentar el factor de recobro final y por lo tanto aumentar la rentabilidad de los proyectos (Moreira, 2003).

#### 3.2.2. Mecanismos de producción de yacimientos de petróleo

Históricamente las técnicas de recuperación de petróleo han sido clasificadas en función al momento, dentro de la vida productividad del yacimiento, en que "tradicionalmente" se esperaba su implementación. Esta clasificación basada en criterios cronológicos originó la tradicionalmente conocida división de los mecanismos de recuperación en primaria, secundaria y terciaria. La producción primaria es la generada por los mecanismos de drenaje o energía naturalmente existente en los yacimientos de hidrocarburos. La recuperación secundaria ha sido tradicionalmente implementada en una segunda etapa, fundamentalmente para contrarrestar el declino de la producción primaria (Paris de Ferrer, 2001).

A continuación, se muestra un diagrama donde se desglosan los principales tipos de mecanismos de la recuperación de hidrocarburos (figura 1).

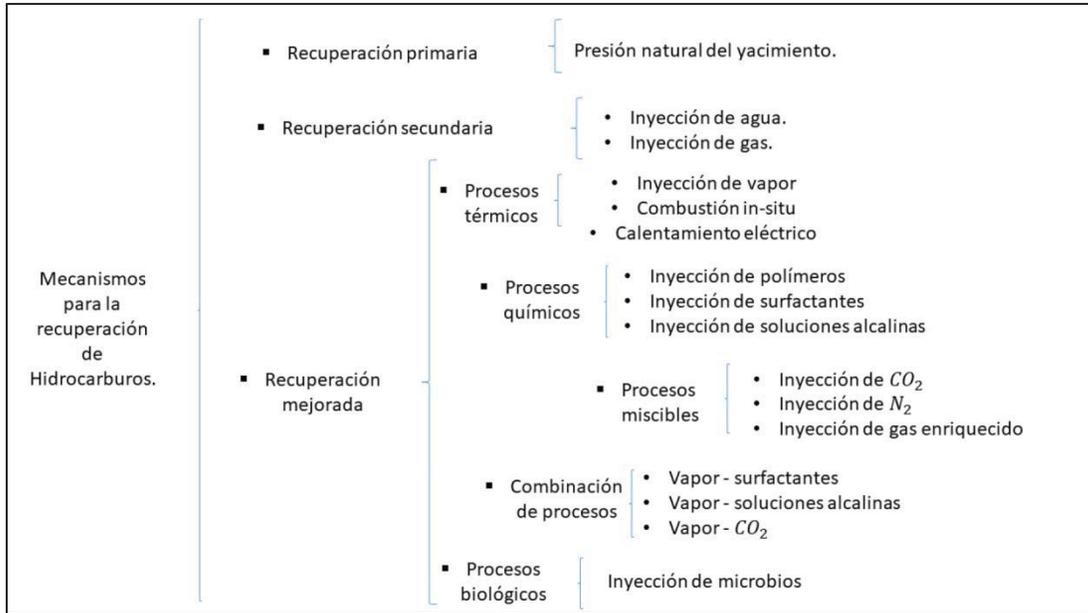


Figura 1. Tipos de Mecanismos para la Recuperación de Hidrocarburos. Fuente (Ramírez, 2017)

### 3.2.2.1. Recuperación primaria

Es la generada por los mecanismos de drenaje o energía naturalmente existente en los yacimientos de hidrocarburos tales como la expansión monofásica, la presencia de gas disuelto, casquetes de gas, acuíferos, segregación gravitacional, etc. (Paris de Ferrer, 2001). En la figura 2, se presenta la eficiencia de recobro de los diferentes mecanismos de producción primaria.

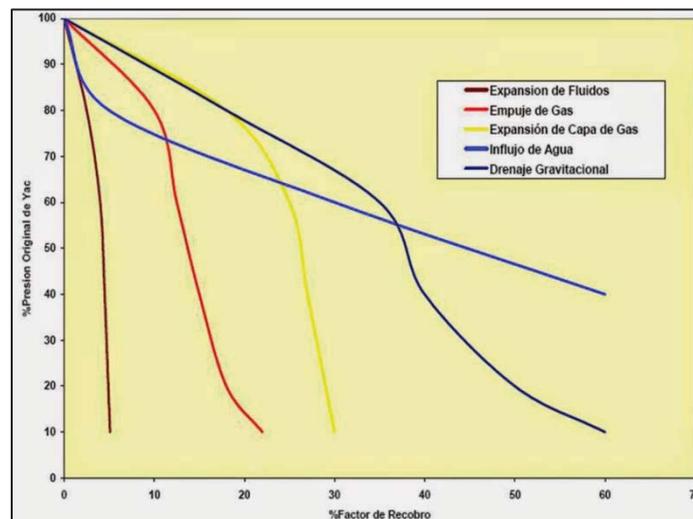


Figura 2. Recobro de Petróleo por los Diferentes Mecanismos de Producción Primaria. Fuente (Paris de Ferrer, 2001)

### 3.2.2.2. Recuperación secundaria

Ha sido tradicionalmente implementada en una segunda etapa fundamentalmente para contrarrestar el declino de la producción primaria. Dentro de esta categoría se incluyeron a la inyección de agua y a la inyección de gas, los cuales se aprecian en la figura 3, procesos cuya finalidad principal es la de mantener la presión del yacimiento (Paris de Ferrer, 2001).

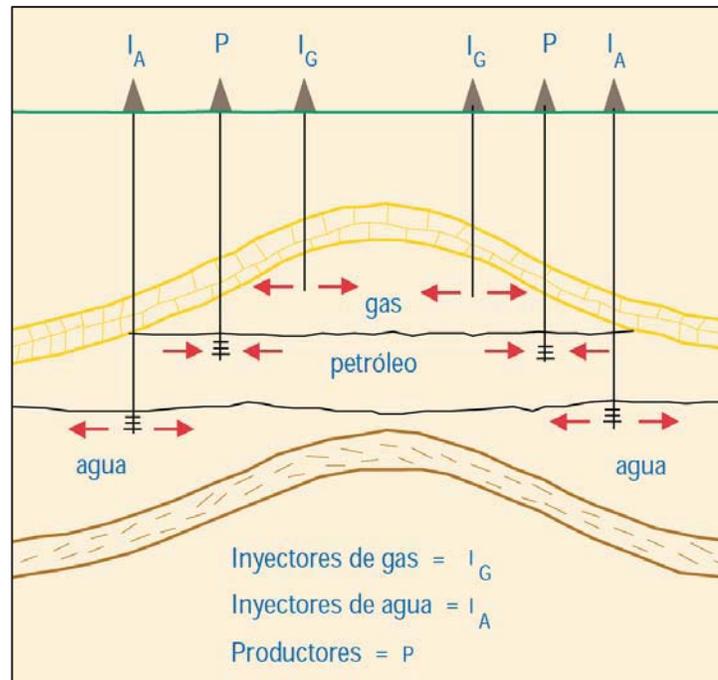


Figura 3. Inyección de Agua e Inyección de Gas. Fuente (Barberii, 1998)

### 3.2.2.3. Recuperación mejorada

Es producto de las técnicas de recuperación implementadas con posterioridad a la inyección de agua y/o gas. Estas técnicas por lo general consisten en la inyección de materiales o productos normalmente no presentes en el yacimiento como diversos gases miscibles, solventes, productos químicos, energía térmica, etc. (Paris de Ferrer, 2001). En la figura 4, se ilustra un sistema de inyección de vapor (energía térmica), donde se observa la distribución de fluidos.

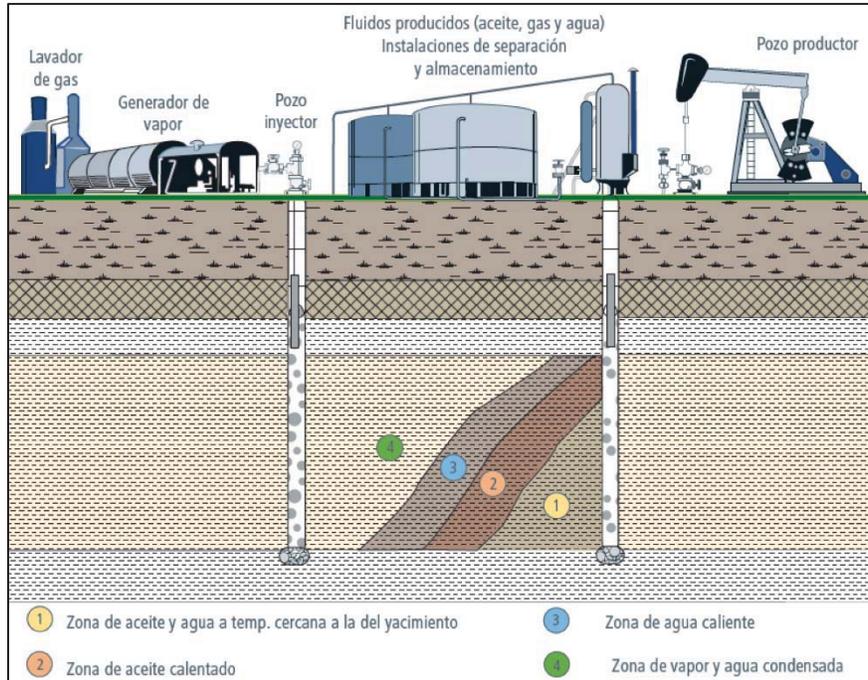


Figura 4. Sistema de Inyección de Vapor. Fuente (Martínez, 2016)

En la figura 5 se muestra un diagrama que compara los porcentajes del volumen de explotación de hidrocarburo con las tres etapas de recuperación.

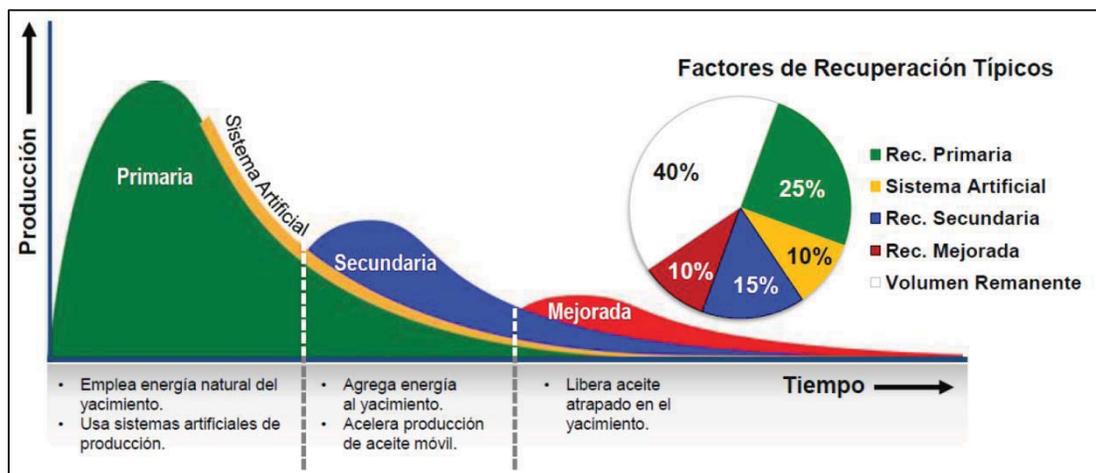


Figura 5. Diagrama de Porcentajes de Recuperación de Hidrocarburos según la Etapa de Explotación. Fuente (Ramírez, 2017)

### 3.2.3. Mecanismos de producción primaria

#### 3.2.3.1. Gas en solución

El primer mecanismo de empuje primario es por gas en solución, el cual se observa en la figura 6. Cuando la presión del yacimiento está por encima de la presión de burbuja, permite que el gas que está disuelto en el petróleo se expanda, por lo que a medida que la presión vaya declinando se producirá una expansión del petróleo con el gas disuelto, lo que provocará que el fluido sea empujado hacia los pozos productores (Alfonzo et al., 2007). Cuando existen condiciones adecuadas de las rocas y los fluidos, puede dar origen a un casquete de gas secundario que contribuye al aumento de la recuperación (PDVSA, 2013).

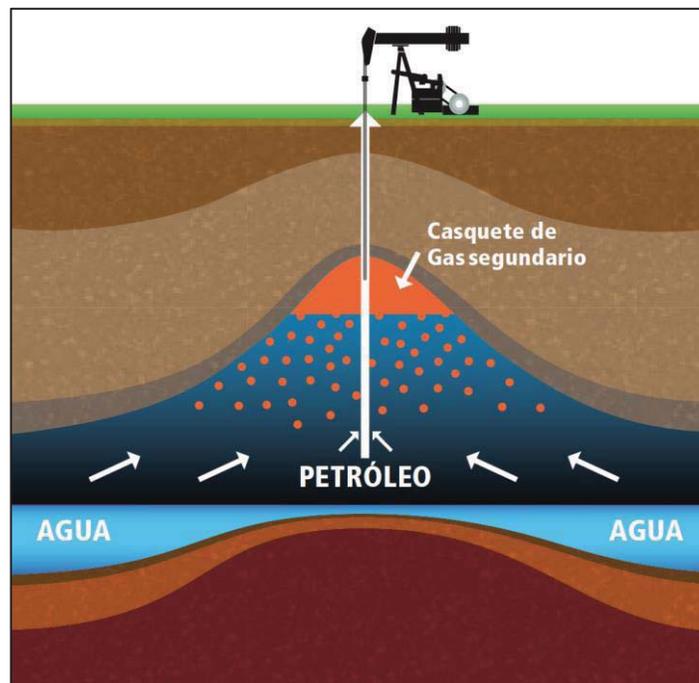


Figura 6. Empuje por Gas en Solución. Fuente (PDVSA, 2013)

#### 3.2.3.2. Empuje por agua

Este mecanismo se produce cuando la presión del yacimiento empieza a declinar, lo que crea un diferencial de presión por el contacto agua petróleo, esto permite que el acuífero invada al yacimiento de petróleo, ocasionando una intrusión de agua, lo cual ayuda a mantener la presión del yacimiento y hace un desplazamiento inmisible del petróleo en la parte invadida (Alfonzo et al., 2007). En la figura 7, se muestra un esquema de empuje por agua.

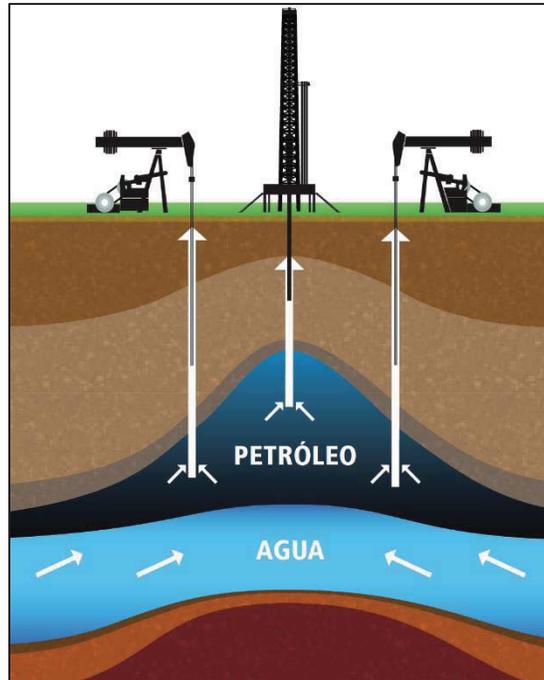


Figura 7. Empuje por Agua. Fuente (PDVSA, 2013)

### 3.2.3.3. Capa de gas

El empuje producto por la capa de gas, se debe a una declinación de la presión, la cual origina la expansión de la capa de gas. Este tipo de mecanismo se da en algunos yacimientos donde la presión inicial del yacimiento es igual o menor a la presión de burbuja, por lo tanto, el gas en el yacimiento no sólo se encuentra disuelto en él, sino que hay una capa de gas inicial (Mahia, 2014). En la figura 8, se ilustra un esquema de empuje por capa de gas.

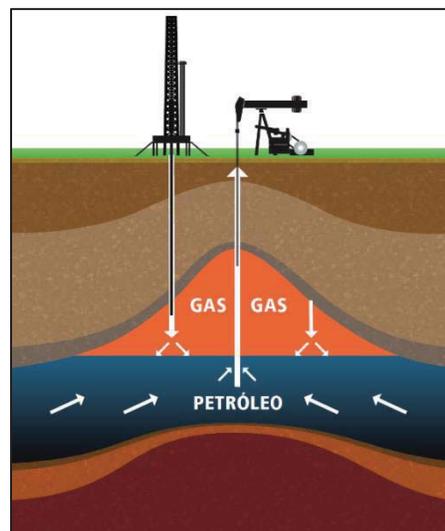


Figura 8. Empuje por Capa de Gas. Fuente (PDVSA, 2013)

### 3.2.3.4. Por segregación gravitacional

Este mecanismo se da cuando el gas libre se mueve hacia el tope del yacimiento a medida que se produce el petróleo. El petróleo se va a la base del yacimiento debido a la permeabilidad vertical, la cual debe ser alta y así permite que las fuerzas gravitacionales sean mayores a las fuerzas viscosas dentro del yacimiento (Mahia, 2014). En la figura 9 se presenta un esquema de segregación gravitacional.

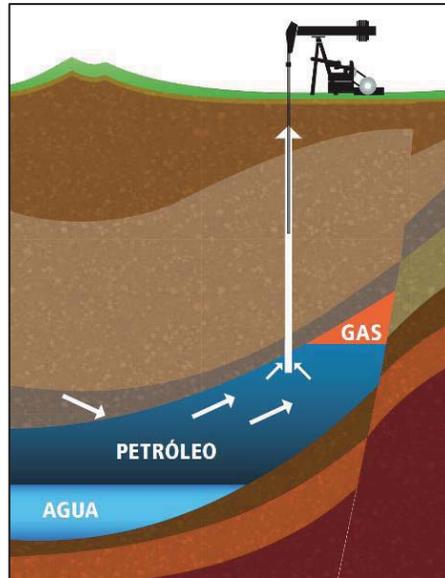


Figura 9. Segregación Gravitacional. Fuente (PDVSA, 2013)

### 3.2.3.5. Por compactación

La expulsión de líquido o gas del yacimiento, causa una reducción en la presión de los fluidos dentro de los poros, y consecuentemente un incremento en la presión de los granos. Este incremento de presión entre los granos causará que el yacimiento se compacte y esto, a su vez, conduce a una subsidencia en la superficie del terreno. El factor que regula el grado de compactación es la compresibilidad de los poros ( $C_f$ ). Todos los yacimientos conllevan un elemento del empuje por compactación, que resulta del agotamiento de la presión (Mahia, 2014).

## 3.2.4. Mecanismo de recuperación secundaria

### 3.2.4.1. Inyección de agua

Este método consiste en inyectar agua en la estructura más profunda del yacimiento con el objeto de incrementar la producción de petróleo; esto es posible porque, al inyectar agua, la

presión del yacimiento se mantiene constante y en algunos casos aumenta. También, el agua permite el desplazamiento del crudo y así aumenta la recuperación. La ventaja de la inyección de agua es que permite una buena eficiencia de desplazamiento (Alfonzo et al., 2007). En la figura 10 se observa un esquema de inyección de agua.

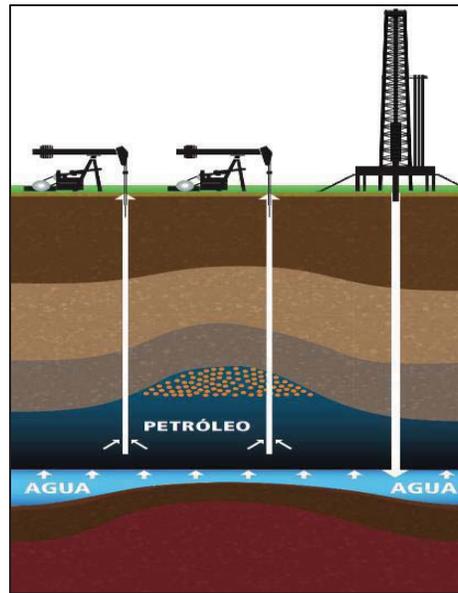


Figura 10. Inyección de Agua. Fuente (PDVSA, 2013)

Una vez estudiado los principales mecanismos de producción de petróleo, a continuación, se hará referencia a la inyección de gas como mecanismo de recuperación secundaria establecida para esta investigación.

### 3.2.4.2. Inyección de gas

Esto consiste en inyectar gas en el yacimiento. El gas no sólo desplaza al petróleo, sino que también reduce su viscosidad, con lo que el crudo fluye más rápido a una presión dada (Alfonzo et al., 2007). En la figura 11 se muestra un esquema de inyección de gas.

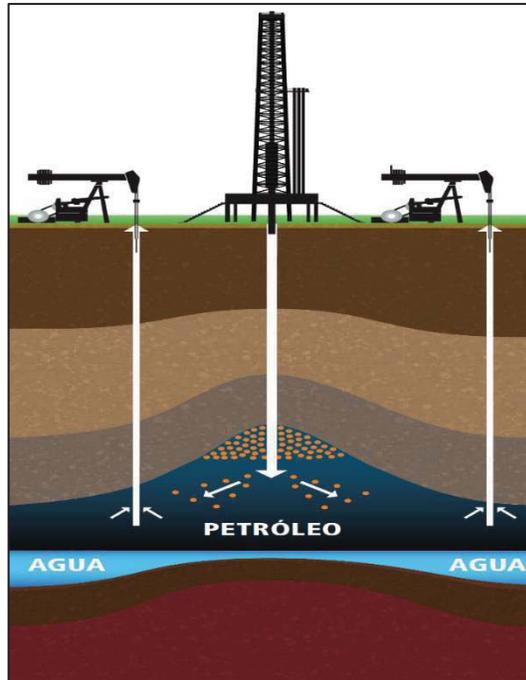


Figura 11. Inyección de Gas. Fuente (PDVSA, 2013)

La inyección de gas es el proceso de inyección de fluido más antiguo. El propósito de usar el gas es para mantener la presión y restaurar la producción de los pozos. Las primeras inyecciones de gas se hicieron para aumentar inmediatamente la productividad del pozo y fueron catalogados como proyectos de mantenimiento de presión, últimamente se ha usado la inyección de gas para mejorar el factor de recobro por lo que es considerado un método de recuperación mejorada (Mahia, 2014).

Como técnica de recobro mejorado, la inyección de algún fluido además de aumentar la energía del yacimiento, desplaza el petróleo hacia los pozos productores. El éxito de este método depende principalmente de dos cosas, la forma en cómo el fluido inyectado desplaza al petróleo (eficiencia de desplazamiento) y el volumen del yacimiento con el cual el fluido inyectado haga contacto (eficiencia de barrido) (Mahia, 2014).

Generalmente el gas por ser el fluido de mayor movilidad en el yacimiento genera un menor recobro que otros fluidos como el agua. De igual forma tiene ventajas económicas debido a que tiene un bajo costo y es de fácil inyección, siempre y cuando se cuente con los volúmenes necesarios y un compresor que los pueda manejar. Por esta razón la inyección de gas se mantiene como el método de recobro secundario preferido en algunas circunstancias (Combs et al, 1971).

La inyección de gas puede ser un proceso de desplazamiento miscible o inmisible. Las características del petróleo y el gas a ciertas condiciones de temperatura y presión de la inyección determinan cual será el tipo de proceso. El gas puede ser inyectado en el yacimiento para mantener la presión (inyección de gas dispersa o interna) o inyectar en un banco de gas para barrer el petróleo hasta los productores (inyección en capa de gas) (Mahia, 2014).

Cálculos teóricos hechos por Muskat (1946) muestran que el recobro aumenta junto al mantenimiento de la presión, particularmente en casos donde se tiene petróleo con alto factor volumétrico. En esos cálculos algunas propiedades físicas no son tomadas en cuenta.

El principal problema que se tiene al inyectar gas es su alta movilidad con respecto al fluido desplazado y la amplia variación de la permeabilidad. Se necesita mayor control y cuidado al momento de realizar una inyección de gas en comparación a una inyección de agua (Mahia, 2014).

El efecto de la permeabilidad del yacimiento interfiere en la eficiencia de barrido, esto puede ser evaluado satisfactoriamente por una prueba piloto, obteniendo de la misma el volumen de gas requerido, una vez hecho esto se puede diseñar el sistema de inyección, es decir el compresor y estimar el número de pozos requeridos para dicha inyección (Mahia, 2014).

Las operaciones de inyección de gas se clasifican en dos tipos que son: la inyección de gas interna o dispersa y la inyección de gas externa (Obregón et. al., 2011).

- **Inyección interna o dispersa**

Consiste en inyectar el gas en el lugar donde se encuentra el petróleo, dicha inyección se utiliza por lo general en yacimientos sin capa de gas inicial, por empuje por gas disuelto y donde no hay tendencia a desplegarse una capa de gas secundaria (Obregón et. al., 2011).

Características según Obregón et. al. (2011):

- Se utiliza en yacimientos homogéneos, con poca inclinación y con poco espesor.
- Se necesita una gran cantidad de puntos de inyección, los cuales son ordenados de tal manera que el gas inyectado se distribuya por toda la zona de producción como se muestra en la figura 12. El ordenamiento estará sujeto al tipo de yacimiento.
- La permeabilidad efectiva del gas debería ser baja.

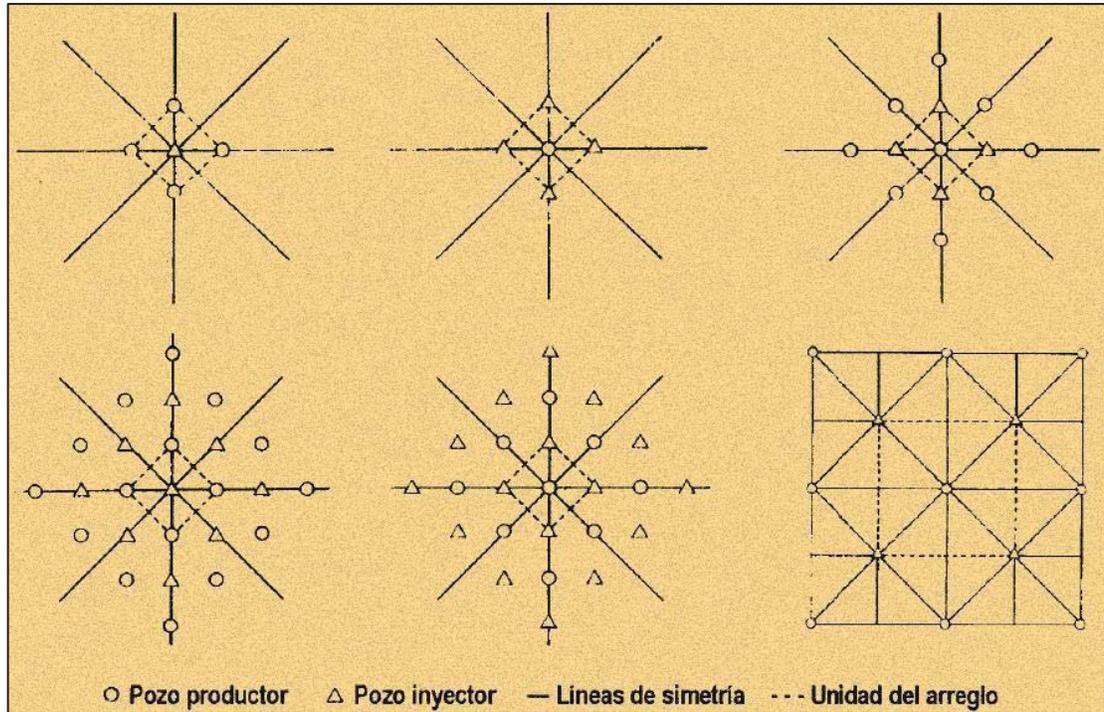


Figura 12. Selección de Diferentes Patrones de 5 pozos para Inyección de Gas Dispersa. Fuente (Paris de Ferrer, 2001)

De acuerdo a Rangel (2012) sus ventajas son:

- Es posible orientar el gas inyectado hacia la zona más apropiada.
- La cantidad de gas inyectado puede optimarse mediante el control de la producción e inyección de gas.

De acuerdo a Rangel (2012) sus desventajas son:

- La eficiencia de recuperación mejora muy poco o nada, como consecuencia del relieve estructural o el drene gravitacional.
- La eficiencia de barrido es inferior a la que se logra con la inyección externa.
- Los canales formados por la alta velocidad de flujo originan que la eficiencia de la recuperación sea inferior que la externa.
- La cantidad de pozos de inyección requerida aumenta el costo operación.

- **Inyección externa**

Es el proceso de inyección de gas cerca del borde o cresta de producción del yacimiento (figura 13), lugar donde está la capa de gas, bien sea primaria o secundaria, de tal manera que el petróleo es desplazado hacia abajo (Obregón et. al., 2011).

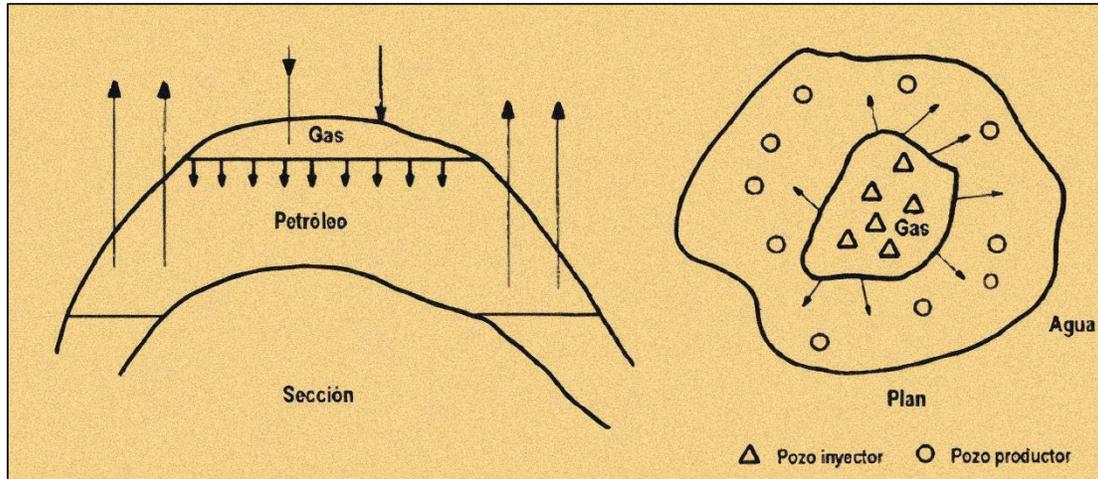


Figura 13. Inyección de Gas Externa. Fuente (Latil, 1980)

Características según Obregón et. al. (2011):

- Se utiliza en yacimientos de espesor apreciable, para lograr el desplazamiento del petróleo mediante el empuje por la capa de gas.
- Se aplica en yacimientos con buena permeabilidad vertical.
- Deben tener alto buzamiento.
- Se ubican los pozos de producción de tal manera que cubran gran parte del área donde es inyectado el gas.

De acuerdo a Rangel (2012) sus ventajas son:

- Mayor eficiencia de barrido en comparación con la inyección interna.
- Los beneficios obtenidos de la segregación gravitacional son mayores.

De acuerdo a Rangel (2012) sus desventajas son:

- Requiere buena permeabilidad vertical del yacimiento.
- Es necesario controlar la producción de gas libre de la zona de petróleo.
- Las intercalaciones de lutitas, así como las barreras, son inconvenientes para la inyección de gas externa.

- **Arreglo de pozos**

Anteriormente los pozos eran espaciados de una manera irregular, sin embargo, una vez que se fue entendiendo el comportamiento de los yacimientos se dio origen a los arreglos y

espaciamientos uniformes, lo que significa que a la hora de planificar un proceso de recuperación secundaria el campo estaría desarrollado basándose en un arreglo regular entre pozos productores e inyectores formando figuras geométricas. En la actualidad existe una gran variedad de arreglos entre los pozos inyectores-productores, de los cuales los más comunes se ilustran en las figuras 14 y 15 (Morales, 2014).

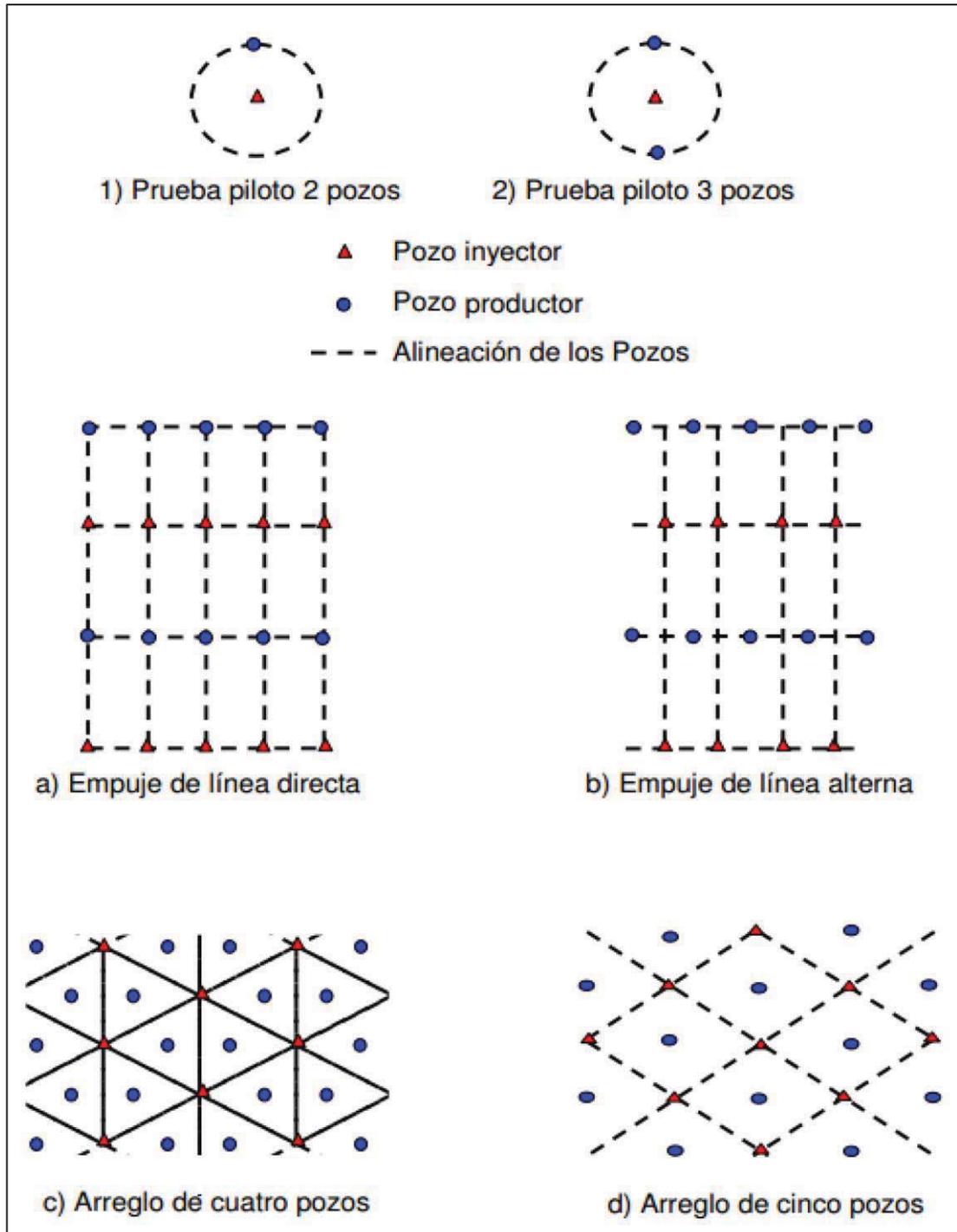


Figura 14. Diferentes Tipos de Arreglo de Pozos. Fuente (Morales, 2014)

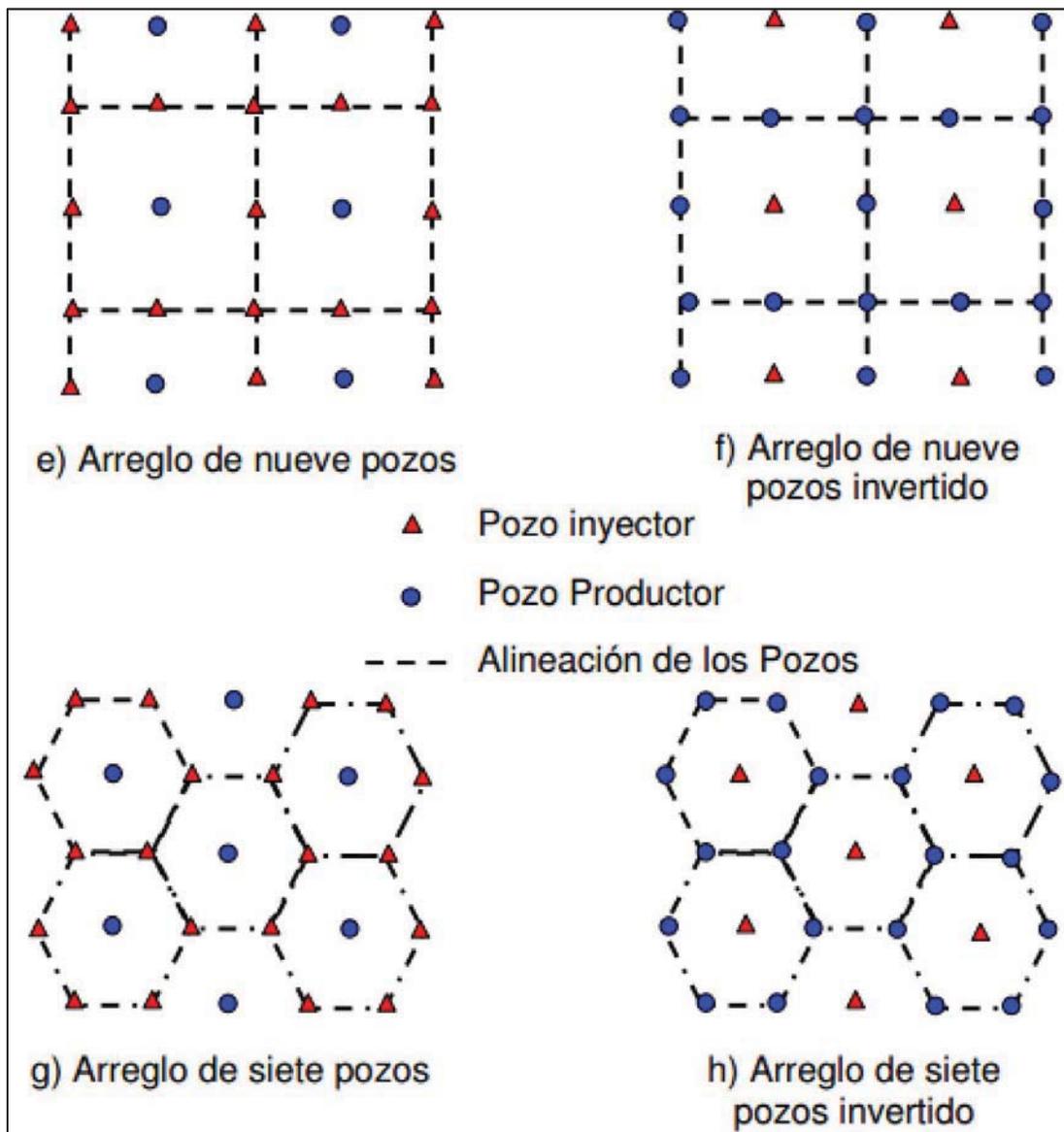


Figura 15. Diferentes Tipos de Arreglo de Pozos. Fuente (Morales, 2014)

Los factores que más influyen en la selección del tipo de arreglo son: la forma original en que ha producido el yacimiento, la permeabilidad del yacimiento, la viscosidad de los fluidos, la razón de movilidad, la razón pozos inyectores y productores, la estructura del yacimiento y las características geológicas del mismo; por ello, algunas veces también se utilizan arreglos irregulares en los yacimientos como el que se presenta en la figura 16 (Paris de Ferrer, 2001).

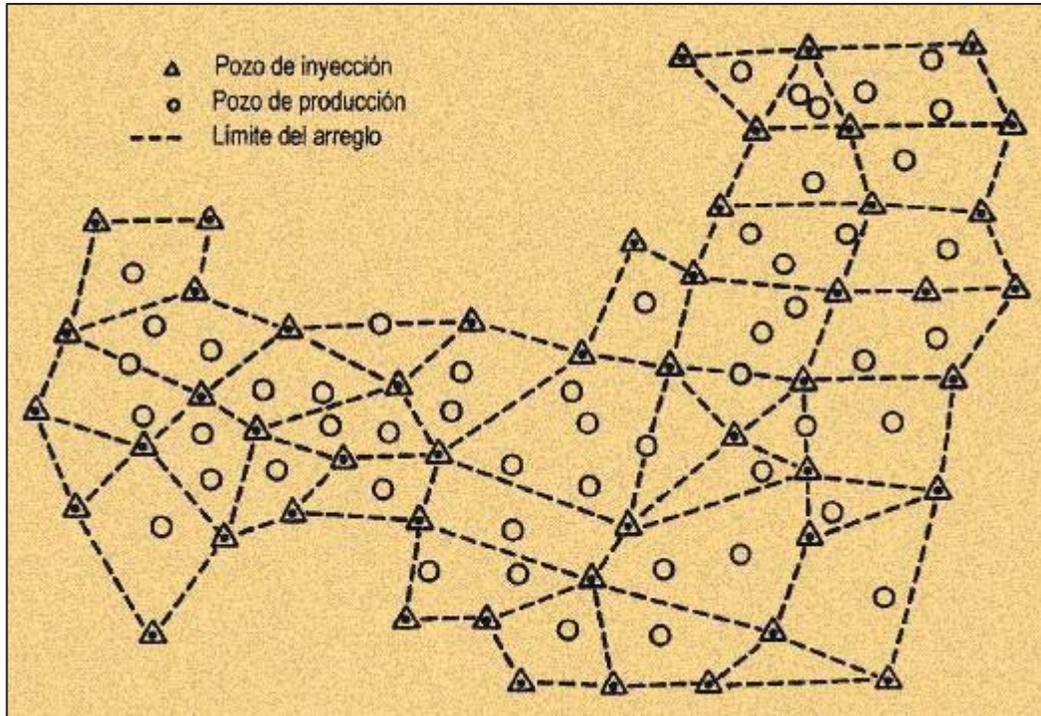


Figura 16. Arreglos Irregulares. Fuente (Paris de Ferrer, 2001)

- **Recomendaciones para esquemas de inyección de gas**

Paris de Ferrer (2001) recomienda:

- Usar la inyección en arreglos de cinco, siete y nueve pozos en yacimientos con poco buzamiento y cierto grado de heterogeneidad, pues han resultados más beneficiosos que los arreglos en línea.
- Utilizar arreglos en línea en yacimientos inclinados, pues permiten lograr un buen control del frente de barrido.
- Usar un arreglo de siete pozos invertido, si la movilidad del fluido desplazante es mayor que la del petróleo.

En la práctica, la selección del tipo de arreglo depende de la distribución geométrica de los pozos existentes y, finalmente, de los análisis económicos de los planes de explotación, los cuales se realizan con modelos analíticos o numéricos de los yacimientos (Paris de Ferrer, 2001).

- **Mecanismos de desplazamiento por inyección de gas**

- Aumento de la energía del yacimiento: el gas inyectado aumenta la energía del yacimiento, efecto transitorio que dura solo un corto tiempo, lo cual puede ser el

principal efecto cuando los períodos de inyección de gas son cortos (Paris de Ferrer, 2001).

- Eliminación de depósitos sólidos: la tasa de flujo de petróleo aumenta al eliminar del pozo inyector o de las zonas adyacentes del yacimiento, los depósitos sólidos de hidrocarburos, como los asfáltenos. Hay que tener en cuenta, sin embargo, que el flujo de petróleo se reducirá como consecuencia del aumento de la saturación de gas (Paris de Ferrer, 2001).
- Vaporización: en algunos casos este mecanismo puede ser el causante de que se produzcan cantidades adicionales de petróleo por recuperación secundaria; una porción del petróleo contactado por el gas pobre inyectado se vaporiza y se mueve hacia los pozos productores en la fase de vapor (Paris de Ferrer, 2001).
- **Efecto de la variación de las tasas de inyección sobre el recobro del petróleo**

Según Paris de Ferrer (2001), el gas inyectado se disuelve en el petróleo y reduce su viscosidad y, por lo tanto, la resistencia al flujo cerca del pozo de inyección también se reduce. De esta manera, se forma un banco de petróleo de menor viscosidad alrededor del pozo. Solo se requieren reducciones moderadas para lograr los beneficios de este mecanismo, pero, para que esto ocurra, la eficiencia del contacto del gas inyectado y el petróleo debe ser buena.

Al variar las tasas de inyección el banco de petróleo de menor viscosidad se reduce, haciendo que el cambio de viscosidad produzca que la resistencia al flujo aumente, reduciendo la producción del mismo.

Elkins y Cooke (1949), notaron que el volumen de gas inyectado en asociación con el cambio de viscosidad del petróleo y su factor volumétrico son los principales factores determinantes en el recobro que se va a obtener. Para obtener el máximo beneficio del cambio de las propiedades físicas del petróleo se debe lograr que el gas contacte la mayor cantidad de petróleo posible.

- **Yacimientos candidatos para inyección de gas**

La decisión de utilizar la inyección de gas como método de recuperación secundaria dependerá del conocimiento y la información geológica, petrofísica y del comportamiento de la producción que se tenga del yacimiento. Existen yacimientos que por sus condiciones son prospectos para que la inyección de gas tenga éxito, entre ellos tenemos:

- Yacimientos que tengan capa de gas; debido a que al inyectar gas en la capa se mantiene alta la presión de la zona de petróleo entonces la permeabilidad relativa al petróleo se

mantiene alta y se produce mayor cantidad de petróleo y con una mayor tasa (Prats et al., 1973).

- Yacimientos con buena permeabilidad vertical y buzamiento; resultan con buen recobro por inyección de gas debido a la segregación gravitacional (Blackwell, 1971).
- Yacimientos que contienen petróleo volátil; la vaporización de los componentes livianos del petróleo resulta en una alta eficiencia de recobro (Cook et al., 1967), el gas rico generado por el contacto del gas pobre con el petróleo volátil al ser producido contribuye con la producción de petróleo. El factor de recobro es sustancialmente mayor al predicho por el método convencional de completa inmiscibilidad, el cual no considera la vaporización y el equilibrio entre la fase del petróleo y el gas inyectado (Cook et al., 1967).

### 3.2.5. Curvas de declinación

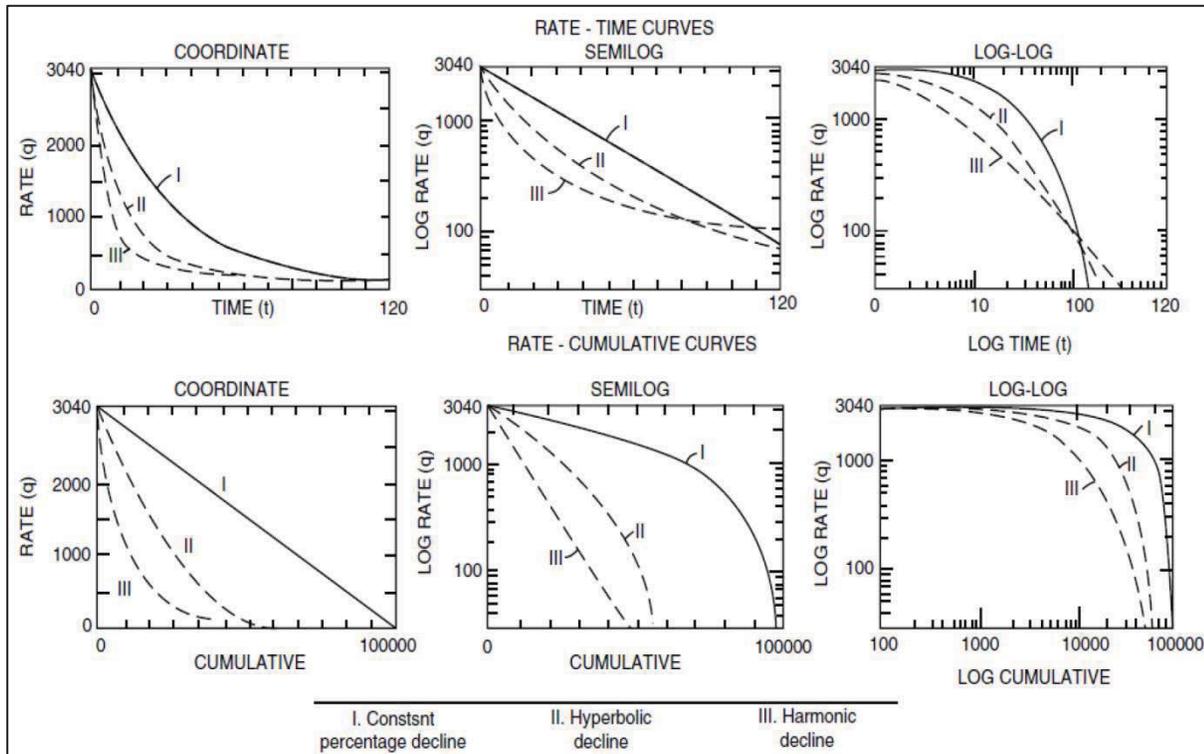
Las curvas de declinación son un modelo de estimación de perfiles de producción que utilizan datos de los historiales de producción de un campo o yacimiento para predecir su comportamiento futuro mediante un modelo gráfico y/o analítico. Un punto importante de utilizar las curvas de declinación es que todos los factores que influyeron en la curva conservan su eficacia durante la vida productiva del campo o yacimiento. En cuanto a la estimación de perfiles de producción utilizando propiedades e información del yacimiento, las curvas de declinación son el modelo más sencillo que existe en la práctica profesional y puede llegar a ser de gran precisión (Cuba, 2012).

En 1945, Arps crea los fundamentos del análisis de curvas de declinación proponiendo unas curvas matemáticas empíricas (Cuba, 2012). La ecuación de declinación empírica de Arps (ecuación 1) representa la relación de la tasa de petróleo con el tiempo.

$$q(t) = \frac{q_i}{(1+n \times D_i \times t)^{\frac{1}{n}}} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde  $q$  es la tasa de petróleo para el tiempo de producción  $t$ ,  $q_i$  es la tasa inicial y  $n$  y  $D_i$  son constantes, siendo  $D_i$  la declinación del yacimiento y  $n$  el exponente de declinación. La ecuación anterior puede ser reducida en dos casos especiales: Cuando  $n=1$  y cuando  $n=0$ . En el caso de  $n=0$  representa la declinación exponencial y  $n=1$  representa la declinación armónica. Para el caso en que  $0 < n < 1$  la ecuación anterior es definida como declinación hiperbólica (Cuba, 2012).

Cada uno de los tipos de curvas de declinación tiene una curvatura diferente. Cuando la tasa de flujo es graficada vs el tiempo o producción acumulada en escala cartesiana, semi-log y log-log se observa la forma característica de cada uno de los tipos de declinación (Figura 17). Las características principales de estas curvas de declinación pueden ser usadas para seleccionar que modelo de declinación de tasa es el apropiado para describir la relación tasa-tiempo de un sistema de hidrocarburo (García y Campos, 2011).



**Figura 17. Comportamiento de las curvas de declinación, graficada en papel cartesiano, semi-log y log-log. (García y Campos, 2011)**

- **Para declinación Exponencial:** Una línea recta será el resultado cuando se grafica tasa de flujo vs tiempo en una escala semi-log, y también cuando en una escala cartesiana se grafica tasa de flujo vs producción acumulada.
- **Para declinación Armónica:** Tasa vs producción acumulada es una línea recta sobre una escala semi-log; en todos los otros tipos la declinación tiene alguna curvatura.
- **Para declinación Hiperbólica:** Ninguna de las escalas nombradas (semi-log, cartesiana, y log-log) produciría una línea recta para una declinación hiperbólica. Sin embargo, si la tasa de flujo es graficada vs el tiempo en papel log-log, el resultado de la curva podría ajustarse.

### **3.2.6. Gas natural**

El gas natural es la mezcla de hidrocarburos gaseosos, principalmente metano, y otros hidrocarburos denominados Líquidos del Gas Natural (LGN), tales como etano, propano y butano, entre otros (U.S. Energy Information Administration, 2012); conteniendo, además, pequeñas cantidades de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), sulfuro y nitrógeno, así como gases inertes y metales pesados. Se encuentra en el subsuelo en estructuras geológicas denominadas yacimientos y en las formas de gas natural asociado, el cual está en contacto con el petróleo o disuelto en él y en gas natural no asociado, el cual está en forma gaseosa en los yacimientos y no está asociado a cantidades significativas de petróleo o de condensados (Rodríguez, 2010).

Del gas natural se pueden obtener diferentes cortes que son comercialmente valiosos, entre los cuales están: el Gas Metano, cuya mezcla de hidrocarburos contiene principalmente metano y cumple, a su vez, con las normas técnicas aplicables para su transporte y comercialización, que puede ser obtenido a través del tratamiento, procesamiento o mezcla del gas, de la refinación del petróleo o de la explotación directa de los yacimientos de hidrocarburos naturales o de otros fósiles; el Gas Licuado de Petróleo (GLP), el cual es la mezcla de hidrocarburos gaseosos, obtenida del procesamiento del gas natural o de la refinación del petróleo, que a condiciones determinadas de presión y temperatura se mantiene en estado líquido, compuesta principalmente de propano, pudiendo contener otros hidrocarburos en menores proporciones, y también se puede obtener los Líquidos del Gas Natural (LGN), los cuales son porciones líquidas obtenidas del gas natural en instalaciones de campo o plantas de procesamiento, incluidos etano, propano, butano, pentano, gasolina natural y condensados de planta (Rodríguez, 2010).

### **3.2.7. Procesamiento del gas natural**

El tratamiento del gas natural es realizado en un conjunto de equipos, cuya operación elimina o minimiza las impurezas que contiene el gas natural como el agua, (deshidratación), el azufre y el dióxido de carbono, (endulzamiento,) quedando así listo para su procesamiento y posterior comercialización de sus componentes. El procesamiento del gas además de arrojar beneficios económicos al obtener el LGN, también proporciona su adecuación a las condiciones internacionales establecidas para el gas enviado a los centros de consumo (Caro et al., 2009).

Las operaciones necesarias para que el gas natural pueda ser procesado y comercializado se presentan en la figura 18, se debe destacar que algunas de estas operaciones son opcionales dependiendo de la composición del gas que proviene del pozo.

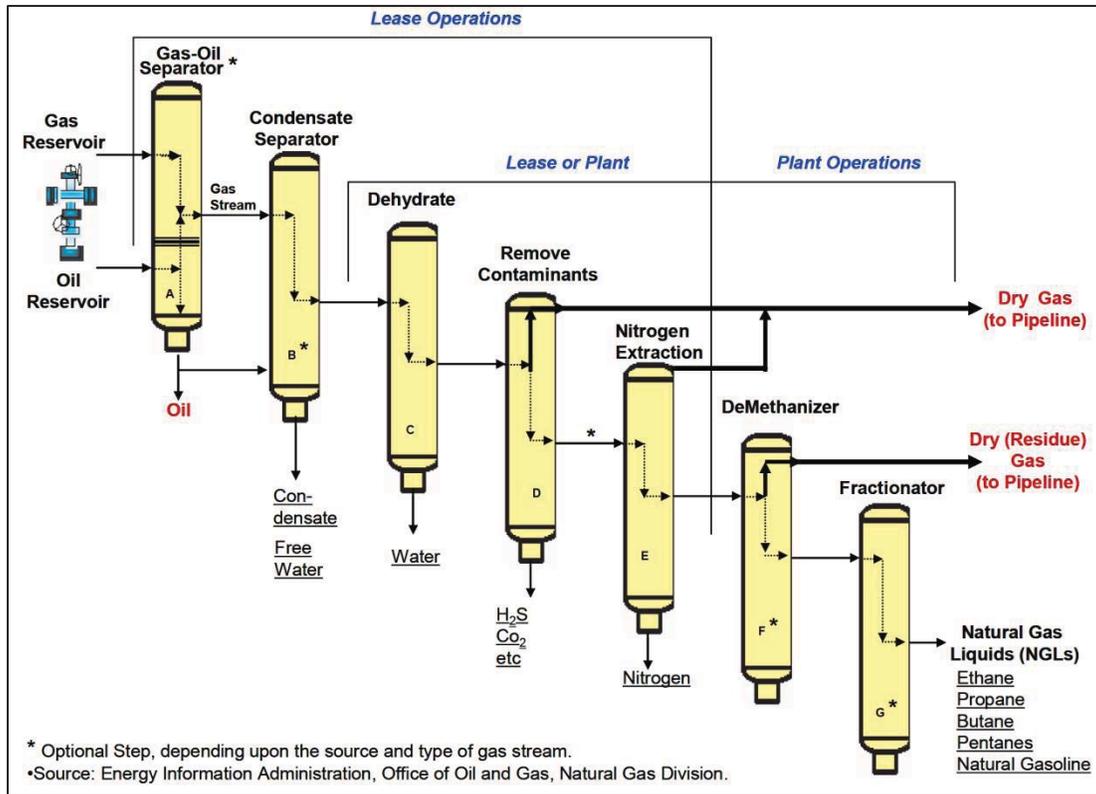


Figura 18. Diagrama General del Procesamiento del Gas Natural. Fuente (U.S. Energy Information Administration, 2006)

Las secciones principales en que se puede dividir el sistema de procesamiento de gas natural según Ghosh et al. (2009) se explican a continuación:

### 3.2.7.1. Separación de gas-petróleo

Este proceso se lleva a cabo cuando la extracción del gas natural proviene de una fuente asociada al petróleo. Al salir del pozo la mezcla contiene gas natural y petróleo, la cual se somete a un proceso de reducción de presión para lograr separar el gas del líquido, se usa un tanque cerrado convencional para este procedimiento. El gas logra separarse del líquido por la diferencia de gravedad específica de los compuestos, sin embargo, en algunos casos esta separación debe realizarse en múltiples etapas, mediante el uso de separadores. Estos separadores son comúnmente estructuras cilíndricas cerradas, montadas horizontalmente con una entrada y salidas por el tope para remover el gas y por el fondo para remover el petróleo (García, 2012). La separación se logra calentando y enfriando alternativamente mediante la compresión de la corriente de flujo a través de múltiples pasos (Salinas y Guerrero, 2018). El diseño de un separador horizontal se muestra en la figura 19.

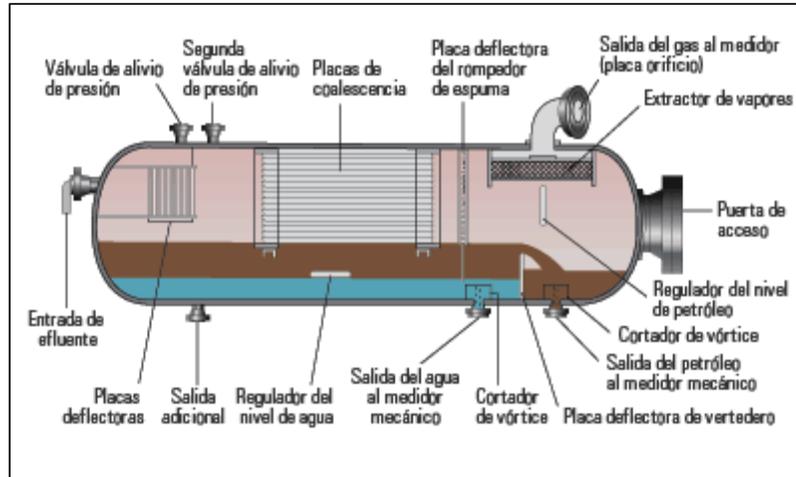


Figura 19. Esquema de un Separador Horizontal. Fuente (Schlumberger, 2022)

### 3.2.7.2. Remoción de petróleo y condensados

Los condensados son removidos de la corriente que proviene del pozo a través del uso de separadores mecánicos. La corriente puede ser alimentada directamente a los separadores si el tanque de separación gas-petróleo no se necesita. Un separador de baja temperatura (Low Temperature System, LTS, por su sigla en inglés) es el más usado frecuentemente en pozos que producen gas a alta presión junto con petróleo liviano, estos equipos usan diferencia de presiones para enfriar el gas húmedo y así separar el petróleo y los condensados. El gas entra a altas presiones (mayor o igual a 600 psig) al separador de condensados donde se somete a una expansión brusca que baja la temperatura del mismo logrando condensar la mayoría de los compuestos para poder separarlos. En el caso del gas asociado al petróleo, es necesario separar el mismo del fluido en el que se encuentra disuelto para facilitar su transporte y el posterior procesamiento (Zorrilla, 2014). En la figura 20 se muestra un diagrama esquemático de un separador de baja temperatura.

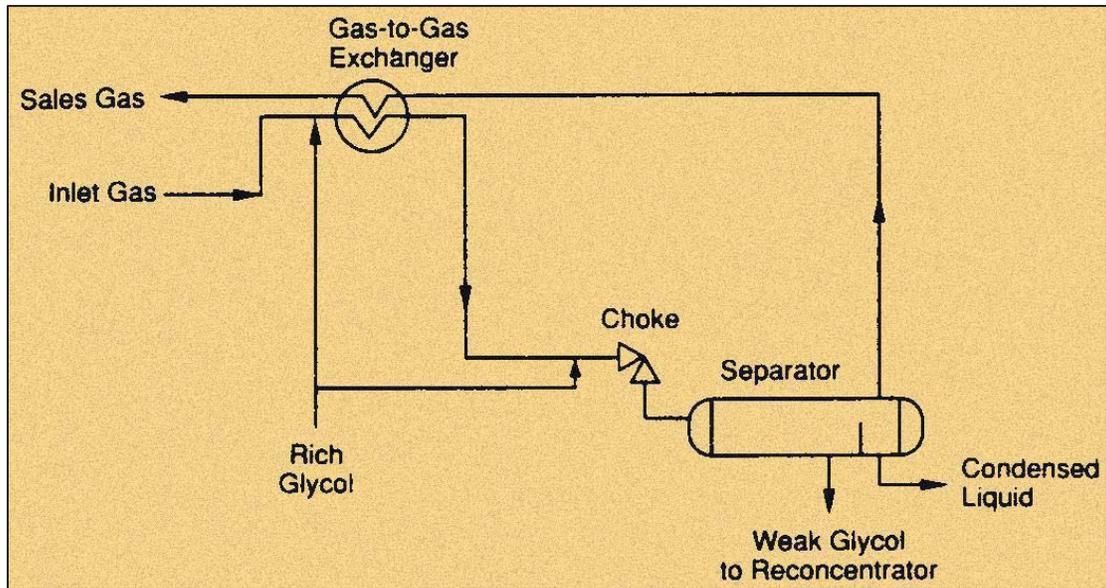


Figura 20. Sistema de Recuperación de Hidrocarburos Líquidos Mediante un Separador de Baja Temperatura. Fuente (Manning et al., 1991)

### 3.2.7.3. Deshidratación

La primordial razón de este proceso es remover el agua contenida en la corriente de gas la cual puede formar hidratos, que son partículas sólidas que causan problemas en las tuberías de transporte de los gases ya que ocasionan bloqueos y daños a las bombas que elevan la presión. El método frecuentemente empleado para remover agua es el uso de etilenglicol (deshidratación por glicol) como líquido desecante el cual sirve para absorber el vapor de agua de la corriente de gas. Esencialmente el gas húmedo se pone en contacto con etilenglicol en lo que se conoce como un contactor logrando extraer el agua del gas ya que esta quedará absorbida en el etilenglicol, luego esta mezcla es llevada a calderas que retiran el exceso de agua. Se puede usar un separador flash, que reduce la presión permitiendo que el metano e hidrocarburos livianos vaporicen, antes de las calderas para lograr separar las pequeñas cantidades de gas que el etilenglicol arrastra en el proceso de absorción y así aumentar la eficiencia del proceso (Ghosh et al., 2009). En la figura 21 se muestra un diagrama de un sistema de deshidratación por glicol.

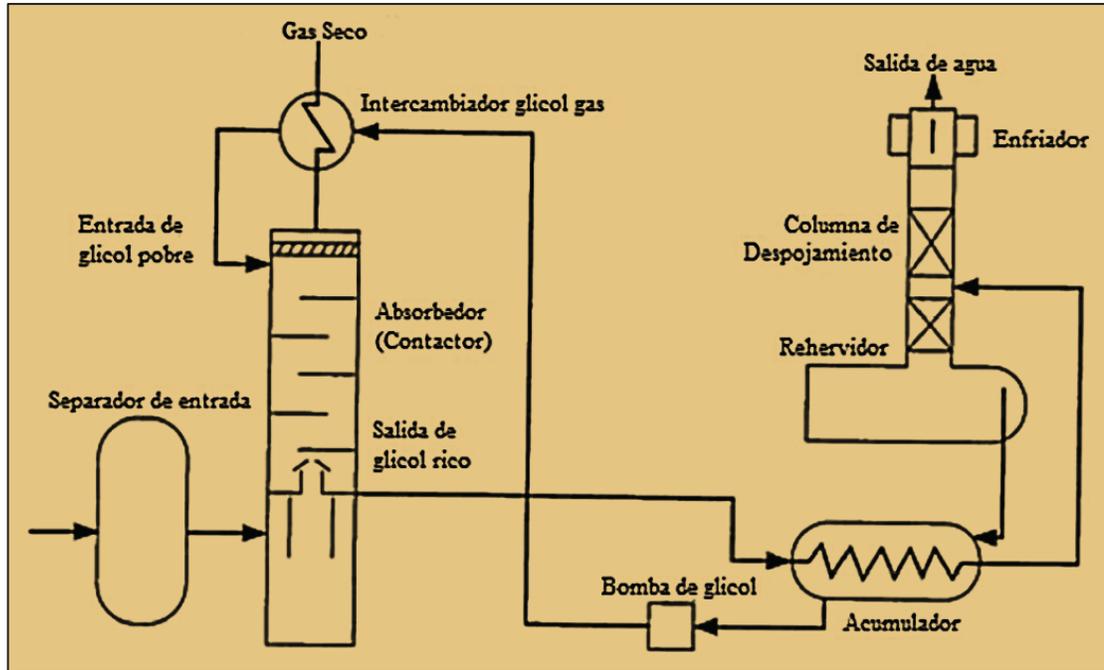


Figura 21. Sistema de Deshidratación por Glicol. Fuente (Ochoa et. al., 2011)

También pueden ser usados sólidos desecantes, los cuales consisten en una torre de adsorción donde el gas entra por el fondo de la torre y sale por el tope deshidratado, la torre contiene alúmina activada o un material granular de gel de sílice como adsorbedor. Normalmente se usan dos torres adsorbedoras las cuales se intercambian cuando la que está en operación deja de aportar gas cerca de las restricciones a agua mínimas debido a que el equipo necesita ser regenerado (Ghosh et al., 2009). El diseño esquemático de un sistema de deshidratación por desecantes sólidos se muestra en la figura 22.



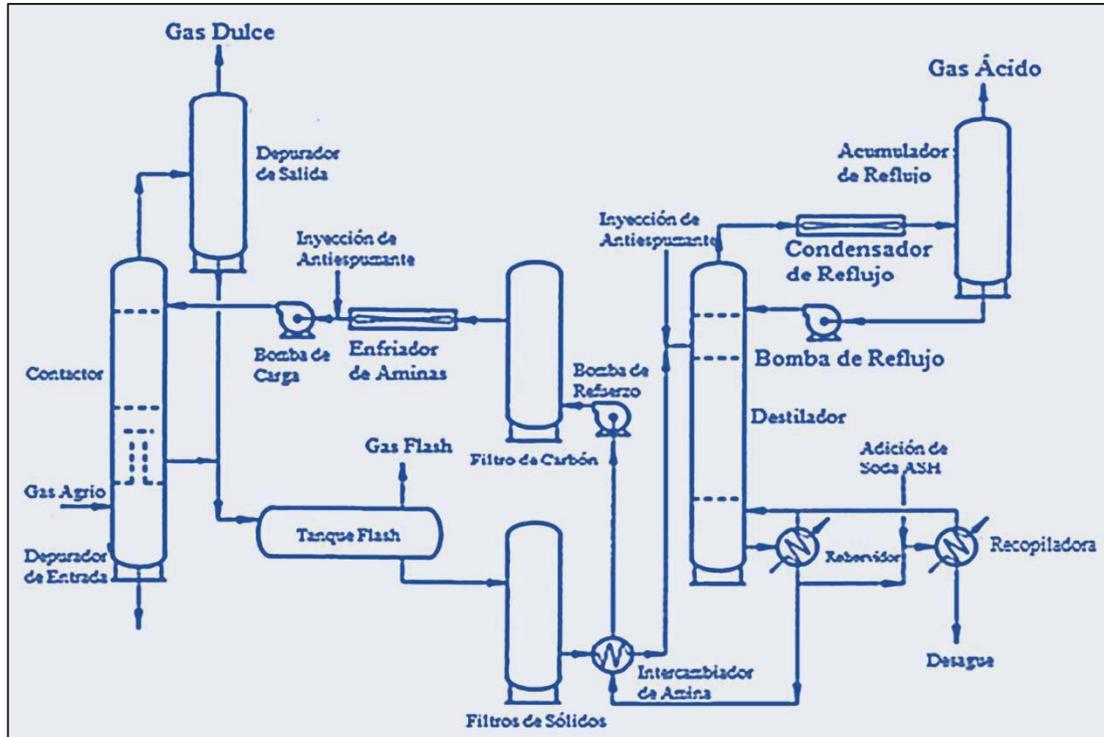


Figura 23. Proceso de Endulzamiento del Gas con Aminas. Fuente (Ochoa et al., 2011)

### 3.2.7.5. Extracción de nitrógeno

Para retirar este inerte del gas, la corriente entra en una unidad de eliminación de nitrógeno (NRU), el cual separa y ventea el nitrógeno criogénicamente. Otro tipo de planta separa el metano y los hidrocarburos pesados del nitrógeno usando un solvente absorbente, y luego estos son separados usando un tanque flash (Ghost et al., 2009).

### 3.2.7.6. Extracción y fraccionamiento

Una vez que el gas natural se encuentra libre de componentes que puedan entorpecer o evitar su libre procesamiento aguas abajo, se procede a extraer las fracciones licuables (LGN) a través de procesos químicos o físicos, o combinaciones de ambos. En general, estas fracciones están compuestas por etano y más pesados. El más liviano de todos, el metano, es enviado a los centros de consumo o bien a una planta de licuefacción de gas natural, (GNL), si es el caso. La corriente de LGN es enviada a la planta de fraccionamiento donde, mediante procesos físicos, se obtienen en forma pura o individual los hidrocarburos etano, propano, butanos, y más pesados (Caro et al., 2009).

### 3.2.8. Usos del gas natural

El gas natural tiene diversos usos en la rama industrial, comercial y residencial, así como también para el transporte de pasajeros y la generación eléctrica. Ofrece amplias ventajas en el

ahorro energético y en procesos industriales que requieren de ambientes limpios, procesos controlados y combustibles altamente eficientes (Ghosh, 2009).

A continuación, se muestra la utilidad del gas natural en cada uno de los sectores:

- **Sector Industrial:** El gas natural puede reemplazar ventajosamente a otros combustibles y puede ser utilizado como materia prima. Es altamente eficiente en la fabricación de la cerámica, el cemento y el vidrio. En la industria petroquímica, es utilizado para la producción de fertilizantes, metanol, entre otros. Este combustible puede sustituir a: carbón, gasolina, electricidad, diésel, gas licuado, kerosene y leña. Cuenta con diversas aplicaciones y procesos en: industria del cemento, generación de vapor, secado, industria de alimentos, tratamientos térmicos, sistema de calefacción, generación eléctrica, cocción de productos cerámicos, temple y recocido de metales, cogeneración, fundición de metales, producción de petroquímicos, hornos de fusión (García, 2012).
- **Sector Comercial:** En el sector comercial, se utiliza como combustible en restaurantes, panaderías, lavanderías, hospitales, entre otros (García, 2012).
- **Sector Doméstico:** El gas natural se utiliza en los hogares para la cocina, el servicio de agua caliente y la calefacción (García, 2012).
- **Sector Eléctrico:** El gas natural se ha convertido en el combustible más económico para la generación de electricidad y ofrece las mejores oportunidades en términos de aumento de rendimiento y reducción del impacto ambiental (García, 2012).
- **Sector Automotriz:** Generalmente se utiliza el gas natural comprimido (GNC), también conocido con el nombre de gas natural vehicular (GNV) como combustible en vehículos con motores de combustión interna en reemplazo de las gasolinas; tiene bajo costo y menor incidencia en la contaminación ambiental (García, 2012).

### 3.2.9. Quema y venteo del gas natural

El gas asociado que emerge junto al petróleo a la superficie durante la producción de petróleo, se elimina a veces en las instalaciones en tierra, venteándolo o quemándolo a la atmósfera (Zorrilla, 2014).

Se denomina quema a la combustión controlada del gas natural en operaciones rutinarias durante el procesamiento de petróleo y gas, la cual ocurre al final de la línea donde se encuentra el mechorrio o flama. Éste gas genera mayormente vapor de agua y dióxido de carbono (Kearns et al., 2000).

El venteo es la liberación controlada de gases a la atmósfera en el transcurso de las operaciones de producción de gas y petróleo. Estos gases pueden ser gas natural o algún otro vapor de hidrocarburo, vapor de agua, así como también, dióxido de carbono separados en el procesamiento del petróleo o gas natural. En el venteo, el gas natural asociado a la producción de petróleo es liberado directamente a la atmósfera y no es quemado. Un venteo seguro se garantiza cuando el gas es liberado a alta presión y el mismo es más ligero que el aire (Kearns et al., 2000).

A través del venteo se producen emisiones muy altas de metano, ya que el gas asociado alcanza la atmósfera sin quemarse. Esta operación posee un mayor impacto climático que la quema, ya que el metano posee un potencial de calentamiento global 34 veces más alto que el dióxido de carbono. El venteo ocurre cuando la combustión o utilización del gas excedente no es posible técnica o económicamente, por ejemplo, cuando la cantidad de gas, la presión de este o su poder calorífico es demasiado pequeña para mantener la combustión (Salinas y Guerrero, 2018).

Según Salinas y Guerrero (2018) las razones por la cual se quema o vendea el gas asociado son:

- Bajos precios del gas.
- Altos costos de inversión, especialmente cuando no existen las instalaciones para procesarlo y almacenarlo en regiones remotas.
- Falta de mercados cercanos.
- Alto contenido en componentes tóxicos del gas.
- No es posible geológicamente la inyección del gas en el yacimiento.
- Interrupción en la extracción de petróleo y gas.
- Estructuras de monopolio que dificultan o imposibilitan el almacenamiento en la red de gas.
- Altos costos de la licuefacción de gas

La práctica de la quema y venteo para eliminar los excedentes del gas natural es un desperdicio de una fuente de energía valiosa, y debido a la producción de CO<sub>2</sub> y las emisiones/perdidas de metano (CH<sub>4</sub>) al ambiente, contribuye al problema del calentamiento global (efecto de invernadero) y consecuentemente a los posibles cambios climáticos. No obstante, la quema y el venteo también son medidas de seguridad importantes que son utilizadas en las instalaciones de petróleo y gas, para garantizar que el gas y otros hidrocarburos se eliminan de manera segura en caso de emergencia, fallo eléctrico de los equipos u otros problemas en las plantas (Zorrilla, 2014).

### 3.2.10. LPG-SEP™. LPG recovery from associated gas

La compañía Membrane Technology & Research, Inc (2016) diseñó esta tecnología con la finalidad de solucionar un problema planteado de la siguiente manera: *“El gas asociado a menudo no puede usarse en pozos remotos y la corriente total tiene que ser quemada, desperdiciando un recurso valioso y contaminando el ambiente... La recuperación de GLP a partir de estos gases de combustión ahorra valiosos hidrocarburos y permite utilizarlos localmente”*.

De acuerdo con Membrane Technology & Research, Inc (2016), creador de esta tecnología, el sistema es considerado una buena opción para reducir la emisiones de “flare gas” mejor conocido como gas de quema, reduciendo considerablemente las emisiones de carbono mientras que la mayor parte de los BTU del gas asociado se recupera para uso local, mientras que para algunos casos de gas asociado el LPG-Sep™ permite que el metano remanente sea recuperado fácilmente en unidades de gas natural licuado, con la finalidad de utilizarlo como combustible para consumidores cercanos.

#### 3.2.10.1. Proceso realizado por la Tecnología

El LPG-Sep™ consiste básicamente en 4 pasos descritos a continuación:

1. Se recibe el gas de venteo y se envía un sistema de compresión a 350 psi aproximadamente.
2. El gas comprimido pasa a un sistema de enfriamiento donde se condensará el C<sub>3+</sub> aplicando un proceso de enfriamiento por agua a 60 °F.
3. Este flujo se divide en dos, un gas pobre y unos LGN condensados; en el caso del gas condensado o líquidos de gas natural, pasan a un proceso de fraccionamiento donde se produce el GLP requerido y condensados para almacenamiento y comercialización.
4. Con respecto al gas pobre que se obtiene del proceso de enfriamiento, es enviado a un separador de membrana, el cual tiene la finalidad de separar los líquidos remanentes en esta corriente para reinyectarlos al sistema de compresión, mientras que el metano y etano correspondiente al gas pobre, será destinado a producción para consumo interno o local.

En el siguiente esquema observado en la figura 24, se puede observar el proceso descrito para el procesamiento del gas aplicado por LPG-Sep™.

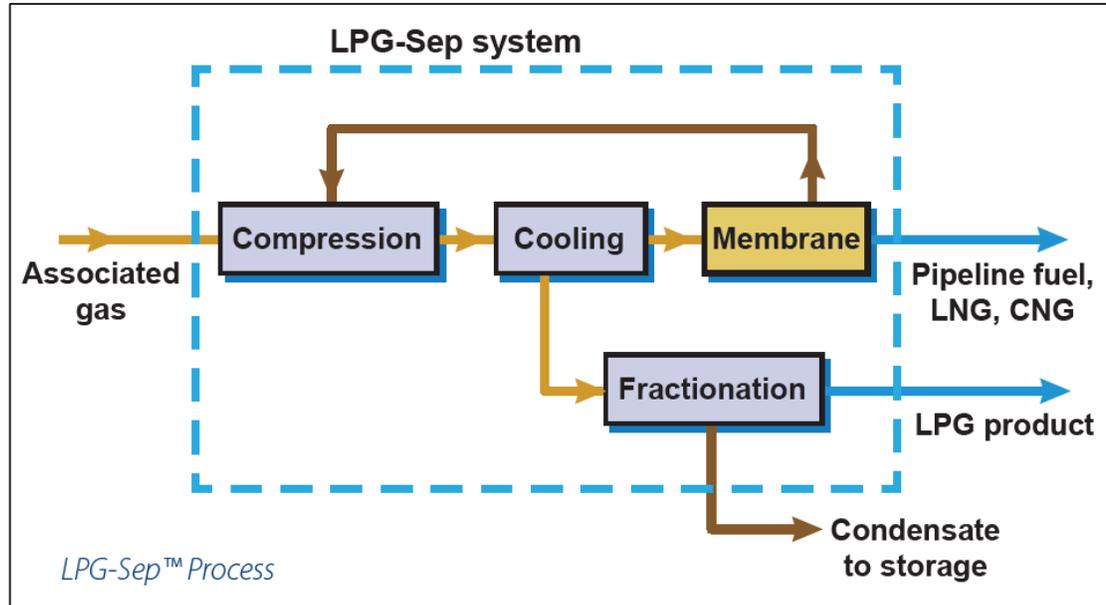


Figura 24. Proceso LPG-Sep™. Fuente (Membrane Technology & Research, Inc, 2016)

### 3.2.11. Indicadores económicos

En un proyecto es preciso evaluar un estudio económico tomando en cuenta ciertos indicadores con el fin de conocer que tan factible puede ser.

Tales indicadores de los cuales se hace mención son:

#### 3.2.11.1. Ingresos

Es la producción de crudo o gas anual por el precio de venta del crudo o gas por la paridad cambiaria (Montes y Zambrano, 2018).

#### 3.2.11.2. Egresos

Costo de adquisición, construcción e instalación de propiedades, plantas y equipos nuevos (Montes y Zambrano, 2018).

#### 3.2.11.3. Valor presente neto (VPN)

Se basa en el concepto del valor equivalente de todos los flujos de efectivo relativos a alguna base o punto de inicio en el tiempo llamado presente. Por lo tanto, todos los flujos entrantes y salientes de efectivo se anticipan al punto presente en el tiempo a una tasa de interés (Montes y Zambrano, 2018).

$$VPN = C_0 + \frac{C_1}{1+r} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1+r)^n} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

$C_n$ : flujo neto de efectivo esperado en el período  $t$ , US\$.

$r$ : tasa de interés, fracción.

VPN igual a 0, Mínima rentabilidad.

VPN mayor a 0, Proyecto rentable.

VPN menor a 0, Se rechaza el proyecto.

#### 3.2.11.4. Tasa interna de retorno

Se define como la tasa de interés que reduce a cero el Valor Presente de una serie de ingresos y desembolsos. O dicho de otra manera es la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial (Montes y Zambrano, 2018).

Partiendo del enfoque del valor presente neto y utilizando la ecuación 2, que se emplea para el cálculo se obtiene:

$$0 = C_0 + \frac{C_1}{1+TIR} + \frac{C_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1+TIR)^n} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

$C_n$ : Flujo neto de efectivo esperado en el período  $n$ , US\$.

TIR: Tasa interna de retorno, fracción de porcentaje.

Si la TIR es mayor que la Tasa mínima requerida, Proyecto rentable.

TIR es igual que la Tasa mínima requerida, Mínima rentabilidad.

TIR es menor que la Tasa mínima requerida, Se rechaza el proyecto.

#### 3.2.11.5. Período de recuperación

También conocido como Payback, es un índice que calcula el período de tiempo en el cual se paga la inversión inicial, utilizando los flujos de caja descontados (Jiménez y Martínez, 2019).

Una vez propuesto el contenido teórico, se muestran a continuación las generalidades del campo donde se pretende realizar la siguiente investigación, tales como la ubicación del mismo, geología local y el historial de producción de las arenas en estudio, que conjuntamente con

todos los conceptos ya descritos, ayudarán a sustentar los resultados obtenidos que contribuirán con el desarrollo y fortalecimiento del Trabajo Especial de Grado.

### 3.3. Ubicación del Campo Mata, Zona Zorro

El campo Mata se encuentra ubicado en el oriente venezolano a unos 100 kilómetros al norte de la población de la ciudad de El Tigre (Mazzali, 2007). Se desarrolla casi en su totalidad en el Estado Anzoátegui, quedando una porción nororiental en el Estado Monagas, como se observa en la figura 25.

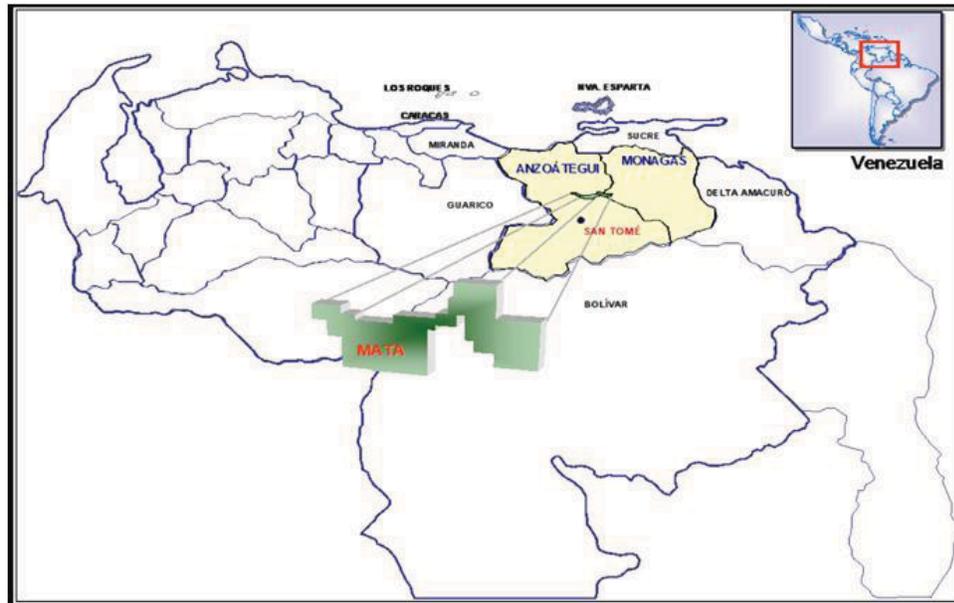


Figura 25. Ubicación geográfica del campo Mata. Fuente (Mazzali, 2007)

El área tiene una superficie total de 212,13 Km<sup>2</sup>. Dentro de la misma se diferencian dos sectores: El Oriental, conformado principalmente por las zonas Zorro, Mata 3, Mata 16 y Mata 19, y el Occidental, formado por zonas menores de los cuales Araibel es el de mayor desarrollo. En total hay 10 zonas definidas: Zorro, Araibel, Mata 1, Mata 3, Mata 7, Mata 14, Mata 16, Mata 19, Mata 20 y Mata 24 (Mazzali, 2007), como se muestra en la figura 26.

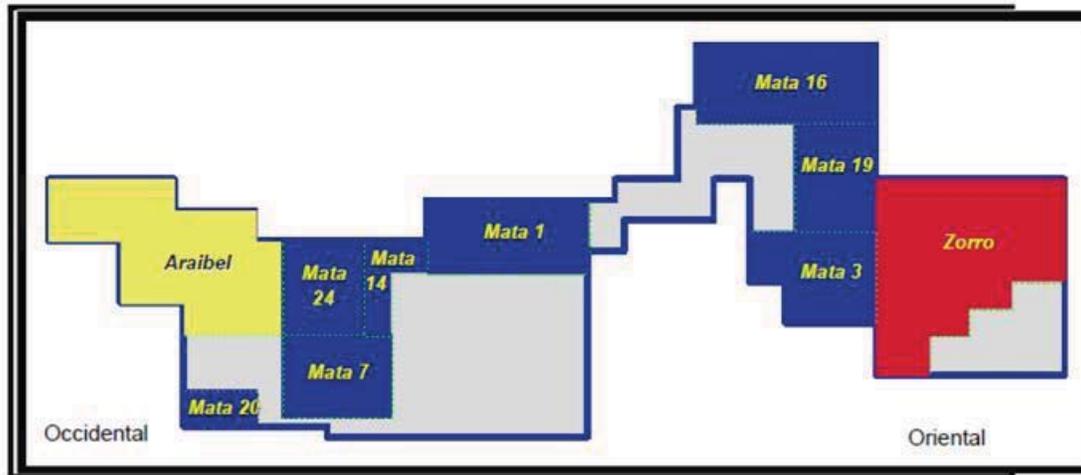


Figura 26. Área Mata delimitada por la empresa operadora. Fuente (Mazzali, 2007).

### 3.4. Geología

#### 3.4.1. Modelo geológico estructural

Haciendo una revisión de los mapas isópacos - estructurales de la Zona Zorro perteneciente al campo Mata, y más específicamente del yacimiento ZM-5, se interpreta una estructura de tipo homoclinal, que buza suavemente con una inclinación aproximada de entre 3° y 5° dirección Nor-Este. Diversos eventos geológicos dieron origen a la formación de un entrapamiento mixto, es decir, de tipo estructural y estratigráfico, que permitió la acumulación y preservación de un volumen favorable de hidrocarburos. Al sur se extiende direccionalmente de Este a Oeste una falla normal principal, con salto que supera incluso los 500 pies. Al Norte se evidencia un límite de agua correspondiente a un contacto agua-petróleo original (CAPO) estimado en -9810' en la arena L-4U y un contacto agua-petróleo actual (CAPA) de -9651, al sur se observa un contacto gas-petróleo aproximado en -9620'. Al este se interpreta un límite estratigráfico, también conocido como límite de roca, conformados por estratos de porosidad y permeabilidad reducida (Moreira, 2003). Esta descripción se puede apreciar en la figura 27.

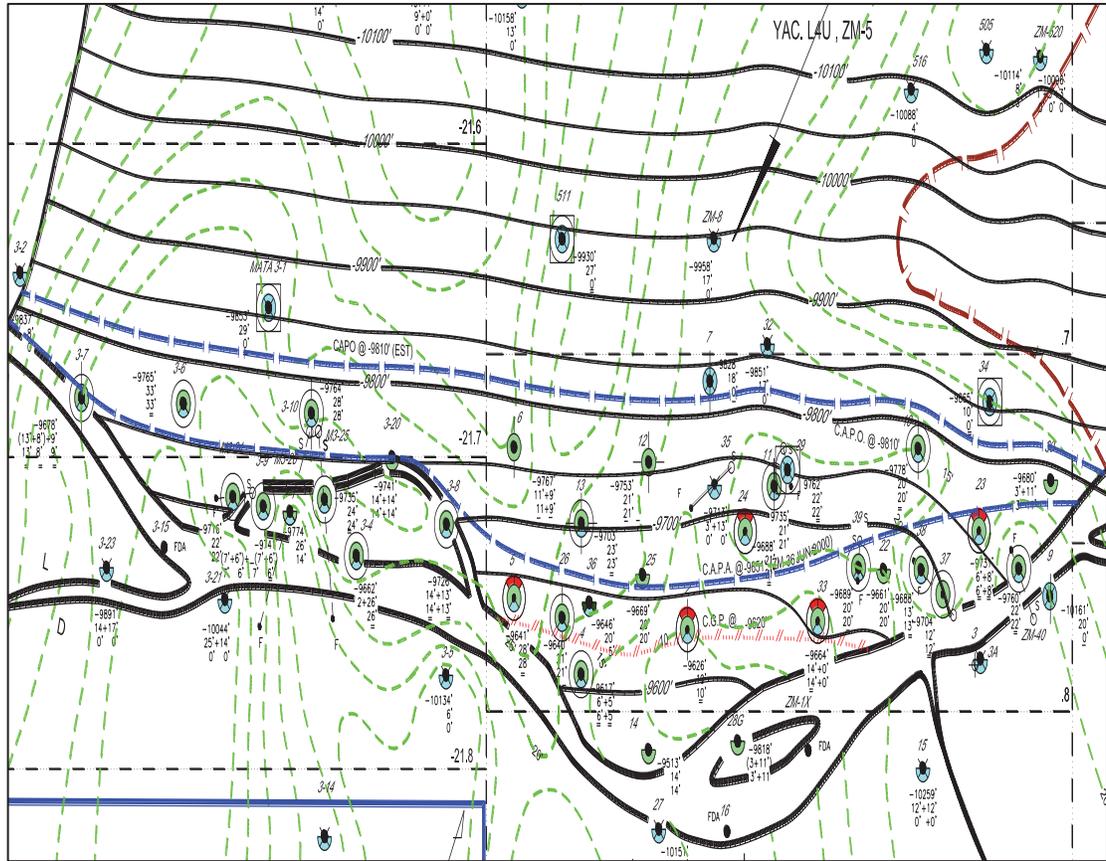


Figura 27. Mapa Isópaco – Estructural del Yacimiento ZM-5, Arena L-4U

### 3.4.2. Modelo geológico estratigráfico

Las formaciones Oficina y Merecure son las principales productoras de hidrocarburos en la zona. El yacimiento en estudio ZM-5 arena L-4U pertenece a la formación Oficina (Mioceno Temprano-Mioceno Medio) de la Cuenca Oriental de Venezuela. La misma se depositó en un ambiente litoral y marino somero. La formación Oficina, se describe como una como una alternancia de lutitas grises, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano de fino a grueso. Componentes menores, pero importantes de la unidad, son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcilitas verde y gris claro, areniscas, y calizas delgadas con estructuras como en cono. El material carbonoso es común, y en algunos pozos pueden encontrarse hasta 40 o 50 capas de lignito, que varían desde pocos centímetros hasta 60 cm de espesor y que son de considerable valor en las correlaciones. En general, las areniscas se hacen más abundantes, de mayor espesor y de grano más grueso hacia la base de la formación (Hedberg, 1950).

La generación de hidrocarburos se atribuye a las formaciones Querecual y San Antonio, de edad Cretácico superior. La migración se habría producido de norte a sur, probablemente durante el

Mioceno medio a tardío, antes que la continuidad de las arenas y las vías de migración fueran interrumpidas por fallamiento (Moreira, 2003).

A través de registros de pozos se determinaron dos tipos de geometría de arenas para los principales yacimientos del área (Moreira, 2003):

- **Depósitos canalizados:** representados por rellenos de canales distributarios y canales de marea, asociados fundamentalmente a eventos de mar bajo.
- **Depósitos no canalizados:** representados principalmente por barras de marea, asociados a eventos de mar alto.

En la figura 28, se presenta el modelo depositacional idealizado para las formaciones Merecure y Oficina en el Área Mata. En esta figura se ha representado esquemáticamente una sección Este-Oeste del campo, transversal al eje principal de los depósitos canalizados de rellenos de valles incisos. En el caso de las Arenas L y S, se muestran las incisiones de valles (fenómenos erosivos) y el apilamiento múltiple de canales. Las flechas en color rojo indican sectores donde existe comunicación potencial entre arenas, mientras que las líneas de color azul indican los sellos lutíticos (Moreira, 2003).

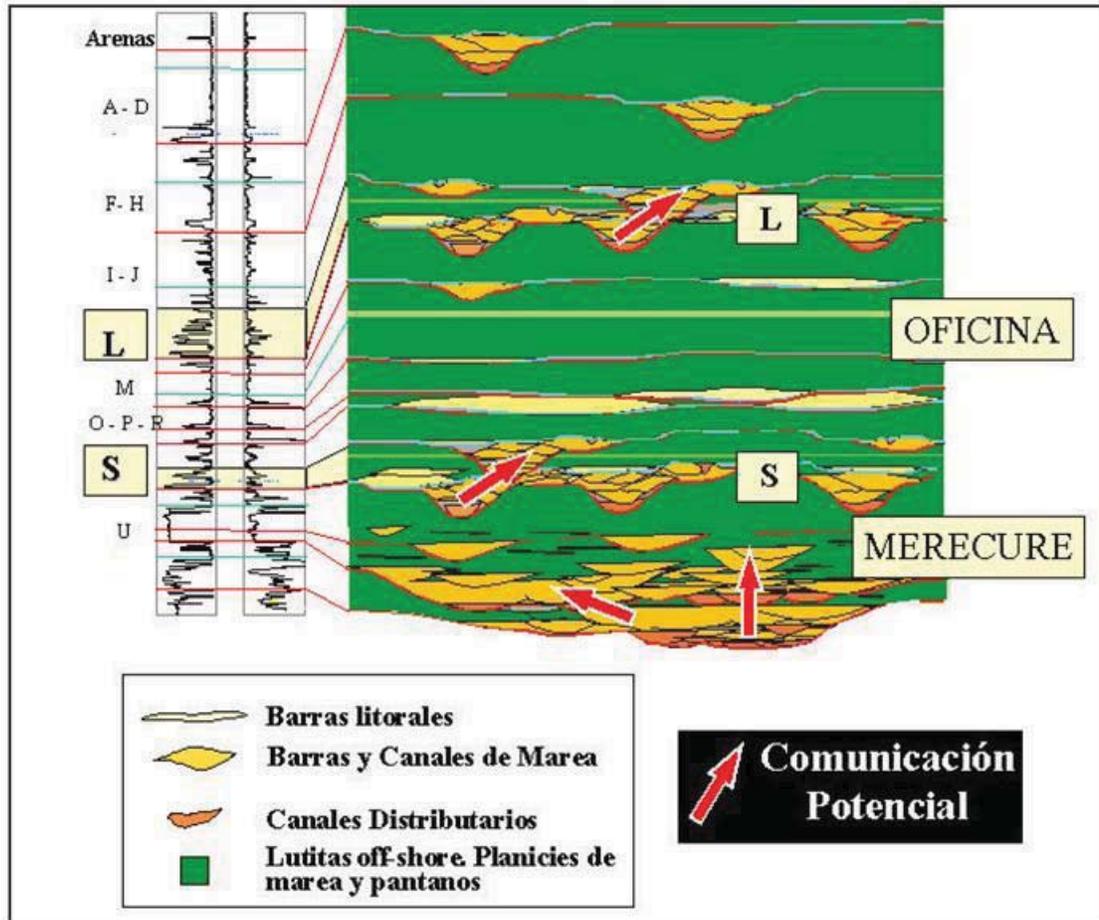


Figura 28. Modelo Depositacional y Marco Estratigráfico de Mata. Corte esquemático Este-Oeste. Fuente (Moreira, 2003).

La columna estratigráfica del Oligoceno Superior - Mioceno en el Área de Mata corresponde a las formaciones Merecure, Oficina y Freites. La arena L-4U se encuentra en la formación Oficina ya que esta comprende las arenas desde la T hasta la A. En el ciclo sedimentario mayor del conjunto Merecure-Oficina-Freites, se reconocieron en términos generales tres secciones (Moreira, 2003):

- **La Sección Basal:** de edad Oligoceno superior a Mioceno inferior temprano, comprende las Arenas U9 a U1. Este intervalo corresponde a la formación Merecure y la base de Oficina.
- **El Paquete Intermedio:** comprende las Arenas T hasta A (L-4U), de edad Mioceno inferior a medio. Estas secuencias corresponden a la Formación Oficina.
- **El Tercio Superior:** se caracteriza por sedimentación predominantemente arcillosa, representada por arcillas de baja resistividad con escasas intercalaciones arenosas. En este paquete no han sido reportadas arenas portadoras de hidrocarburos.

En la figura 29, los yacimientos del campo se ubican en el recuadro rojo. Los círculos verdes indican la posición de las principales arenas productoras de hidrocarburo en el campo.

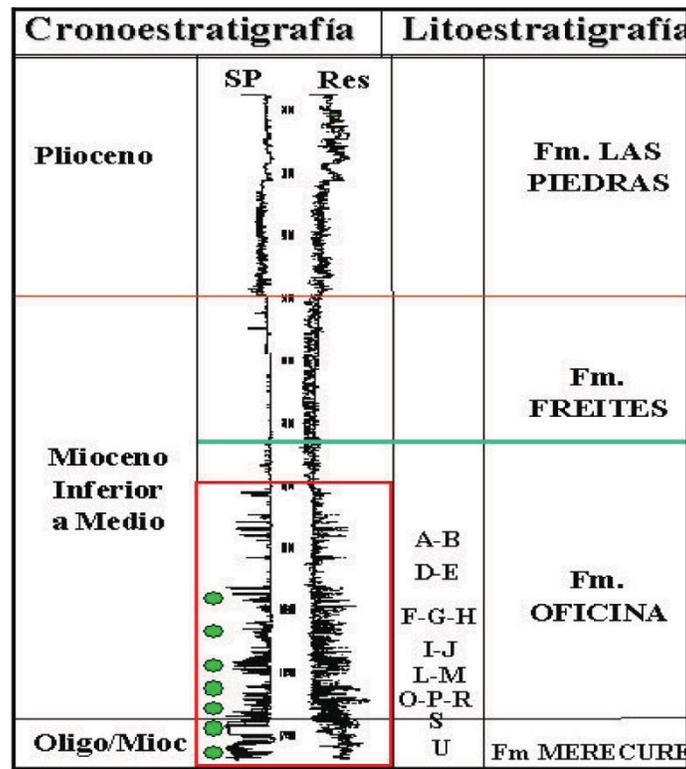
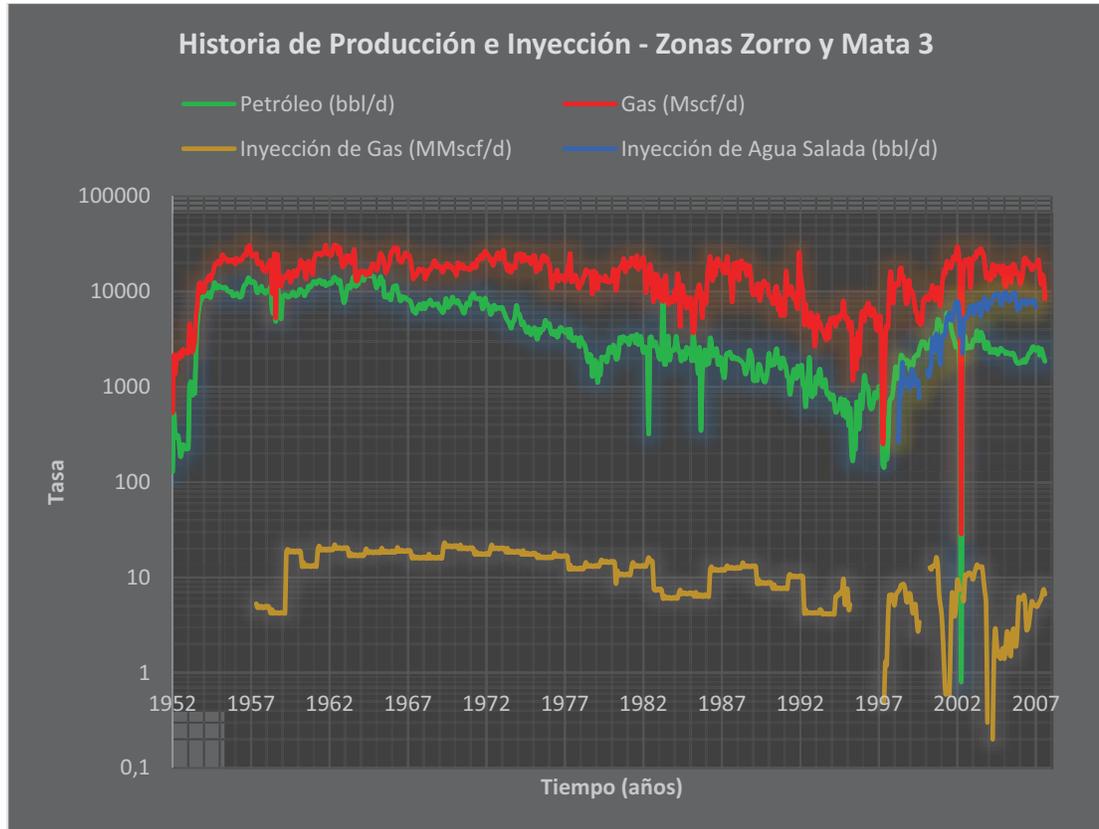


Figura 29. Marco Estratigráfico del área Mata. Fuente (Pérez Compans S.A, 2002.)

### 3.5. Historia de producción e inyección de las Zonas Zorro y Mata 3

Las operaciones en Zorro comenzaron en el año 1952 con el pozo descubridor ZM-1X. Desde el año 1955 hasta 1966, la producción del campo se mantuvo por encima de 10 MBPPD debido a una fuerte campaña de perforación planteada por la empresa operadora para ese momento. En febrero de 1958, se inició un proceso de inyección de gas con el pozo ZM-28 (arena S3-4), el cual ayudó por los primeros años de producción al mantenimiento de este tren de producción. Este tren de producción no pudo ser manejado por el incremento del gas producido (alrededor de 20 MMPCN), ya que las instalaciones existentes eran insuficientes, por lo que se decidió cerrar los pozos trayendo como consecuencia la disminución de la producción de petróleo hasta 7 MBPPD, una relación gas-petróleo (RGP) de 2,7 MMPCN/BN y una producción de agua de 1000 BPD. Esto se mantuvo así hasta el año 1974, cuando se observó una declinación lineal de la producción de petróleo hasta llegar a los 1500 BPPD en 1980, esto debido al cierre de los pozos productores por alta RGP y en otros casos por el aumento de la producción de agua. La figura 30 muestra la historia de producción e inyección de las zonas desde sus inicios.



**Figura 30.** *Historia de Producción e Inyección, Zonas Zorro y Mata 3. Fuente (Oilfield Manager)*

En 1981 luego de la reactivación de algunos pozos productores, el campo llegó a alcanzar valores de producción de 3336 BPPD, RGP de 6,6 MMPCN/BN y una producción de agua de 1109 BPD. Luego, la producción declina en forma casi lineal debido al incremento en la producción de gas, hasta alcanzar su valor más bajo de 167 BPPD y una RGP de 7 MMPCN/BN en el año 1996.

El criterio de explotación antes de 1998 fue producir con una relación agua-petróleo (Bbl de agua/Bbl de petróleo) por debajo de uno (1). De esta manera, las arenas eran cerradas con producciones de petróleo importantes cuando el corte de agua era cercano al 50%. Otra de las razones de mayor peso para mantener tan bajo el número de pozos activos en años anteriores, era la penalización que el Ministerio de Energía y Minas había impuesto a los pozos del área, a fin de evitar la quema de gas por falta de instalaciones adecuadas para su disposición (Moreira, 2003).

A partir de 1998, la política de explotación cambia y empieza una producción con enfoque en el mantenimiento de la energía del yacimiento y comienza una campaña de trabajos de RA/RC en función incrementar la producción (Moreira, 2003).

En febrero de 1998, la compañía operadora encargada de las operaciones y con un plan intensivo de reactivación de la producción, logra aumentar la producción del campo en forma gradual por la apertura de nuevos pozos a producción, hasta obtener una producción máxima de 5959 BPPD en febrero de 2002 (Moreira, 2003).

Para el año 2003 en el área se han desarrollado 6 proyectos de inyección. Estos proyectos han sido 4 de inyección de gas y 2 proyectos de inyección de agua (Moreira, 2003).

Los proyectos de inyección de gas son: 4 en el campo Zorro en las arenas L2M, S1-2, S3-4 y U1-2 (en los pozos ZM-26, ZM-28, ZM-4 y ZM-1, respectivamente).

Los proyectos de inyección de agua, se desarrollaron en el campo Zorro en la arena L-4U y E3 (en los pozos ZM-511 y ZM-8, respectivamente).

La inyección de gas en el área de estudio comenzó en el año 1958 mientras que la inyección de agua en el año 1999.

Es necesario señalar que la arena conocida como “M1-2” en el área de Mata 3 corresponde a la explotación en conjunto de las arenas L del campo Zorro. Esto debido a que, en los inicios del campo, estas zonas eran explotadas por compañías diferentes, por lo que existen antecedentes de producción conjunta bajo el concepto de Unidades Hidráulicas dentro del Área Mata (Moreira, 2003).

Los paquetes de arenas L-S en conjunto se determinaron como una Unidad Hidráulica inducida por deficiencias mecánicas y de cementación en los pozos (Moreira, 2003).

Para el año 2006 la compañía operadora mantenía activo un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua aprobado como unidad hidráulica por el Ministerio de Energía y Petróleo para los paquetes de arena L-S para el período 2006-2025 con cuatro pozos inyectoros activos (M3-1, ZM-511, ZM-34 y ZM-29) en la arena L3-4 (L-4U y L3) y la siguiente actividad asociada: la perforación de seis (6) pozos productores, perforación de cuatro (4) pozos inyectoros de agua, reparación de trece (13) pozos productores y la conversión a inyectoros de agua de diez (10) pozos.

Además de la ampliación del proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua existente en la arena L-4U y el reemplazo de los proyectos de inyección de gas de las arenas L2M y S1-2 (activos en 2006) y S3-4 (inactivo en 2006), por inyección de agua y gas bajo el concepto de unidad de explotación.

Cabe destacar que el presente Trabajo Especial de Grado tiene como propósito evaluar la rentabilidad de escenarios ya probados como la inyección de gas versus seguir la producción en

conjunto de petróleo y gas, pero aprovechando la riqueza de este último mediante la aplicación de la tecnología modular LPG-Sep<sup>TM</sup> con la finalidad de comercializarlo.

## 4. Marco Metodológico

En el siguiente capítulo, se presenta de manera detallada el desarrollo de la metodología empleada y las actividades llevadas a cabo para alcanzar los objetivos propuestos en este Trabajo Especial de Grado. Como parte de la metodología se establece el tipo de investigación realizada, el diseño de la investigación, así como también, la población y muestra en estudio. Además de los pasos y organización con la que se cumplió para llevar a cabo la metodología utilizada y cumplir con los objetivos propuestos en el presente estudio.

### 4.1. Tipo de investigación

Según Arias (2012), la clasificación de la investigación de acuerdo al grado de profundidad con que se aborda un fenómeno u objeto de estudio (nivel) puede ser de tipo exploratoria, descriptiva o explicativa.

La investigación que se llevará a cabo en el presente Trabajo Especial de Grado para alcanzar los objetivos planteados es de tipo explicativa. Esta se encarga de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto. En este sentido, los estudios explicativos pueden ocuparse tanto de la determinación de las causas, como de los efectos, mediante la prueba de hipótesis. Sus resultados y conclusiones constituyen el nivel más profundo de conocimiento (Arias, 2012). Esto se relaciona con los objetivos propuestos, que son el pronóstico del efecto de la inyección de gas sobre la productividad del yacimiento ubicado en el Oriente de Venezuela y la estimación de la cantidad de líquido de gas natural que se podrá recuperar del mismo con la finalidad de determinar y comparar el impacto económico de estos dos escenarios de producción.

### 4.2. Diseño de la investigación

El diseño de investigación es la estrategia general que adopta el investigador para responder al problema planteado. En atención al diseño, la investigación se clasifica en: documental, de campo y experimental (Arias, 2012).

La investigación experimental es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos, a determinadas condiciones, estímulos o tratamiento, para observar los efectos o reacciones que se producen (Arias, 2012). Basado en esto, el diseño de esta investigación se clasifica como experimental debido a que el yacimiento será sometido a diversas herramientas y métodos, con el objeto de evaluar los resultados arrojados por los mismos.

### 4.3. Población y muestra

Según Arias (2012) la población es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para las cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Con esta definición la población de interés estuvo representada por el yacimiento ZM-5 ubicado en el ex campo Mata (actualmente pertenece a la empresa mixta PetroKariña).

La muestra es un subconjunto representativo de un universo o población (Arias, 2012). En este caso la misma está conformada por 99 pozos entre los que se encuentran los pozos activos, inactivos, abandonados e inyectores.

### 4.4. Instrumentos utilizados para la recolección de datos

En el desarrollo de este trabajo especial de grado se utilizaron los siguientes instrumentos para la recopilación de información:

- Material bibliográfico: uso de libros de autores variados, bibliografía referente al tema a desarrollar, informes técnicos y presentaciones hechos por la empresa operadora en la zona de Zorro, específicamente en la arena L-4U.
- MBAL: Es usado para evaluar el potencial del yacimiento, pronosticar la producción del yacimiento/pozo y para ayudar a comprender el valor final de un activo en producción usando principios fundamentales de balance de materiales.

Las técnicas de balance de materiales son ampliamente usadas en todas las fases del desarrollo de campo, dando a los ingenieros una medida dinámica de los volúmenes de hidrocarburos y un estimado crítico de los parámetros claves del yacimiento. La facilidad con que las técnicas de balance de materiales pueden ser aplicadas da como resultado una alternativa eficiente y rentable frente a técnicas de simulación más complejas y costosas.

### 4.5. Procedimiento metodológico

#### 4.5.1. Caracterización del yacimiento ZM-5 arena L-4U

En esta fase, se tomó como referencia el modelo estructural del yacimiento y se realizó un análisis del mapa isópaco - estructural de la arena, con la finalidad de establecer las características más importantes que definan un buen entendimiento de la misma. También se analizó la historia de producción del yacimiento, estructura, fallas, contactos entre fluidos, estratigrafía, datos de fluidos y propiedades petrofísicas basándose en informes, presentaciones

y hojas de cálculos realizadas por la empresa operadora, asimismo se realizaron gráficas de historial de producción acumulada para la arena en estudio e historial de inyección, todo esto permitió conocer la dinámica del mismo y entenderlo para la implementación de un nuevo plan de inyección en la zona mencionada.

Para validar la historia de producción e inyección del yacimiento ZM-5, se reconstruyó dicha historia a través de la producción e inyección histórica por pozo y se sumó cada uno para compararlo con el historial total suministrado por la empresa operadora, es decir, se separó la producción e inyección histórica de pozos individuales como un paso previo a la producción e inyección histórica del yacimiento completo, las cuales se integraron al final para así asegurar su coherencia y consistencia física.

Cuando un yacimiento cumple con el requisito de tener suficiente historia de producción para obtener resultados confiables, se puede emplear un procedimiento estadístico para utilizar dicha historia y pronosticar el comportamiento futuro de producción del yacimiento mediante el análisis de curvas de declinación. El comportamiento futuro tiene fundamentalmente una importancia económica porque el valor de los hidrocarburos asociados a los pronósticos representa los ingresos del proyecto de inversiones para desarrollar el yacimiento (Barberii y Essensfeld, 2005).

Uno de los métodos más antiguos y útiles para evaluar el comportamiento de producción de yacimientos, es el análisis de curvas de declinación, debido a su simplicidad y pronóstico acertado (Tomalá, 2020). Se utilizó dicho método para la estimación de reservas a través de las gráficas de producción vs tiempo y completaciones activas vs tiempo. Se asumió una declinación exponencial, al ser la más utilizada en la industria petrolera para realizar programas de planificación de producción y evaluar mediante análisis económico las inversiones futuras destinadas a actividades de mantenimiento e incremento de potencial (García y Campos, 2011), en donde la tasa de declinación es constante y el exponente de declinación “n” es igual a cero (sección 3.2.5, capítulo III). Los pasos a seguir fueron:

- **Seleccionar el período de estudio:** Los únicos períodos de tiempo en los cuales se aplica rigurosamente el concepto de declinación de tasa son aquellos en los cuales se mantiene constante el número de pozos activos (Barberii y Essensfeld, 2005), por lo cual se identificaron los períodos de historia en los cuales las tasas y su declinación responden estrictamente a condiciones del yacimiento y no a condiciones operacionales. Se escogió el período que va del año 2 al 4 de producción donde se observó un comportamiento

estable en cuanto al número de completaciones activas (11), dicho intervalo se puede apreciar en la figura 31.



Figura 31. Período de estudio.

- **Determinar la tasa de declinación efectiva (d):** A partir de la ecuación 4.

$$d = \frac{q_i - q}{q_i} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

d: Tasa de declinación efectiva.

q: Tasa de producción.

q<sub>i</sub>: Tasa de producción inicial.

- **Determinar la tasa de declinación nominal (D):** Mediante la ecuación 5.

$$D = \ln(1 - d) \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

D: Tasa de declinación nominal.

d: Tasa de declinación efectiva.

- **Graficar 1/D vs t:** Usando los parámetros de la tasa de declinación nominal que componen el período en estudio, que se calcularon con las ecuaciones mostradas anteriormente, se graficó 1/D vs tiempo (escala cartesiana) para el intervalo seleccionado y se obtuvo la curva de tendencia lineal.
- **Determinar la tasa de declinación inicial:** Donde corte la curva de tendencia lineal con el eje "Y" será 1/D<sub>i</sub>, se despejó y se obtuvo D<sub>i</sub>.
- **Calcular las tasas de producción:** Con D<sub>i</sub> y q<sub>i</sub> se calcularon las tasas de producción para cada año a través de la ecuación 6, se graficó la tasa de producción vs el tiempo en escala semi-log, en donde se observó la forma característica de una declinación exponencial, es decir, una línea recta.

$$q = q_i \times e^{-D_i \times t} \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

q: Tasa de producción.

q<sub>i</sub>: Tasa de producción inicial.

D<sub>i</sub>: Tasa de declinación nominal inicial.

t: Tiempo.

- **Seleccionar nuevo período de estudio para la estimación de reservas:** Se seleccionó el intervalo del año 41 al 44 de producción para la estimación de reservas recuperables, el cual presenta un comportamiento estable en cuanto al número de completaciones activas (3), tomando como punto de referencia el año 41 debido a que es a partir de allí en donde empieza la declinación. En la figura 32 se observa el período seleccionado.



Figura 32. Nuevo período de estudio.

- **Calcular el petróleo producido:** El petróleo producido desde el año 41 se obtuvo mediante la ecuación 7 con una tasa de abandono de 10 barriles por día, referencia propuesta por el historial de producción de los pozos como tasa de cierre.

$$N_{pf} = \frac{q_i - q_f}{D_i} \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde:

$N_{pf}$ : Petróleo producido final.

$q_i$ : Tasa de producción inicial.

$q_f$ : Tasa de producción final.

$D_i$ : Tasa de declinación nominal inicial.

- **Calcular el petróleo producido total:** Al valor obtenido con la ecuación 7 se le sumó la producción acumulada de petróleo desde el inicio de producción del campo hasta el año 41 por medio de la ecuación 8.

$$N_{P\ total} = N_{pf} + N_{p\ acumulado} \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

$N_{p\ total}$ : Petróleo producido total o reservas recuperables.

$N_{pf}$ : Petróleo producido final.

$N_{p\ acumulado}$ : Petróleo producido acumulado.

- **Determinar las reservas remanentes:** Para la obtención de las reservas remanentes se calculó la diferencia entre las reservas recuperables y la producción acumulada de petróleo a través de la ecuación 9.

$$\text{Reservas remanentes} = \text{Reservas recuperables} - \text{Petróleo producido acumulado}$$

Ecuación 9

- **Estimar el tiempo de abandono:** Para la estimación del tiempo remanente de vida del campo, primero se determinó el tiempo de abandono mediante la ecuación 10, usando los valores referentes al año 41 de producción.

$$t_a = \frac{1}{D} \times \ln\left(\frac{q_i}{q_f}\right) \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde:

$t_a$ : Tiempo de abandono.

D: Tasa de declinación nominal.

$q_i$ : Tasa de producción inicial.

$q_f$ : Tasa de producción final.

- **Estimar el tiempo remanente:** Se calculó a partir de la ecuación 11 la diferencia entre el tiempo de abandono y el tiempo producido desde el año 41 hasta el último registro de producción para obtener el tiempo remanente.

$$\textit{Tiempo remanente} = \textit{Tiempo abandono} - \textit{Tiempo producido} \quad \text{Ecuación 11}$$

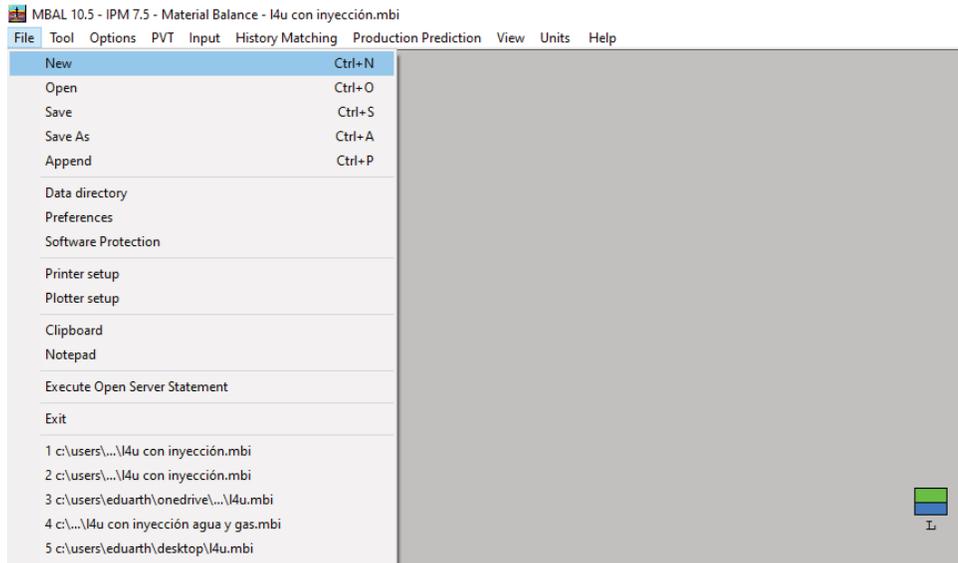
#### 4.5.2. Análisis del comportamiento del yacimiento utilizando el software MBAL

Con el fin de evidenciar los volúmenes de hidrocarburos y la influencia de los mecanismos de recuperación en la arena, se hizo uso de este importante software. Para esto, se introdujo en el sistema parámetros de los fluidos como: la relación gas-petróleo inicial en solución, gravedad API, gravedad específica, y salinidad del agua de formación, así como los respectivos valores PVT que se muestran en el capítulo V. Posteriormente, fue necesario agregar la información relacionada con características iniciales del yacimiento, entre ellas la temperatura, presión, porosidad, saturación de agua inicial, POES (petróleo original en sitio), inicio de producción, curvas de permeabilidad relativa, e historial de producción, cabe resaltar que el ejercicio anterior de curvas de declinación se utilizó en esta parte como historia de producción validada.

Después, fue necesario aplicar el modelo analítico de balance de materiales, para validar el volumen de petróleo original en sitio, ya que se hizo un análisis de sensibilidad con diferentes modelos de acuíferos y se aplicó regresión no lineal para obtener el resultado que mostró mejor ajuste con los datos de presión y producción acumulada, el cual se tomó como valor validado del POES. Esto también permitió inferir el balance de energía relacionado a los mecanismos de recuperación para poder continuar con el análisis de pronósticos de producción bajo diferentes estudios.

Para el modelaje del yacimiento en la herramienta MBAL se siguieron los siguientes pasos:

1. Seleccionar en la pestaña “file”, la opción “New” (figura 33).



**Figura 33. Creación de un nuevo modelo MBAL**

2. Seleccionar en la pestaña “Tool”, la opción “Material Balance” (figura 34).



**Figura 34. Herramientas MBAL**

3. Definir el tipo de yacimiento: La herramienta MBAL permite la definición del tipo de yacimiento en términos de contenido de fluido. Es decir, el yacimiento se puede definir

como petróleo, gas o condensado retrógrado. Para ello se selecciona la pestaña “Options” y se llenan los campos requeridos como lo muestra la figura 35.

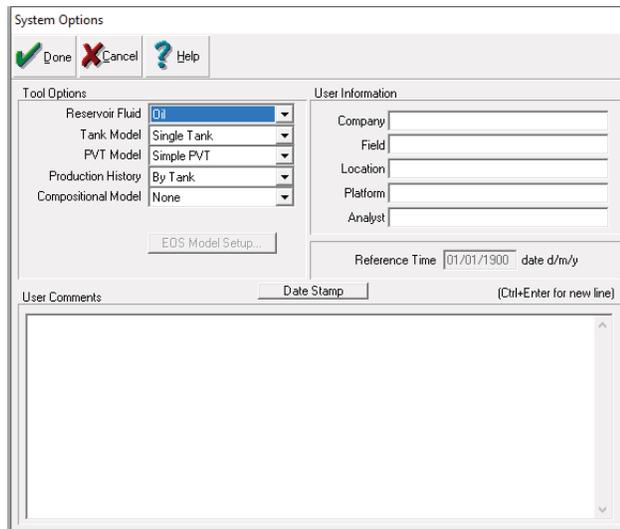


Figura 35. Opciones MBAL

4. Ingresar los parámetros básicos de PVT: Para esto, hacer click en la pestaña “PVT” y seleccionar la opción “Fluid Properties”. La figura 36, muestra los campos a llenar en esta sección.

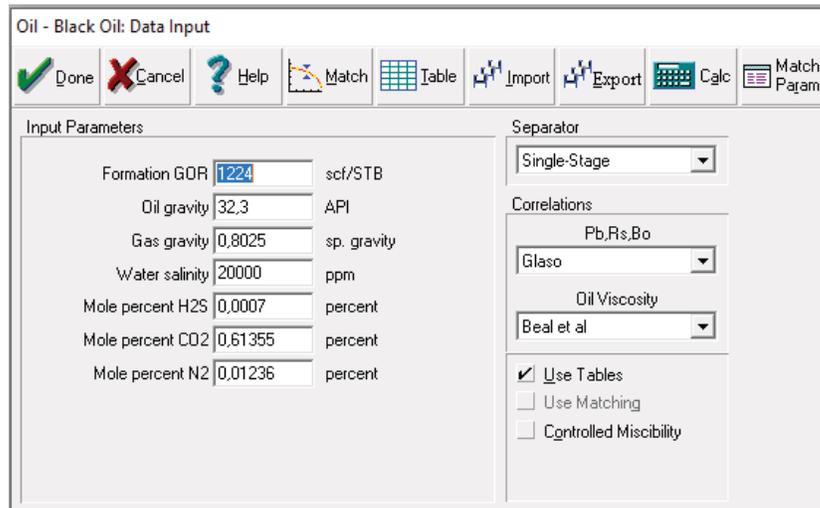


Figura 36. Propiedades de los fluidos MBAL

- Introducir datos de laboratorio PVT: Dentro de la misma sección anterior, se selecciona la pestaña “Table” para insertar los datos del PVT. La figura 37, muestra los campos a llenar en esta pestaña.

	Pressure	Gas Oil Ratio	Oil FVF	Oil Viscosity	Gas FVF	Gas Viscosity	Water FVF
	psig	scf/STB	RB/STB	centipoise	ft3/scf	centipoise	RB/STB
1	4447.09	1224	1.664	1.658	1.652	1.647	1.641
2	4411.5	1038.1	1.658				
3	4375.82	1028.9	1.652				
4	4340.23	1019.7	1.647				
5	4304.64	1010.6	1.641				
6	4269.06	1001.4	1.635				
7	4233.37	992.3	1.629				
8	4197.78	983.1	1.624				
9	4162.19	974	1.618				
10	4126.61	964.9	1.612				
11	4090.92	955.8	1.606				
12	4055.34	946.7	1.601				

Figura 37. Tabla PVT flash MBAL

- Ingresar datos del yacimiento: Los datos del yacimiento, como la temperatura, la presión inicial, la porosidad y la saturación de agua connata, se obtienen de los registros existentes. Para esto, se hace click en la pestaña “Input” y seleccionar la opción “Tank Data”, donde se ingresan los datos del yacimiento y sus fluidos. La figura 38, muestra la sección de parámetros del tanque o “Tank Parameters”.

Figura 38. Parámetros del yacimiento MBAL

- Ingresar datos del acuífero: Las propiedades del acuífero se estiman con base en las propiedades conocidas del yacimiento y la evidencia de los mapas geológicos. Debido al mayor nivel de incertidumbre asociado a los parámetros del acuífero, estos se ajustan más durante la fase de comparación del historial. Para ello, se selecciona el influjo de agua o “*Water Influx*”, donde como lo muestra la figura 39, se puede seleccionar el modelo de acuífero a utilizar.

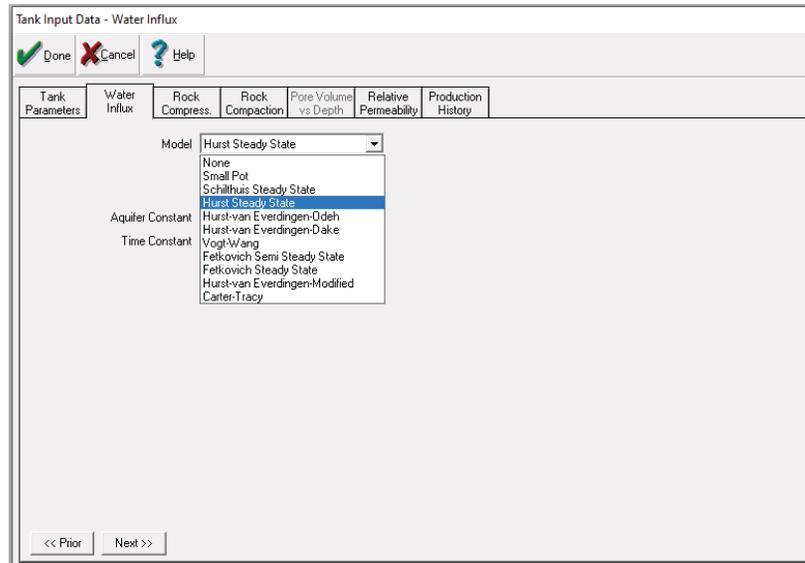


Figura 39. Influjo de agua MBAL

- Ingresar la compresibilidad de la roca como se observa en la figura 40.

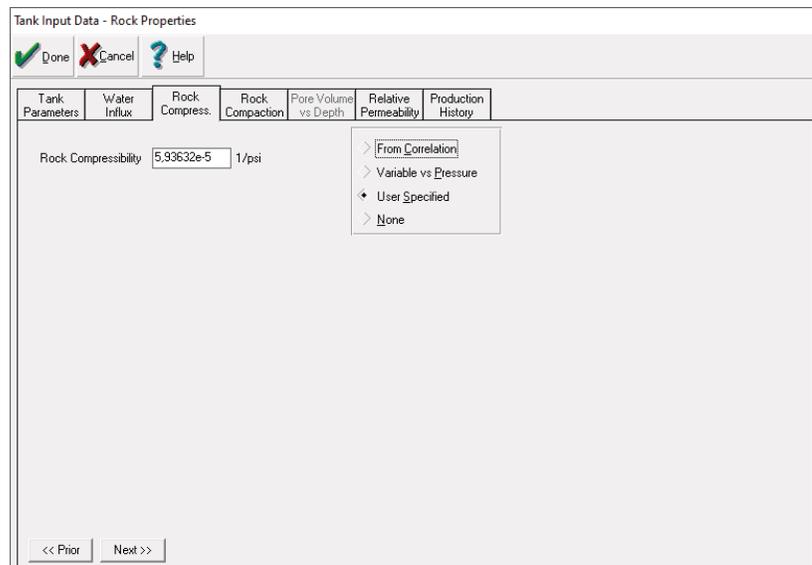


Figura 40. Compresibilidad de la roca MBAL

9. Introducir permeabilidades relativas: Se selecciona la pestaña de “Relative Permeability”, donde se puede ingresar las mismas por medio de una tabla o por la correlación de Corey, propuesta por el MBAL, basándose en las saturaciones iniciales y finales de los fluidos, así como, las permeabilidades relativas a esos puntos, como se aprecia en la figura 41.

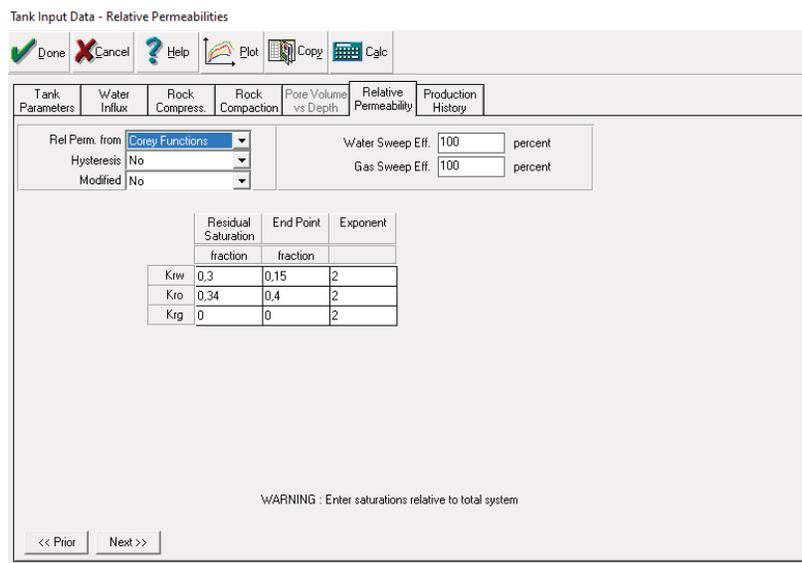


Figura 41. Permeabilidades relativas MBAL

10. Ingresar datos de presión y producción: Se escoge la pestaña “Production History” y se introducen los datos como lo muestra la figura 42.

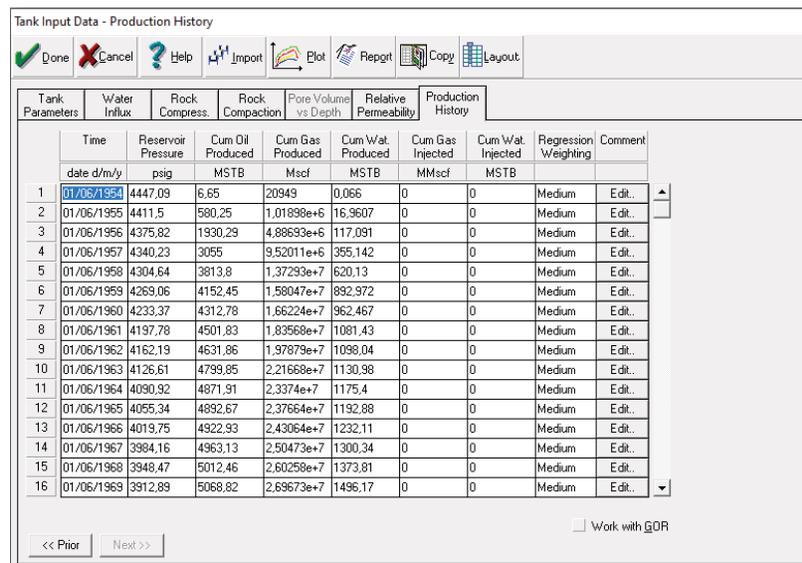
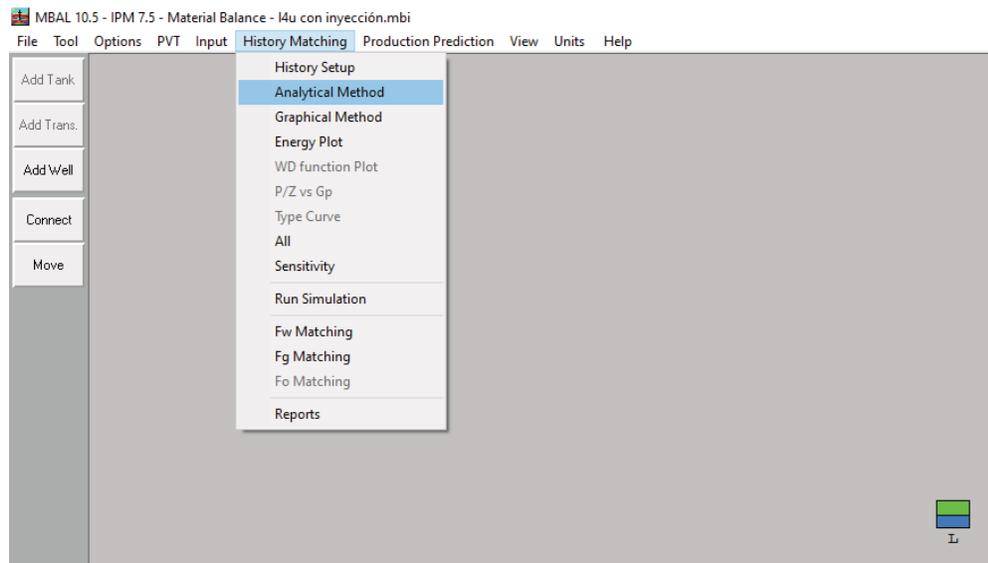


Figura 42. Historia de producción MBAL

11. Cotejo histórico: Es un proceso de modificación de los datos de entrada en un modelo de yacimiento hasta que se obtiene una comparación razonable entre los datos observados y los simulados. Este paso es necesario antes de cualquier predicción del rendimiento del yacimiento. Se utilizan dos métodos para llevar a cabo el cotejo histórico, los cuales son el método analítico y el método gráfico.

Método Analítico: Seleccionar en la pestaña “*History Matching*”, la opción “*Analytical Method*” (figura 43). En este método se utiliza la regresión no lineal para estimar los parámetros desconocidos del yacimiento y el acuífero durante el cotejo histórico. El método es gráficamente interactivo y se basa en ajustar un modelo a la tendencia de la presión versus la producción acumulada del fluido de yacimiento predominante a medida que se realizan cambios en los parámetros de entrada.



**Figura 43. Método analítico MBAL**

Método Gráfico: Escoger en la pestaña “*History Matching*”, la opción “*Graphical Method*” (figura 44). La verificación del modelo correcto se logrará a través del método gráfico. Por lo tanto, los resultados del enfoque analítico se visualizarán con el método de línea recta correspondiente como *havlena-Odeh*, *Campbell*, etc. El modelo analítico se habrá considerado adecuado si el método gráfico produce una buena coincidencia que garantice que los volúmenes de hidrocarburos y la fuerza del acuífero aplicada es correcta.

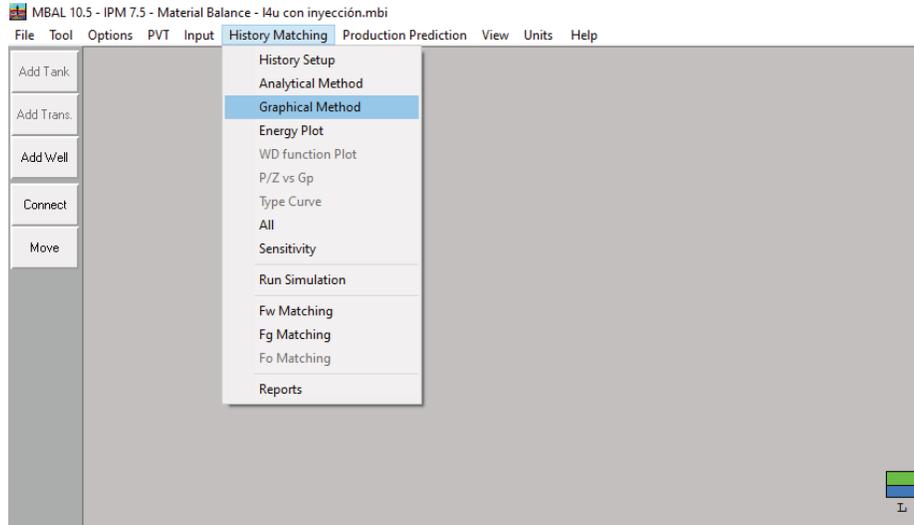


Figura 44. Método gráfico MBAL

12. Mecanismos de Recuperación: Elegir en la pestaña "History Matching", la opción "Energy Plot" (figura 45). La gráfica describe el sistema de energía prevalente presente en el yacimiento, el influjo de agua, la compresibilidad, la expansión de fluidos, etc. Muestra las contribuciones fraccionarias de estos sistemas de energía presentes en el yacimiento y los más prominentes en varias fechas.

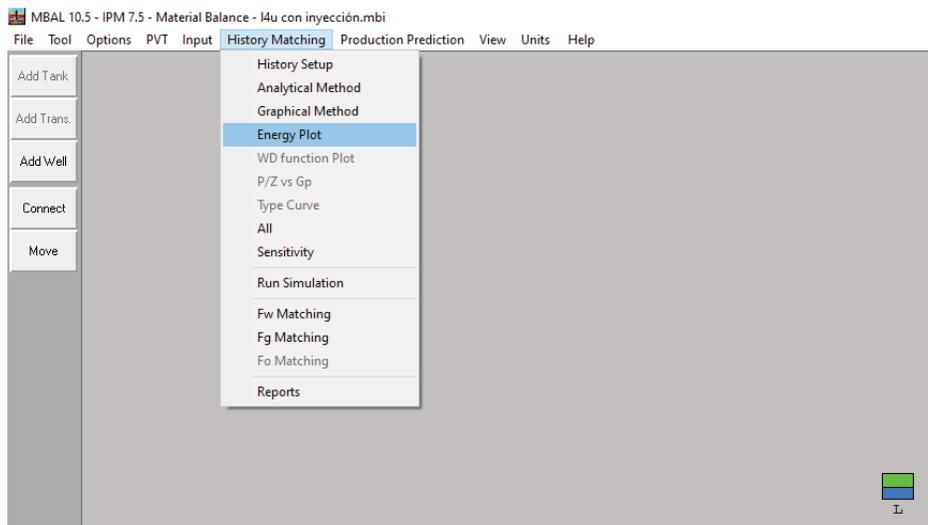


Figura 45. Gráfico de energía MBAL

13. Ejecutar los resultados de la simulación: Después de obtener el cotejo histórico, se procede a simular el comportamiento del yacimiento, para lo cual, seleccionar en la pestaña "History Matching", la opción "Run Simulation" como se muestra en la figura 46.

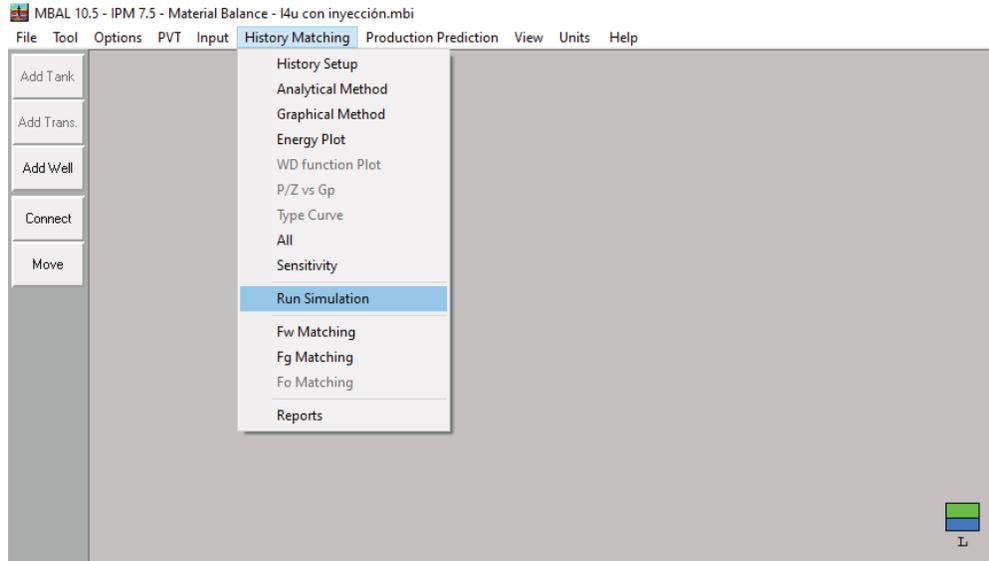


Figura 46. Simulación MBAL

14. Predicción de Producción: Ingresar en la pestaña "Production Prediction" y escoger la opción "Run Prediction" como se observa en la figura 47.

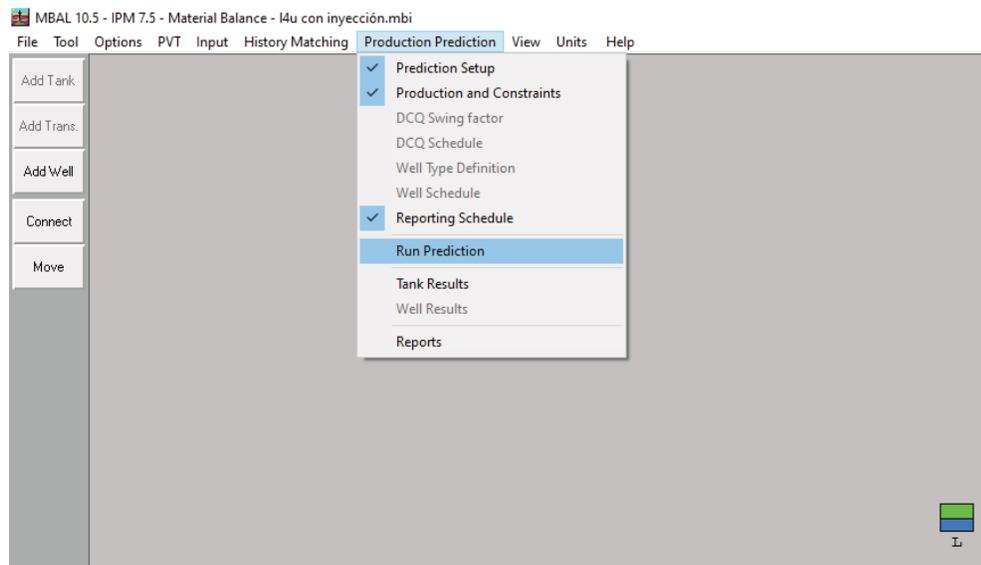


Figura 47. Predicción MBAL

#### 4.5.3. Pronósticos

Se establecieron 2 escenarios principales para el aprovechamiento de la corriente de gas de venteo y quema. El primer escenario fue pronosticar el efecto de la inyección del gas de venteo y quema en la producción del yacimiento y el segundo escenario fue estimar la porción de líquido de gas natural que se obtiene de dicha corriente a través de la tecnología LPG-Sep™.

#### **4.5.3.1. Estimación de la corriente de venteo, su efecto en el medio ambiente y en la productividad de la arena L-4U como método de inyección de gas**

Primeramente, el volumen de gas en exceso quemado y/o venteado se determinó mediante un balance de gas, en el cual se calculó la diferencia entre el histórico de producción de gas y las tasas: de inyección para gas lift, de gas de mantenimiento, de gas de inyección y de gas provenientes de otros campos. Cada metro cúbico de gas asociado deriva en cerca de 2,5 kilogramos de emisiones de CO<sub>2</sub>. Lo anterior, suponiendo una eficiencia ideal de combustión del 98% (es decir, aproximadamente 2% de gas no quemado que termina venteado a la atmósfera), pues funcionando menos eficientemente, pueden quemar tan poco como 60-70% del gas. Se considera que estas prácticas contribuyen a las emisiones de gases de efecto de invernadero (GEI) y resultan además en la pérdida de un valioso recurso energético (Ayuso, 2017). Motivo por el cual se estimó las emisiones de dióxido de carbono del yacimiento.

Este aspecto es importante, porque los volúmenes de gas quemados y venteados reportados suelen ser difíciles de precisar. Estas incertidumbres en la magnitud del gas quemado y venteado necesitan ser resueltas para entender la dimensión del problema y el impacto en los costos y programas de inversión, tanto del gas desperdiciado, como de la oferta total de gas.

El costo de oportunidad del gas quemado y venteado en términos económicos, sociales (bienestar que brindan a la población los servicios públicos de gas doméstico y electricidad) y ambientales son un estímulo lo suficientemente importante como para que el Estado y Organizaciones Internacionales promuevan las condiciones necesarias para la disminución de estas prácticas (Ayuso, 2017).

Dentro de la industria petrolera en su recorrido por la cadena de valor desde la exploración hasta la comercialización, existen etapas dentro de cada fase en las cuales hay actividades que por su naturaleza emiten emisiones de gases a la atmósfera y están referidas a aquellas donde hay combustión de energías fósiles.

Parte de esta combustión proviene del gas y diésel como combustibles. Entre los gases que se emiten debido a estas actividades se tiene: CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O y CH<sub>4</sub>.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>O (dióxido de carbono y óxido de nitrógeno), se producen principalmente por combustión de combustibles, y por la quema de gas en los mechurrios o “gas flares” (Sánchez, 2015).

Las fuentes de CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>O son las generadoras de la energía, pueden ser: las turbinas de gas de plantas termoeléctricas, motor a gas y diésel, calentador de procesos, calderas, hornos, entre otros (Sánchez, 2015).

Las emisiones de CH<sub>4</sub>, se producen principalmente por fugas y venteo del gas. Las fuentes generadoras de estas emisiones son las operaciones en campo relacionadas a: pruebas de pozos, venteo de gas, separación del gas en las estaciones de flujo, tratamiento del gas, fugas en válvulas de procesos, venteo por chimenea, mechurrios.

Entonces, emisiones generadas por combustión suceden en equipos como maquinarias, turbinas y calentadores, emisiones por mechurrios y venteo ocurren en los mechurrios o “gas flares”, lugar de venteo y en pozos, y las emisiones por fugas ocurren en los lugares de almacenamiento, válvulas, entre otros (Sánchez, 2015).

Se consideró para la estimación de emisiones de CO<sub>2</sub> y otros gases, el cálculo de las emisiones propuesto por el doctor Sánchez (2015), donde propone realizar estas estimaciones de GEI a diferentes niveles o escalas, proponiendo 5 niveles que guardan relación con el uso que se desea dar a los resultados: por producción (1), por consumo (2), por maquinarias (3), por maquinarias específicas (4) y por analizadores (5). Aquí se trataron los niveles (1) y (2), con los cálculos debidos para realizar la estimación de las emisiones de los GEI.

Pero antes de esto, hay que recordar las unidades de medición de las emisiones de CO<sub>2</sub>:

En una tonelada de CO<sub>2</sub> hay 22.727 moles y un mol de un gas ideal es igual a 22,4 litros. Una tonelada de CO<sub>2</sub> ocupará unos 510 m<sup>3</sup>. Además, se deben considerar estas relaciones:

- a. 1 pie<sup>3</sup> equivale a 35,315 m<sup>3</sup>
- b.  $API = (141,5/densidad) + 131,5$ , para llevar a toneladas/m<sup>3</sup>, y se despeja densidad
- c. 1 pie<sup>3</sup> equivale a 28.317 litros
- d. 1 barril equivale a 159 litros

- **Pasos para estimar las emisiones de GEI nivel producción**

Consideraciones a tomar en cuenta para estimar las emisiones de GEI por producción de petróleo y gas:

- 1.- Es el método más simple para obtener un primer estimado de las emisiones de CO<sub>2</sub> en un campo de producción.
- 2.- Debe ser utilizado para tener un orden de magnitud de las emisiones.

3.- Se utiliza un solo factor de cálculo para cada GEI.

4.- Sólo se requieren los datos de producción de petróleo y gas.

5.- Los factores de emisión provienen de estudios realizados en actividades de producción de petróleo y gas en otros países: Canadá, Noruega, UK y USA (tabla 1). (GEI=toneladas de GEI/toneladas de petróleo + gas).

**Tabla 1. Factores de emisión (Sánchez, 2015)**

GEI	Canadá	Noruega	Reino Unido	Estados Unidos	Promedio
CO <sub>2</sub>	0,32	0,06	0,134	0,08	0,096
CH <sub>4</sub>	0,0056	0,0002	0,0006	0,0038	0,0026
N <sub>2</sub> O	0,0000016	0,0000036	0,0000014	0,0000031	0,0000024

6.- La producción de gas en toneladas se calcula utilizando los valores por:

- Gas asociado: 1 tonelada/1000 m<sup>3</sup>
- Gas No Asociado: 0,8 tonelada/1000 m<sup>3</sup>

A continuación, un cálculo de emisiones de GEI para el primer año de producción del campo Zorro, el resto se muestra en el Anexo 2.

Según la información recibida y luego validada, este campo es históricamente productor de petróleo con gas asociado, por lo tanto, los datos que se deben considerar son ambos.

**Paso 1: Estimar las toneladas de CO<sub>2</sub> debido a producción de petróleo y gas**

1.1. Producción de Petróleo: año 1954, mes 06 = 221,6 Bbl/d

Se llevan a m<sup>3</sup>/d = 221,6 Bbl/d \* 159/1000 = 35,234 m<sup>3</sup>/d

Despejando densidad de la fórmula de API para un crudo de 35° = 141,5/(35 + 131,5) = 141,5/146,5 = 0,966 expresados en ton/m<sup>3</sup>

35,234 m<sup>3</sup>/d \* 0,996 ton/m<sup>3</sup> = **34,04 ton de petróleo/d**

1.2. Producción de gas = año 1954, mes 06 = 698,3 M Pie<sup>3</sup> n/d

$698,3 \text{ M pie}^3 \text{ n/d} / 35,315 = 19773,47 \text{ m}^3/\text{d} / 1000 = \mathbf{19,77 \text{ ton de gas/d}}$ , y que se usó un valor de la densidad del gas, en este caso Gas Asociado de 1 tonelada/1000 m<sup>3</sup>.

Entonces la producción de petróleo y gas dadas al principio, expresadas en toneladas/d = 34,04 + 19,77 = **53,81 toneladas/d**

Y en un año = 53.81 \* 365 = **19640,61 toneladas de petróleo y gas al año**

## **Paso 2: Estimar las toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente**

Para ello, hay que recordar los valores referenciales de los factores de emisión de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O, que se mostraron en la tabla 1.

Adicionalmente, se debe llevar los equivalentes de CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O a CO<sub>2</sub> que existen en **19640, 61 toneladas de petróleo y gas**, considerando la cantidad de moles existentes de CO<sub>2</sub> en los otros gases: 21 moles de CO<sub>2</sub> en un 1 mol de CH<sub>4</sub> y 310 moles de CO<sub>2</sub> en 1 mol de N<sub>2</sub>O, para poder hacer los siguientes cálculos:

$19640,61 \text{ ton} * 0,096 = 1885,49 \text{ ton de CO}_2 \text{ al año}$

$19640,61 \text{ ton} * 0,0026 = 51,066 * 21 = 1072,38 \text{ ton de CO}_2 \text{ al año}$

$19640,61 \text{ ton} * 0,0000024 = 0,0471 * 310 = 14,61 \text{ ton de CO}_2 \text{ al año}$

**Total = 2972,48 toneladas CO<sub>2</sub> al año (1954)**

Para el resto de la producción de petróleo y gas del campo, los cálculos se muestran en el Anexo 1.

- **Pasos para estimar las emisiones de GEI nivel consumo, quema y venteo**

Cuando se debe estimar estas emisiones tanto por consumo, venteo y quema, se debe conocer la cantidad de gas destinado a estas actividades, y para ello, se hace uso del balance de gas que fue calculado previamente.

Luego, se aplica la metodología propuesta por Sánchez (2015) para este nivel, tal como sigue:

1.- Determinación de las emisiones de CO<sub>2</sub> por volumen de gas consumido o usado: se deben usar los factores de emisión de GEI por consumo de gas (ton GEI/ton gas usado), para ellos se toman como referencia los siguientes (tabla 2):

**Tabla 2. Factores de emisión de GEI por consumo de gas.**

GEI	Factor de emisión
CO <sub>2</sub>	2,75
CH <sub>4</sub>	0,00042
N <sub>2</sub> O	0,00022

En el caso del factor de emisión para el CO<sub>2</sub>, asume que el peso molecular del gas consumido o usado es igual a 16, por eso se toma el valor de 2,75 para los cálculos, pero cuando es distinto se debe usar el factor de peso molecular de la suma de la composición del gas, si éste no fuese solo metano. A continuación, la tabla 3 muestra la relación entre el peso molecular y el factor de emisión de CO<sub>2</sub> para la mezcla de gases. Al realizar el producto de este factor por la cantidad de gas consumido, se están estimando las toneladas de CO<sub>2</sub> por este volumen.

**Tabla 3. Relación peso molecular y factor de emisión de CO<sub>2</sub>**

Peso Molecular	Factor de emisión CO <sub>2</sub>
16	2,75
17	2,77
18	2,79
19	2,81
20	2,83
21	2,84
22	2,86
23	2,87
24	2,88
25	2,89
26	2,9
28	2,92
30	2,93
32	2,95

2.- Determinación de las emisiones de CO<sub>2</sub> por volumen de gas quemado: se deben usar los factores de emisión de GEI por gas quemado en mechurrios (ton GEI/ton gas usado), para ello se toman como referencia los siguientes (tabla 4):

**Tabla 4. Factores de emisión de GEI por gas quemado.**

GEI	Factor de emisión
CO <sub>2</sub>	2,61
CH <sub>4</sub>	0,035
N <sub>2</sub> O	0,000081

El factor para el CO<sub>2</sub> asume que el 95% del gas es "quemado en mechurrios" o llamado factor de eficiencia de combustión (95%\*2,75) y asume que el peso molecular del gas consumido o usado es de 16 (CH<sub>4</sub>) pero también si se quema más del 95%, se debe cambiar el peso molecular que debe usarse y sería la sumatoria de los componentes, entonces el CO<sub>2</sub> quemado < CO<sub>2</sub> combustión.

3.- Determinación de las emisiones de CO<sub>2</sub> por volumen de gas venteado: se deben usar los factores de emisión de GEI por gas venteado en chimenea (ton GEI/ton gas usado). Este factor asume que la composición del gas venteado es del 70% de CH<sub>4</sub> y el 30% de compuestos volátiles y debe ser ajustado si es diferente del 70% (tabla 5).

**Tabla 5. Factor de emisión de GEI por gas venteado.**

GEI	Factor de emisión
CH <sub>4</sub>	0,7

A continuación, un cálculo de emisiones de GEI para el primer año del balance de gas del campo Zorro para gas consumido para mantenimiento, y gas en exceso (tabla 6) obtenido del balance de gas, el resto de los años se muestra en el Anexo 3.

Según la información recibida y luego validada, este campo es históricamente productor de petróleo con gas asociado, pero en este caso se tomará sólo el gas por los conceptos nombrados en el párrafo anterior que forman parte del balance de gas.

**Tabla 6. Gas de consumo y gas en exceso.**

Gas Consumo <sup>(*)</sup>	42	Mpc/d
Gas en exceso <sup>(**)</sup> quemado en mechurrios y venteado	506	Mpc/d

(\*) gas no asociado

(\*\*) gas asociado

**Paso 1: Conversión del gas consumido Mpcn/d a ton/año**

$$42 * 1000 / 35,315 * (0,8 / 1000)^{(*)} * 365 = 346,4 \text{ ton/año}$$

**Paso 2: Conversión de 506 Mpcn/d de gas quemado en mechurrio y/o venteado a ton/año**

$506 * 1000 / 35,315 * (1 / 1000)^{(**)} * 365 = 5233,9 \text{ ton/año}$ , de esto se estima que el 85% se quema y el resto es venteado.

**Paso 3: Cálculo de las emisiones de GEI**

En la tabla 7 se muestra el cálculo para el primer año (1954/06), el resto de los cálculos en el Anexo 3.

**Tabla 7. Emisiones de GEI para el primer año.**

Fuente	Cantidad de gas consumido (ton/año)	CO <sub>2</sub>		CH <sub>4</sub>		N <sub>2</sub> O	
		Factor de emisión	Emisión (ton/año)	Factor de emisión	Emisión (ton/año)	Factor de emisión	Emisión (ton/año)
Consumo de Gas	346,4	2,75	952,6	0,00042	0,146	0,00022	0,076
Gas quemado en mechurrios	4448,9	2,61	11611,63	0,035	155,7	0,000081	0,361
Gas venteado	785,1	0	0	0,7	549,56	0	0
			12564,19		705,42		0,437

#### **Paso 4: Cálculo de las toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes anuales**

Se utilizan los equivalentes de CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O totales a CO<sub>2</sub> considerando la cantidad de moles existentes de CO<sub>2</sub> en los otros gases: 21 moles de CO<sub>2</sub> en un 1 mol de CH<sub>4</sub> y 310 moles de CO<sub>2</sub> en 1 mol de N<sub>2</sub>O, para poder hacer los siguientes cálculos:

$$(12564,19+705,42*21+0,437*310)/1000000 = \mathbf{0,028 \text{ toneladas totales de CO}_2 \text{ al año.}}$$

Se muestran en el próximo capítulo los resultados obtenidos para todo el campo Zorro, yacimiento L-4U, donde se relata la importancia de monetizar el Gas que queda en exceso luego del balance, ya que así se reducen la contaminación al ambiente tal como ha sido mostrado en su cuantificación.

Posteriormente se realizaron gráficos de historial de producción e historial de inyección de gas para la arena en estudio a través de los pozos ZM-5 y ZM-13 asociados al inyector ZM-26, mostrando el comportamiento del yacimiento, se compararon los gráficos y se determinaron las variaciones que la inyección de gas ejerce en la explotación de petróleo y de esta forma se pronosticó la producción adicional que se obtendría al inyectar el volumen de gas vendeado.

#### **4.5.3.2. Estimación de la cantidad de líquido de gas natural que se podrá recuperar de la arena L-4U, haciendo uso de la tecnología LPG-Sep™**

Se realizó el modelaje teórico de la tecnología LPG-Sep™, siguiendo la metodología establecida por Salinas y Guerrero (2018), para determinar la cantidad de GLP que se producirá haciendo uso de una corriente de gas que está siendo vendeado o quemado en la actualidad para la arena L-4U.

Para describir la corriente se examinaron los datos de una prueba de cromatografía de gas suministrado como dato para este trabajo, la cual señala los parámetros que describen la composición molecular del gas y sus principales propiedades físicas que permiten determinar condiciones de operación y cálculos para su aprovechamiento. Para el uso de la tecnología se asumió la composición de los contaminantes después del tratamiento de deshidratación y descontaminación para el flujo de gas.

Se calculó la cantidad de Líquidos del Gas Natural extraíbles teóricamente en barriles, con la finalidad de conocer el contenido máximo de líquidos que se pueden producir, a partir de la ecuación 12.

$$LGN_{Condensables (Teóricamente)} = \frac{GPM \times Flujo \text{ de Gas (MPCSD)}}{\frac{42 \text{ gal}}{1 \text{ bbl}}} \quad \text{Ecuación 12}$$

A esta corriente de gas se le extrajeron los contaminantes, y la composición molar de los hidrocarburos quedó de acuerdo a la ecuación 13.

$$\%Molar \text{ HC's Post Tratamiento} = 100\% - \%Molar \text{ Tot. Contaminantes}$$

Ecuación 13

Una vez extraídos los contaminantes, se procedió a calcular el flujo de la nueva corriente de gas, a partir de la ecuación 14.

$$Flujo_{Post \text{ Tratamiento}} = \frac{Flujo_{Pre \text{ Tratamiento}} \times \%Molar_{Pre \text{ Tratamiento}}}{\%Molar_{Post \text{ Tratamiento}}}$$

Ecuación 14

Los galones de líquidos condensables por miles de pies cúbicos estándar (GPM) para cada componente se calculan a partir de la ecuación 15.

$$GPM_{n-comp} = \frac{Fracción \text{ molar}_{n-comp} \times PM_{n-comp} \times 1000}{\rho_{n-comp} \left[ \frac{lb}{gal} \right] \times 379 \text{ PCN/lbmol}}$$

Ecuación 15

Posteriormente, de acuerdo con las Normas para el transporte terrestre, almacenamiento e instalación de sistemas de gases de petróleo licuados (1977), se convirtió el flujo extraíble de GLP de galones a kg, con la finalidad de obtener la cantidad de cilindros que se pueden llenar, para ello se utilizó el factor de conversión indicado en la ecuación 16.

$$Gal \text{ GLP a kg GLP} = \frac{1000 \text{ cm}^3}{1 \text{ litro}} \times \frac{1 \text{ ft}^3}{(30,48 \text{ cm})^3} \times \frac{7,48 \text{ gal}}{1 \text{ ft}^3} \times \frac{1 \text{ litro GLP}}{0,507 \text{ kg}} = 0,521 \frac{\text{gal}}{\text{kg}}$$

Ecuación 16

#### 4.5.4. Determinación de la rentabilidad de los 2 escenarios de producción para el aprovechamiento del gas asociado de quema y/o venteo en un yacimiento en el oriente de Venezuela

Considerando que una de las principales justificaciones de la quema y venteo es la no rentabilidad económica (no recuperación de las inversiones, ni obtención de ganancia), se realizó un análisis del costo - beneficio de recuperar el gas natural quemado y/o venteado tanto

para el primer escenario de reinyectar dicha corriente de gas como para el segundo escenario de obtención de líquidos de gas natural con la tecnología LPG-Sep™.

Para realizar una evaluación económica de un proyecto se deben determinar las fuentes de ingresos y egresos de dicho proyecto. Las cuatro principales variables de las cuales dependen estos ingresos y egresos según Cuba (2012) son:

1. **Inversión:** Las inversiones en un proyecto son el capital; ya sea propio o de terceros, que se pone en juego con el objeto de obtener un beneficio.
2. **Gastos de Operación:** Dinero que se gasta en el mantenimiento de las operaciones y de la producción.
3. **Precio de los hidrocarburos:** Variable difícil de controlar, que cambia día a día y depende de la calidad del hidrocarburo, de la región que lo produce y muchos factores tanto económicos como políticos. Las estimaciones de precios de los hidrocarburos en el mundo son determinados, aplicando un precio marcador.
4. **Perfil de producción de hidrocarburos:** Sea en base a producción diaria, mensual o anual de fluidos, se refiere al volumen acumulado de producción del período de tiempo el que abarcará la evaluación, obtenidos a partir de un modelo de estimación de perfiles de producción.

Las cuatro variables representan tanto los egresos como los ingresos a partir de los cuales se realizará la evaluación económica. De estas cuatro variables, las que generalmente impactan más en el flujo de efectivo son el precio y la producción. Una vez que se tienen esta información se procede al cálculo de ingresos y del flujo efectivo antes de impuestos, se hace una diferencia de ingresos menos egresos; los ingresos son las ventas de hidrocarburos, mientras que los egresos incluyen tanto inversiones, como gastos de operación. Adicionalmente, los impuestos son otro tipo de egresos que incluyen: regalías, fondos sociales y de desarrollo y demás que apliquen e incluyan en el modelo fiscal del país. Al resultado del descuento se le llama Flujo Neto.

Finalmente, con esta información se puede se puede realizar una evaluación económica apropiada, estimándose diferentes parámetros e indicadores económicos:

- **Valor Presente Neto:** Es el beneficio económico que se obtendrá en un período determinado por invertir en un proyecto. La suma de los flujos de efectivos netos descontados, es equivalente al Valor Presente Neto.
- **Período de recuperación:** Es el tiempo, generalmente expresado en años, en el cual el proyecto recupera la inversión, incluyendo el costo de oportunidad del dinero.

- **Tasa Interna de Retorno:** Es una medida de la rentabilidad de una inversión, que muestra cuál sería la tasa de interés más alta a la que el proyecto no genera ni pérdidas ni ganancias, esto es a un VPN=0.

Para determinar los ingresos del segundo escenario, se dividió el mismo en 2 sub-escenarios de acuerdo a Salinas y Guerrero (2018), uno optimista con altos precios y el otro pesimista con bajos precios, con los montos marcadores de los productos a comercializar según el histórico del mercado de los últimos 10 años en función del estimado de ventas.

Posteriormente, con el fin de conocer que tan viable económicamente es el primer escenario y el segundo escenario propuesto, se evaluó la rentabilidad a través de un balance económico, el cual se basa en el criterio del valor presente neto (VPN), período de recuperación y la tasa interna de retorno (TIR), además se determinaron las regalías e impuestos a los ingresos obtenidos durante la vida útil del campo, los gastos o costos operacionales, el horizonte económico y el tiempo de recuperación, los cuales indicarán la puesta en marcha o abandono de los escenarios.

#### **4.5.5. Comparar los 2 escenarios y seleccionar el más factible económicamente**

Se compararon los 2 escenarios anteriormente mencionados en función de los indicadores económicos (valor presente neto, período de recuperación y tasa interna de retorno), con esto se decide la importancia del yacimiento, así como la planeación de su futura explotación. Para que un proyecto de explotación se desarrolle no basta tener un flujo neto positivo, este debe tener cierta magnitud, en función del esfuerzo y tiempo que se emplean para su desarrollo, ya que además muchas de sus variables siguen en constante cambio, por lo cual puede llegar a tener números negativos en cambios bruscos de estas variables. Por último, se seleccionó el escenario de mayor rendimiento económico.

## 5. Análisis y Resultados

En este capítulo se muestran los resultados obtenidos en el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado, las características presentes en el yacimiento, la evaluación y validación del volumen original de los hidrocarburos, mecanismos de producción, historia de inyección a través del uso del software MBAL y a su vez, las distintas técnicas y herramientas empleadas para determinar la factibilidad de desarrollo del yacimiento mediante los distintos escenarios en estudio para hacer uso al gas en exceso que tiene como destino el venteo y quema.

### 5.1. Caracterización del yacimiento ZM-5 arena L-4U

Para validar el Petróleo Original en Sitio (POES) a través del software MBAL y estimar las reservas del yacimiento ZM-5 se hizo primeramente un análisis de la información de las características de dicho yacimiento. Con base en la descripción tomada de la revisión de los mapas isópacos - estructurales del yacimiento ZM-5, arena L-4U en el apartado del CAPÍTULO 3, se identificaron las profundidades, los espesores, el CAPO (Contacto Agua - Petróleo) y fallas asociadas. Posteriormente se establecieron las propiedades petrofísicas promedio de la roca y los fluidos de la arena L-4U, la cuales se presentan en la tabla 8, esta información se fundamenta en la interpretación de registros eléctricos convencionales y especiales, núcleos, y de pozos asociados a dicha arena.

**Tabla 8. Propiedades roca – fluido**

<b>Datos</b>	<b>L-4U</b>
$\Phi(\%)$	18
T (°F)	262
K (mD)	200
Pi (Psi)	4450
Pb (Psi)	4447
Rs(PCN/Bbl)	1224
API°	32,3

Boi ( BY/BN)	1,778
Bg (PCY/PCN)	0,0048

Si bien es cierto que es fundamental conocer los volúmenes originales de hidrocarburos en sitio no es menos cierto que la atracción del valor económico de la acumulación depende no del volumen en sitio sino de la fracción extraíble del petróleo. Motivo por el cual una vez recolectada la historia de producción e inyección, se procedió a validarlas, rehaciendo el historial total por pozo y comparándolo con el total histórico proporcionado por la empresa operadora de acuerdo al procedimiento descrito en el capítulo 4, esto es un paso importante en la construcción de un buen modelo de yacimiento para la estimación de reservas mediante el análisis de curvas de declinación, el cual representa una técnica sencilla y eficaz para estudiar el comportamiento de producción de un yacimiento.

En el análisis de declinación juega un papel importante discernir claramente los períodos en los cuales la operación de los pozos es estable. Dicho de otra manera, se pretende identificar la declinación real causada por parámetros del yacimiento del posible cambio por condiciones operacionales. (Barberii y Essenfeld, 2005). A continuación, se muestran las gráficas (figura 48 y 49) utilizadas para la selección del período de estudio:

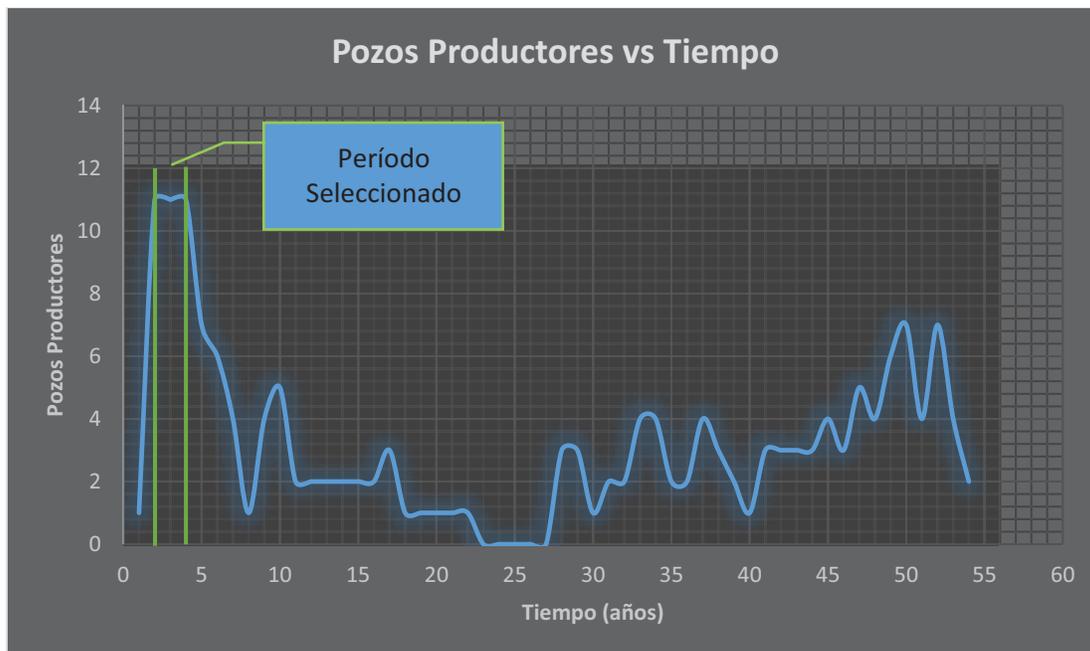


Figura 48. Pozos Productores vs Tiempo



Figura 49. Tasa de petróleo vs Tiempo

Se seleccionó el intervalo que va del año 2 al 4 de producción porque es donde se observó un comportamiento estable en cuanto al número de completaciones activas (11) y una declinación representativa porque se identificó que en el mismo no hubo salida de pozos que interfieran en la disminución de producción, de este período se determinó la tasa de declinación efectiva (d) usando la ecuación 4 y la tasa de declinación nominal (D) por medio la ecuación 5. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 9.

Tabla 9. Declinación efectiva, Declinación nominal y 1/D

t (años)	Declinación efectiva d	Declinación Nominal D	1/D
2	0,17469	-0,19199	-5,20853
3	0,15653	-0,17023	-5,87448
4	0,35478	-0,43817	-2,28224

Después, usando los datos obtenidos anteriormente se graficó 1/D vs tiempo (figura 50). Se determinó la curva de tendencia lineal cuya ecuación es  $y = 1,4631x - 8,8445$  con  $R^2 = 0,5862$ . Se puede observar que el  $R^2$  es pequeño, esto quiere decir que, al no ajustarse a una tendencia

lineal, la declinación no es hiperbólica. Se obtuvo  $1/D_i$  al interceptar la recta con el eje de ordenadas, dando un valor de  $-8,8445$ , se despejó y se obtuvo un  $D_i$  de  $-0,11306$ .

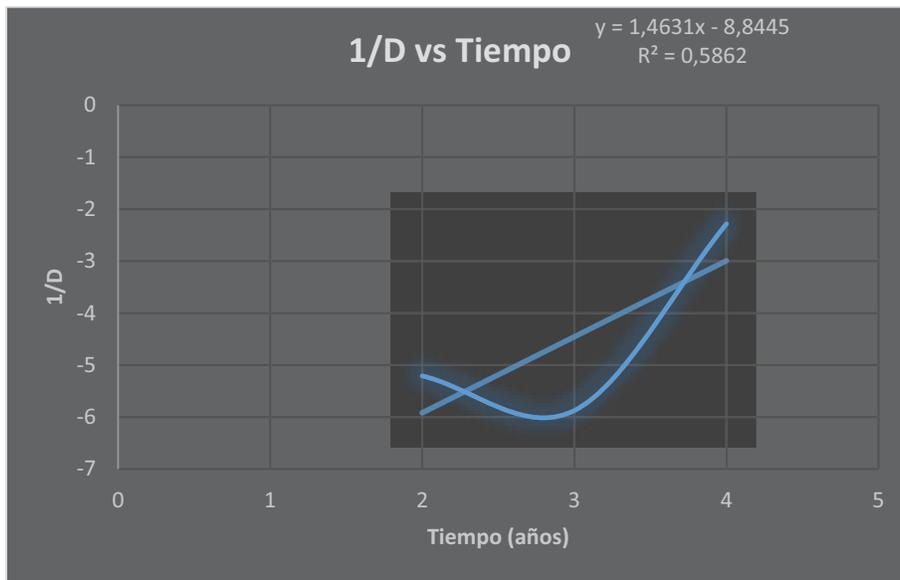


Figura 50.  $1/D$  vs Tiempo

Posteriormente, mediante la ecuación 6 se calcularon las tasas de producción, los resultados obtenidos se muestran en la tabla 10.

Tabla 10. Tasas de Producción

t (años)	q (Bbl/d)	t (años)	q (Bbl/d)
1	197,9094	28	9,3471
2	176,7515	29	8,3478
3	157,8555	30	7,4554
4	140,9796	31	6,6583
5	125,9079	32	5,9465
6	112,4475	33	5,3108
7	100,4261	34	4,7430
8	89,6898	35	4,2360
9	80,1013	36	3,7831

10	71,5379	37	3,3787
11	63,8900	38	3,0175
12	57,0597	39	2,6949
13	50,9596	40	2,4068
14	45,5117	41	2,1495
15	40,6462	42	1,9197
16	36,3008	43	1,7145
17	32,4200	44	1,5312
18	28,9541	45	1,3675
19	25,8587	46	1,2213
20	23,0942	47	1,0907
21	20,6253	48	0,9741
22	18,4203	49	0,8700
23	16,4510	50	0,7770
24	14,6923	51	0,6939
25	13,1216	52	0,6197
26	11,7188	53	0,5535
27	10,4660		

Para verificar que la declinación es exponencial, se graficó la tasa de producción vs el tiempo en escala semi-log (figura 51), en donde se aprecia la forma característica de este tipo de declinación, es decir, una línea recta.



**Figura 51. Tasa de Producción vs Tiempo**

Luego para la estimación de las reservas recuperables se seleccionó el período más cercano al final de producción con un comportamiento estable en cuanto al número de completaciones activas, siendo este el intervalo del año 41 al 44 de producción. Se tomó como punto de referencia el año 41, debido a que es en donde empieza la declinación y un caudal de abandono de 10 barriles/día. En la tabla 11 se presentan los datos del punto de referencia.

**Tabla 11. Datos año 41 de Producción**

Fecha	Tasa de Petróleo (Bbl/d)	Petróleo Acumulado (Bbl)	Completaciones Activas
1/6/1994	566	7.898.165	3

Se calculó el petróleo producido desde el año 41 hasta el caudal de abandono mediante la ecuación 7, dando un valor de 4.916.657 Bbl. Con la ecuación 8 se obtuvo el petróleo producido total, arrojando un estimado de 12.814.822 Bbl.

En la tabla 12 se muestran las reservas recuperables, el petróleo producido acumulado hasta el año 2021 y las reservas remanentes calculadas a partir de la ecuación 9.

**Tabla 12. Reservas y Petróleo Producido Acumulado**

Reservas Recuperables (Bbl)	12.814.822
Petróleo Producido Acumulado (Bbl)	11.711.166
Reservas Remanentes (Bbl)	1.103.656

Los resultados obtenidos del tiempo de abandono y tiempo remanente calculados por medio de las ecuaciones 10 y 11 respectivamente se muestran en la tabla 13.

**Tabla 13. Tiempo de Abandono, Tiempo Producido y Tiempo Remanente**

Tiempo de Abandono (años)	35,69
Tiempo Producido (años)	27
Tiempo Remanente (años)	8,67

## 5.2. Análisis del comportamiento del yacimiento utilizando el software MBAL

Una vez recolectadas las características del yacimiento mostradas en la tabla 8, se tomaron estas propiedades para validar el POES (Petróleo Original en Sitio) y los mecanismos presentes en el mismo mediante el uso del Software MBAL de Petroleum Experts. Los resultados arrojados y sus análisis se presentan a continuación:

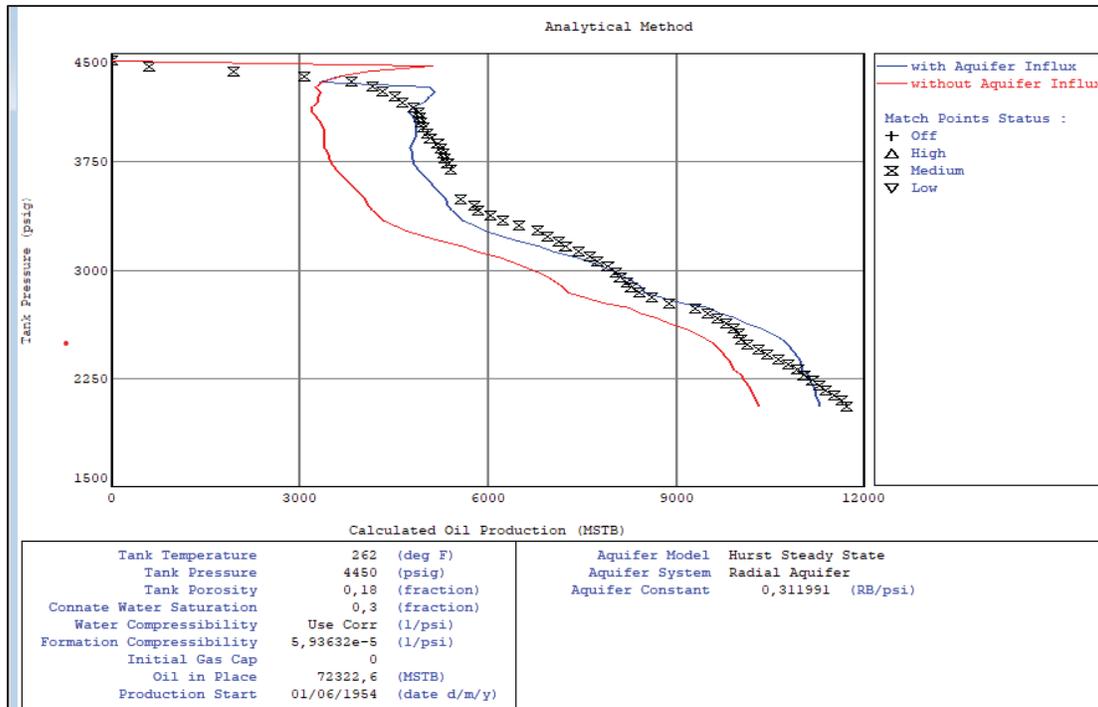


Figura 52. Método Analítico arena L-4U

En la figura 52, la curva roja representa el modelo del ajuste sin acuífero, se pudo observar que el cotejo no es bueno debido a que falta energía para coincidir con el histórico de producción del yacimiento, por lo tanto se evidencia la presencia de un acuífero, el cual aporta la energía faltante, por este motivo se debió implementar un análisis de sensibilidades con diferentes modelos de acuíferos para ajustar los datos del mismo utilizando regresión no lineal y de esta forma obtener un mejor cotejo, la curva azul representa el modelo del ajuste con acuífero, los puntos representan los datos reales que se han ingresado. Por medio de la gráfica anterior, se aprecia la coincidencia de los datos de producción (puntos en X) y el modelo (curva azul). En conclusión, se muestra en la figura 52 que el mejor modelo de acuífero asociado a este yacimiento fue el Modelo de Hurst (Steady State).

Posteriormente se verificó el modelo a través del método gráfico, el cual se muestra en la figura 53, donde se aprecia una buena coincidencia que garantiza los volúmenes de hidrocarburos. El valor del POES (Petróleo Original en Sitio) fue de 72,33 MMBbl, lo cual valida el obtenido por la empresa operadora siendo este de 72,58 MMBbl.

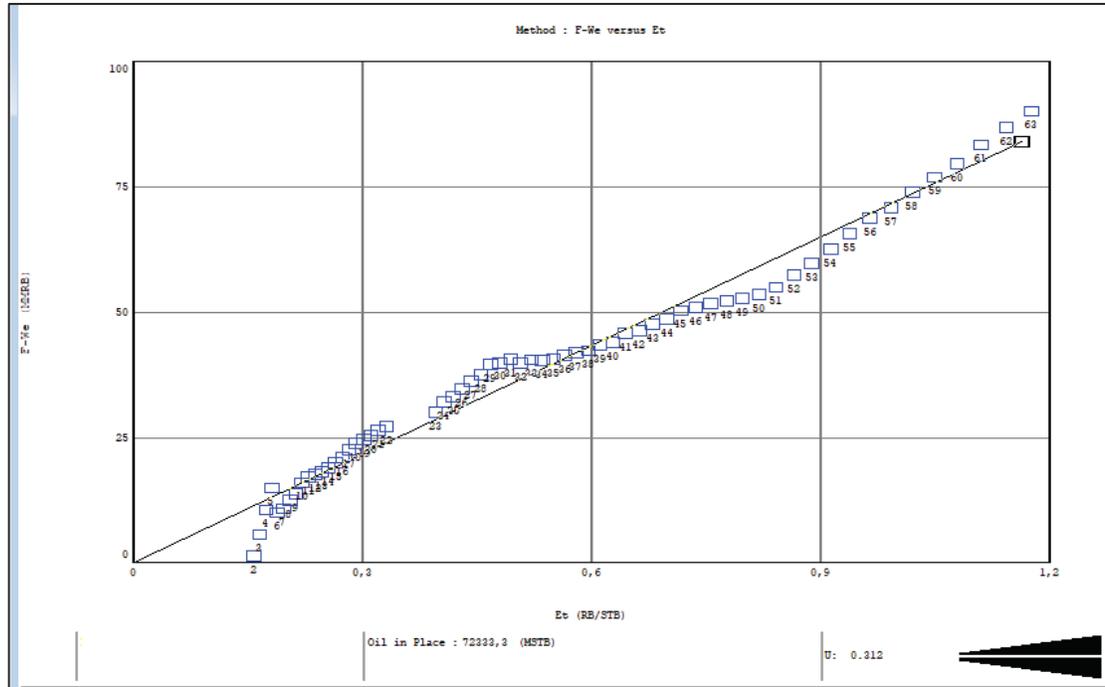


Figura 53. Método Gráfico arena L-4U

En la figura 54, se aprecian los mecanismos presentes en la arena, la proximidad de la presión de burbuja a la presión inicial, permite establecer la premisa de que el yacimiento produjo en sus comienzos principalmente por empuje por gas en solución, esto se puede corroborar con la alta producción de gas evidenciada al inicio de la explotación del yacimiento, la cual se explica en la historia de producción e inyección del campo en el capítulo 3 (figura 30), con bajo aporte del acuífero como mecanismo de producción, lo cual hace inevitable el desperdicio de esta elevada cantidad de gas mediante la quema y/o venteo al no contar con las instalaciones necesarias para su manejo. También se aprecia el aporte del mecanismo secundario de inyección de agua, el cual tuvo poca influencia mientras que la inyección de gas tuvo una mejor contribución de energía en la producción, dicho aporte será cuantificado en la producción del yacimiento en el siguiente apartado.

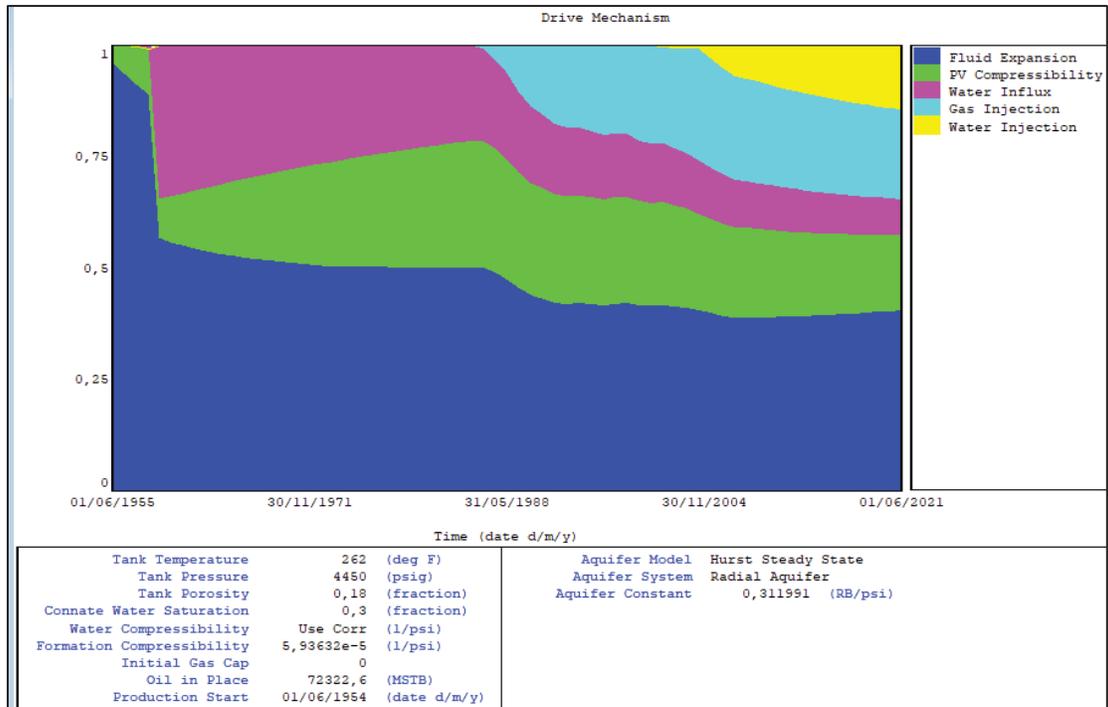


Figura 54. Mecanismos de empuje arena L-4U

### 5.3. Estimación de la corriente de venteo, su efecto en el medio ambiente y en la productividad de la arena L-4U como método de inyección de gas

En el proceso de recolección, compresión, transporte y venta de gas natural de los campos de producción de petróleo y gas, existe la necesidad de medir los caudales de gas manejados, esto con la finalidad de obtener la producción de gas en el campo, el gas total comprimido por todo el parque de compresores instalados, el gas utilizado como consumo interno ya sea como gas combustible, gas de inyección u otros (Huamani, 2014). Basado en el comportamiento histórico de producción e inyección del yacimiento ZM-5, arena L-4U perteneciente al campo Zorro, y de los pronósticos de producción a corto y mediano plazo visualizados para una eventual continuidad operativa, se realizó el balance de gas del campo con miras a entender como ha sido manejada la utilización del gas de acuerdo a las principales actividades dispuestas según las operaciones del mismo campo. La generación del balance de gas considera los parámetros de la tasa de gas producido menos la tasa de gas consumida o usada, tal como se muestra en la tabla 14 y 15.

**Tabla 14. Balance de Gas**

Fecha	Q <sub>gas</sub> del yacimiento (MPCN/d)	Q <sub>iny gas lift</sub> (MPCN/d)	Q <sub>gas</sub> mantenimiento (MPCN/d)	Q <sub>gas</sub> de inyección (MPCN/d)	Gas otros campos (MPCN/d)	Balance de Gas (MPCN/d)
1/6/1954	698,300	150,000	41,898	0	0	506,402
1/6/1955	7468,400	1650,000	448,104	0	0	5370,296
1/6/1956	10862,500	1650,000	651,750	0	0	8560,750
1/6/1957	13661,500	1650,000	819,690	0	0	11191,810
1/6/1958	8542,300	1050,000	512,538	0	0	6979,762
1/6/1959	4977,700	900,000	298,662	0	0	3779,038
1/6/1960	2468,400	600,000	148,104	0	0	1720,296
1/6/1961	2969,900	150,000	178,194	0	0	2641,706
1/6/1962	4501,000	600,000	270,060	0	0	3630,940
1/6/1963	7058,800	750,000	423,528	0	0	5885,272
1/6/1964	1403,800	300,000	84,228	0	0	1019,572
1/6/1965	1067,100	300,000	64,026	0	0	703,074
1/6/1966	1828,300	300,000	109,698	0	0	1418,602
1/6/1967	1476,600	300,000	88,596	0	0	1088,004
1/6/1968	2807,100	300,000	168,426	0	0	2338,674
1/6/1969	1816,900	300,000	109,014	0	0	1407,886
1/6/1970	3608,300	450,000	216,498	0	0	2941,802
1/6/1971	1978,900	150,000	118,734	0	0	1710,166
1/6/1972	2257,200	150,000	135,432	0	0	1971,768
1/6/1973	2512,300	150,000	150,738	0	0	2211,562
1/6/1974	1479,300	150,000	88,758	0	0	1240,542
1/6/1975	2159,700	150,000	129,582	0	0	1880,118
1/6/1976	0	0	0	0	0	0
1/6/1977	0	0	0	0	0	0
1/6/1978	0	0	0	0	0	0
1/6/1979	0	0	0	0	0	0
1/6/1980	0	0	0	0	0	0
1/6/1981	8335,200	450,000	500,112	0	0	7385,088
1/6/1982	1783,500	450,000	107,010	0	0	1226,490
1/6/1983	82,200	150,000	4,932	0	72,732	0
1/6/1984	778,300	300,000	46,698	0	0	431,602
1/6/1985	2475,300	300,000	148,518	0	0	2026,782

APROVECHAMIENTO DEL GAS DE VENTEO PARA SU USO COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y DE EXTRACCIÓN DE LÍQUIDOS EN UN YACIMIENTO EN EL ORIENTE DE VENEZUELA

1/6/1986	4581,600	600,000	274,896	1300,000	0	2406,704
----------	----------	---------	---------	----------	---	----------

Leyenda:

- $Q_{iny\ gas\ lift} = 150\ MPCN\ por\ pozo$
- $Q_{gas\ mantenimiento} = 6\% Q_{gas\ del\ yacimiento}$
- $Q_{gas\ de\ inyección} = por\ pozo\ inyector.$
- Gas otros campos = cuando se entrega por solicitud.

Tabla 15. Balance de Gas

Fecha	$Q_{gas\ del\ yacimiento}$ (MPCN/d)	$Q_{iny\ gas\ lift}$ (MPCN/d)	$Q_{gas\ mantenimiento}$ (MPCN/d)	$Q_{gas\ de\ inyección}$ (MPCN/d)	Gas otros campos (MPCN/d)	Balance de Gas (MPCN/d)
1/6/1987	8568,400	600,000	514,104	4600,000	0	2854,296
1/6/1988	2091,700	300,000	125,502	4100,000	2433,802	0
1/6/1989	2584,700	300,000	155,082	8300,000	6170,382	0
1/6/1990	5298,300	600,000	317,898	3200,000	0	1180,402
1/6/1991	3343,300	450,000	200,598	3500,000	807,298	0
1/6/1992	1031,200	300,000	61,872	4000,000	3330,672	0
1/6/1993	224,600	150,000	13,476	0	0	61,124
1/6/1994	1401,400	450,000	84,084	900,000	32,684	0
1/6/1995	1940,400	450,000	116,424	3700,000	2326,024	0
1/6/1996	1157,000	450,000	69,420	0	0	637,580
1/6/1997	1379,100	450,000	82,746	0	0	846,354
1/6/1998	7406,500	600,000	444,390	4500,000	0	1862,110
1/6/1999	1096,200	450,000	65,772	3400,000	2819,572	0
1/6/2000	1160,400	750,000	69,624	0	0	340,776
1/6/2001	1131,400	600,000	67,884	3700,000	3236,484	0
1/6/2002	4804,100	900,000	288,246	4000,000	384,146	0
1/6/2003	5154,800	1050,000	309,288	5000,000	1204,488	0
1/6/2004	3741,700	600,000	224,502	5200,000	2282,802	0
1/6/2005	4804,200	1050,000	288,252	0	0	3465,948
1/6/2006	4029,300	600,000	241,758	0	0	3187,542
1/6/2007	4618,400	300,000	277,104	0	0	4041,296
1/6/2008	1900,000	300,000	114,000	0	0	1486,000
1/6/2009	3744,000	300,000	224,640	0	0	3219,360
1/6/2010	5400,000	300,000	324,000	0	0	4776,000
1/6/2011	4740,000	300,000	284,400	0	0	4155,600

APROVECHAMIENTO DEL GAS DE VENTEO PARA SU USO COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN  
SECUNDARIA Y DE EXTRACCIÓN DE LÍQUIDOS EN UN YACIMIENTO EN EL ORIENTE DE VENEZUELA

1/6/2012	5760,000	300,000	345,600	0	0	5114,400
1/6/2013	6020,000	300,000	361,200	0	0	5358,800
1/6/2014	5838,000	300,000	350,280	0	0	5187,720
1/6/2015	3822,000	300,000	229,320	0	0	3292,680
1/6/2016	5334,000	300,000	320,040	0	0	4713,960
1/6/2017	4960,000	300,000	297,600	0	0	4362,400
1/6/2018	4368,000	300,000	262,080	0	0	3805,920
1/6/2019	5680,000	300,000	340,800	0	0	5039,200
1/6/2020	5136,000	300,000	308,160	0	0	4527,840
1/6/2021	4392,000	300,000	263,520	0	0	3828,480

Leyenda:

- $Q_{iny \text{ gas lift}} = 150 \text{ MPCN por pozo}$
- $Q_{gas \text{ mantenimiento}} = 6\% Q_{gas \text{ del yacimiento}}$
- $Q_{gas \text{ de inyección}} = \text{por pozo inyector.}$
- Gas otros campos = cuando se entrega por solicitud.

Se calculó el promedio del balance de gas de los últimos 10 años para obtener el volumen de gas en exceso, dando un valor de 4,49 MMPCN/día, dicho volumen será el utilizado en el presente trabajo especial de grado para su aprovechamiento en los 2 escenarios en estudio planteados en el capítulo 4.

Como ya se mencionó, la utilización del gas producido ha sido diversificada en gas para el levantamiento de producción de los pozos (GL), gas para mantenimiento de equipos en las instalaciones de producción y gas para la inyección en el yacimiento, no teniendo otra disposición (figura 55).

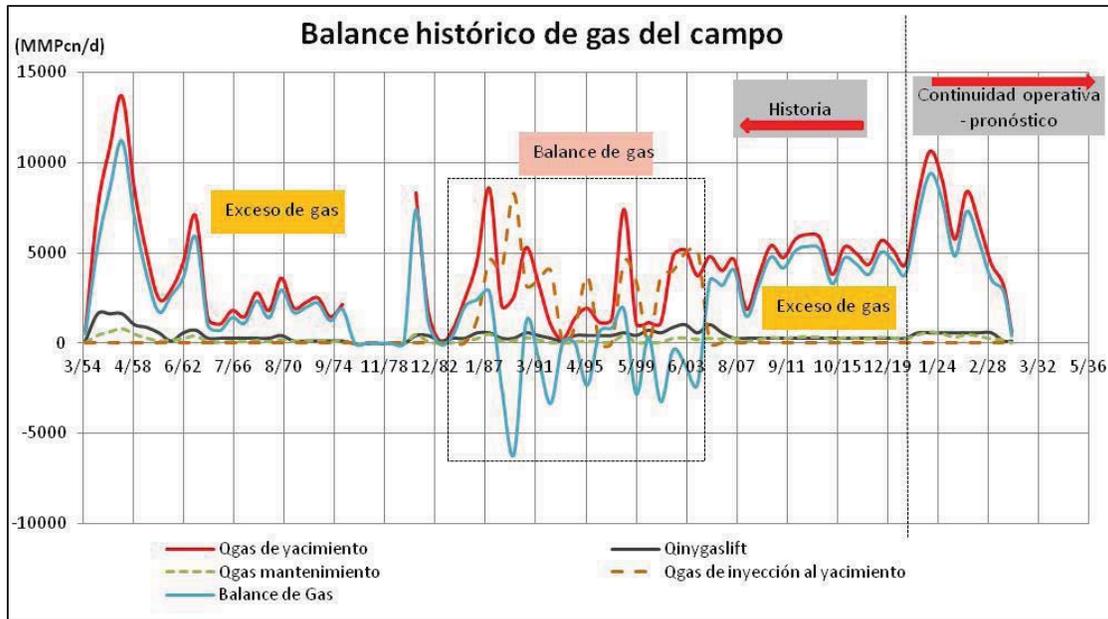
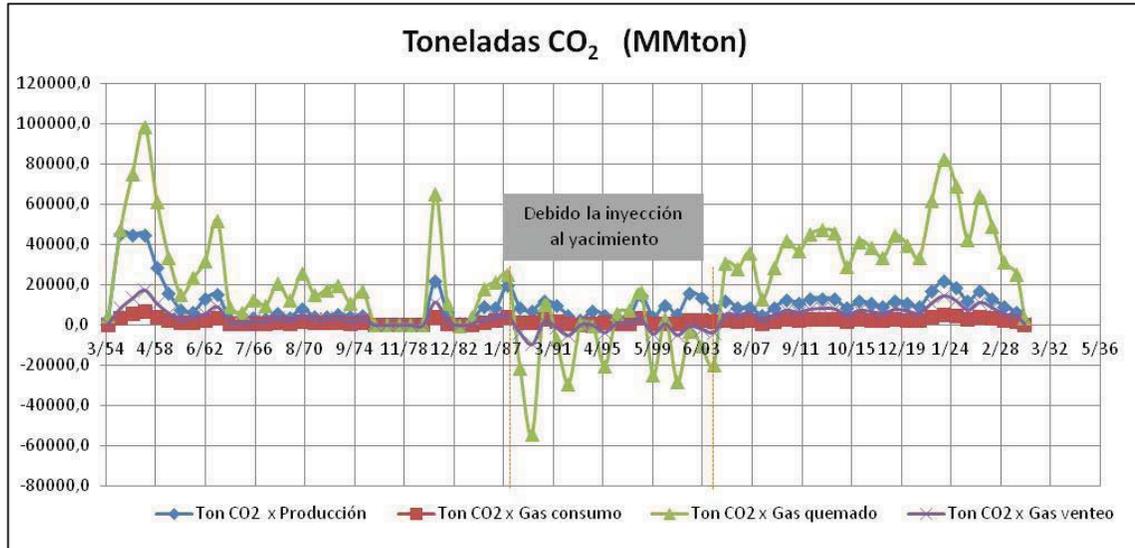


Figura 55. Balance de gas para el yacimiento ZM-5, Arena L-4U.

Como se puede mostrar en la figura anterior en la historia del campo hay tres períodos donde la disposición del gas se ha denominado como "exceso de gas" y "balance de gas", resaltando que el primer período no hubo una planificación de qué hacer con el gas excedente, pudo adjudicarse al desconocimiento de cómo operar el campo y conocer el yacimiento, luego vino un segundo período donde si hubo una planificación acertada de la disposición del gas, con la inyección del mismo al yacimiento y de hecho se puede observar que hasta se inyectó más de lo que el campo produce y gasta en sus operaciones ocasionando una dispersión en los volúmenes, muy probablemente se inyectó gas de todo el campo. Y finalmente, el tercer período donde cesa la inyección y la disposición del gas vuelve a quedar en excedente pero con un campo que ya produce con alta relación gas petróleo (comparación entre los períodos de exceso muestra más gas), incluso en la proyección de producción del campo se evidenció el excedente de gas, por lo cual es la base de este trabajo especial de grado, en darle aprovechamiento a estos volúmenes de gas y plantear escenarios de monetización del mismo ya que se seguirá disponiendo toda esta corriente excedente hacia el ambiente con las actividades de quema y/o venteo.

Por tal motivo, se realizaron las estimaciones de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) con base en el balance de gas del campo y para sustentar la necesidad de primero, colaborar con la reducción de emisiones al ambiente de CO<sub>2</sub> y segundo generar y aprovechar esta corriente de gas excedente y proponer su monetización a través de escenarios de evaluación que más adelante serán realizados.

Los resultados de las estimaciones de emisiones de GEI para los niveles de producción y consumo/quema/venteo, se muestran en los anexos 2 y 3 respectivamente y en las siguientes figuras 56 y 57, donde se resaltan primeramente las toneladas de CO<sub>2</sub> por cada nivel y actividad, y luego como emisiones totales de CO<sub>2</sub>.



**Figura 56. Toneladas de CO<sub>2</sub> como resultado de las operaciones en el yacimiento ZM-5, Arena L-4U.**

Como se observa en la figura anterior, la actividad de quema de gas es la que genera mayor cantidad de toneladas de CO<sub>2</sub>, lo que soporta la propuesta de aprovechar esta corriente excedentaria de gas, revertir este uso y monetizarlo. De todo punto de vista, sería un valor agregado darle un aprovechamiento ya sea reinyectarlo al yacimiento tal como en la historia ocurrió (1983-2003), a su vez se obtiene una recuperación de petróleo por la misma actividad y se minimiza el impacto de emisiones de CO<sub>2</sub> al ambiente.

En la Figura 57, se muestran estas toneladas ya estimadas como emisiones totales de CO<sub>2</sub>, el cual sirve como indicador de gestión y no es más que considerar todos los gases (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O) con su factor de emisión y las equivalencias de moles de CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O en CO<sub>2</sub>. Las empresas usan este indicador como parte de la gestión en conservación al ambiente y así tomar acciones cuando se exceda el valor referencial, en este caso, para el campo Zorro 0,105 aproximadamente. Esto es muy importante tomarlo en cuenta porque cualquier plan de desarrollo previsto a realizar que involucre actividades de pozos, impacta en este indicador y hay que diseñar acciones de mejora.

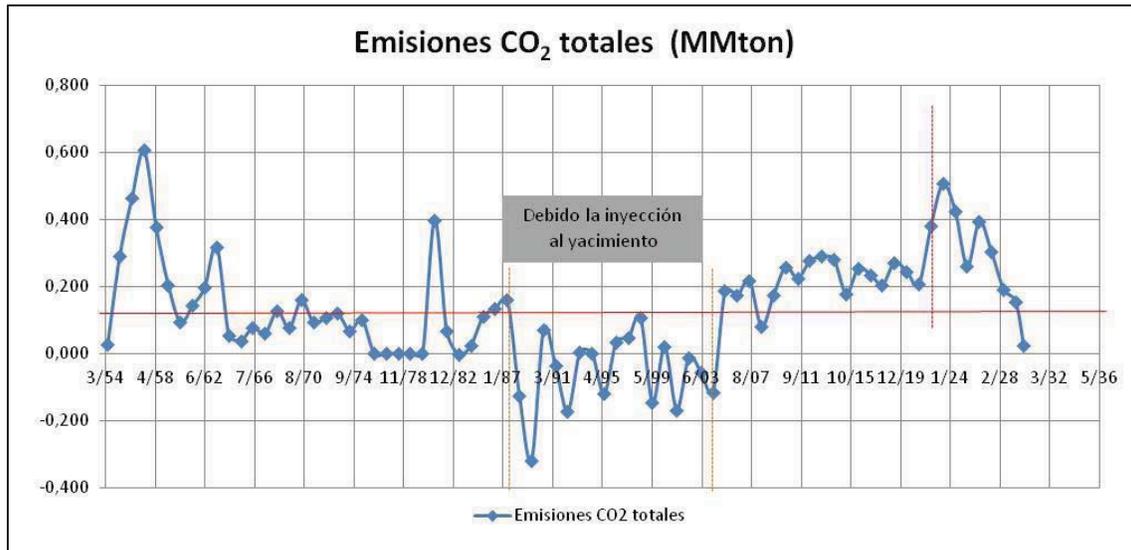


Figura 57. Emisiones totales de CO<sub>2</sub> como resultado de las operaciones en el yacimiento ZM-5, Arena L-4U.

Posteriormente se tomó como objeto de estudio a los pozos ZM-5 y ZM-13 asociados al inyector ZM-26 como se observa en la figura 58.

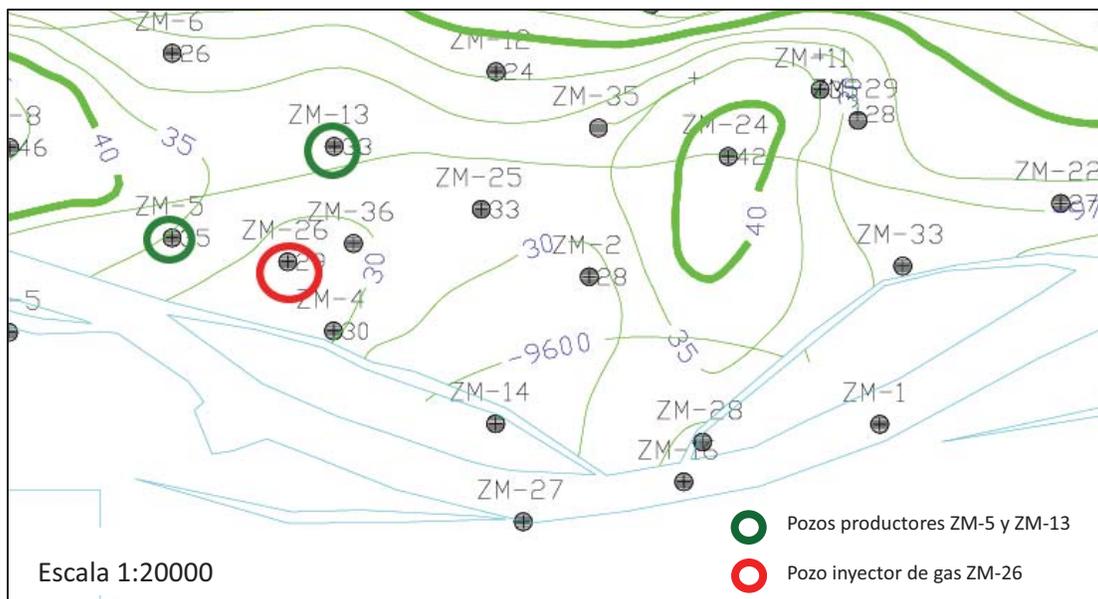


Figura 58. Pozos productores ZM-5 y ZM-13 asociados al inyector ZM-26

Con la finalidad de observar las declinaciones de producción de los pozos ZM-5 y ZM-13 y poder analizar el comportamiento histórico a lo largo de sus respectivas vidas productivas para

evidenciar el efecto de la inyección de gas, se presentan a continuación dos gráficas representativas de ambos pozos vinculados al inyector ZM-26 (figura 59 y figura 60).



**Figura 59. Tasa de petróleo y de gas inyectado vs tiempo para el pozo ZM-5 asociado al inyector ZM-26**

La figura 59 muestra los niveles alcanzados de producción de petróleo del pozo ZM-5 durante el periodo de inyección de gas por parte del pozo ZM-26. Para el pozo ZM-5, la energía aportada por la inyección de gas ayudó a mantener la producción de petróleo. Se puede observar la relación efectiva entre la producción y la inyección, debido a que en los periodos en que se suspende la inyección de gas, la producción disminuye y en los intervalos de tiempo en que se reactiva la inyección, la producción presenta una respuesta positiva al aumentar y mantener una tasa relativamente constante entre los años 2000 y 2003.



**Figura 60. Tasa de petróleo y de gas inyectado vs tiempo para el pozo ZM-13 asociado al inyector ZM-26**

En la tabla 16 para el pozo ZM-13 se observó un aumento de la producción promedio de 149 Bbl/día en los años 1986 y 1987 cuando se empezó a inyectar una tasa promedio de 4,46 MMPCN/día. Dicho aumento se puede apreciar gráficamente en la figura 60.

**Tabla 16. Tasa de inyección de gas del pozo ZM-26 y tasa de petróleo del pozo ZM-13**

Año	Qiny de gas promedio ZM-26 (MMPCN/d)	Qo promedio ZM-13 (bbl/d)
1986	1,3	185
1987	4,46	334

Basado en el comportamiento mostrado en el historial de producción durante la etapa de inyección (figura 59 y figura 60) se estimó que con el reacondicionamiento de estos 3 pozos y una inyección de gas de 4,49 MMPCN/día, cuyo valor se encuentra en el rango de las tasas de inyección en las cuales el yacimiento tuvo respuesta positiva, se obtendría una producción de petróleo adicional de 100 Bbl/día.

#### 5.4. Estimación de la cantidad de líquido de gas natural que se podrá recuperar de la arena L-4U, haciendo uso de la tecnología LPG-Sep™

De acuerdo con los datos suministrados por la prueba de cromatografía a condiciones estándar, mostrada en la tabla 17, se concluyó que la corriente en estudio es un gas rico en vista de que

posee un GPM  $C_{3+} > 2$  (Contenido líquido). Además, se puede clasificar como un gas agrio, debido a que la cantidad de partes por millón de sulfuro de hidrógeno es mayor a 4 ppm.

**Tabla 17. Composición y Propiedades Físicas del Gas - Zorro**

Componentes	Mol %	Gal/MCF	Grav. Esp. (air=1)	BTU. Bruto (BTU/PCN)	BTU. Neto (BTU/PCN)
Agua, H2O	0.00020		0.000001	0.00	0.00
H2S	0.00070		0.000008	0.00	0.00
Nitrogeno, N2	0.01236		0.000120	0.00	0.00
Diox. de Carb , CO2	0.61355		0.009323	0.00	0.00
Metano, C1	73.30679		0.406046	740.40	666.65
Etano, C2	11.80095		0.122517	208.83	191.02
Propano, C3	8.13742	2.2372	0.123900	204.75	188.37
Iso-Butano, IC4	1.58681	0.5179	0.031844	51.60	47.61
N-Butano, NC4	2.43375	0.7656	0.048841	79.40	73.28
Iso-Pentano, IC5	0.69838	0.2197	0.017398	27.94	25.83
N-Pentano, NC5	0.58988	0.2132	0.014695	23.65	21.87
Hexanos, C6	0.43975	0.1889	0.013969	22.28	20.62
Heptanos, C7	0.26936	0.1240	0.009319	14.82	13.74
Octanos, C8	0.07863	0.0402	0.003101	4.91	4.56
Nonanos, C9+	0.03237	0.0182	0.001433	2.26	2.10
Decanos , C10	0.00000	0.0000	0.000000	0.00	0.00
<b>Total</b>	<b>100.0009</b>	<b>4.3248</b>	<b>0.8025</b>	<b>1380.84</b>	<b>1255.66</b>
<b>PROPIEDADES FÍSICAS DEL GAS</b>					
Peso Molecular Promedio	23.4357		gm/mole		
Presión Seudocritica	660.60		psia		
Temperatura Seudocritica	423.04		degR		
Gravedad Especifica (Aire=1)	0.8025				
Valor Calorífico Neto	1255.66			BTU/SCF 60°F	
Valor Calorífico Bruto	1380.84			BTU/SCF at 60°F	
Contenido líquido	4.3248			Gal/MCF	
Viscosidad del gas	0.0104363			centipoise a P y T	
Factor Z del gas	0.9800485			a P y T	

En la tabla 18 se especifican las características principales utilizadas en el estudio de la corriente de gas del yacimiento, donde la corriente diaria fue determinada mediante el balance de gas mostrado anteriormente, la corriente mensual se obtuvo al multiplicar la corriente diaria por 30 días, la riqueza  $C_{3+}$ , el factor de recobro de gas y el factor de recobro de líquido se obtuvo de la prueba de cromatografía, la cual se aprecia en la tabla 17.

**Tabla 18. Características del Gas del Yacimiento**

<b>Características del Gas</b>
--------------------------------

Corriente Mensual	134700000	PCN
Corriente Diaria	4490000	PCN
Riqueza C <sub>3+</sub>	4,3248	GPM
Factor de Recobro Gas	85,11	%
Factor de Recobro Líquido	14,27	%

Para obtener la cantidad de líquidos máxima extraída de la corriente se utilizó la ecuación 12, la cual resulto en:

$$LGN_{Condensables (Teóricamente)} = \frac{4,3248 \times 4490 \text{ MPCND}}{\frac{42 \text{ gal}}{1 \text{ bbl}}} = 462,35 \text{ Bbl/día}$$

Como se mencionó en el Capítulo 4, el presente trabajo no considera el diseño del tratamiento requerido para deshidratar y eliminar los contaminantes del gas natural, siguiendo el procedimiento utilizado por Salinas y Guerrero (2018). En la tabla 19 se detalla la composición de los contaminantes de la corriente, luego del tratamiento, la cual fue asumida a partir de la calidad del gas que sugiere Rondón (2014) para un proceso de extracción de LGN.

**Tabla 19. Composición de Contaminantes Luego Tratamiento**

<b>Composición Contaminante Post Tratamiento</b>	
Componente	% molar
H <sub>2</sub> S	0,0004
CO <sub>2</sub>	0,0012
N <sub>2</sub>	0,0001
H <sub>2</sub> O	0,0001

En la tabla 20 se señalan las características del gas, previo proceso de tratamiento y la composición del gas asumida para el proceso de extracción de los LGN.

**Tabla 20. Características Previo y Post Tratamiento del Gas a Procesar**

Corriente	Previo Tratamiento		Post Tratamiento	
	% Molar	GPM	% Molar	GPM
Metano, C <sub>1</sub>	73,30679		73,76719	
Etano, C <sub>2</sub>	11,80095		11,87506	
Propano, C <sub>3</sub>	8,13742	2,23720	8,18853	2,25125
Iso-Butano, IC <sub>4</sub>	1,58681	0,51790	1,59678	0,52115
N-Butano, NC <sub>4</sub>	2,43375	0,76560	2,44903	0,77041
Iso-Pentano, IC <sub>5</sub>	0,69838	0,21970	0,70277	0,22108
N-Pentano, NC <sub>5</sub>	0,58988	0,21320	0,59358	0,21454
Hexanos, C <sub>6</sub>	0,43975	0,18890	0,44251	0,19009
Heptanos, C <sub>7</sub>	0,26936	0,12400	0,27105	0,12478
Octanos, C <sub>8</sub>	0,07863	0,04020	0,07912	0,04045
Nonanos, C <sub>9+</sub>	0,03237	0,01820	0,03257	0,01831
<b>Total HC's</b>	99,37409		99,99820	
<b>Total Contaminantes</b>	0,62681		0,00180	

El porcentaje molar de los hidrocarburos post tratamiento se determinó mediante la ecuación 13, el flujo post tratamiento por medio de la ecuación 14 y el GPM post tratamiento a través de la ecuación 15.

Se revisó la composición estándar de producción de GLP en Venezuela según Bello (2019), mostrada en la tabla 21, proporción propano-butano que fue asumida para el cálculo del GLP teóricamente extraíble a partir de la corriente de entrada.

**Tabla 21. Composición GLP en Venezuela**

<b>Composición GLP en Venezuela</b>		
<b>Componente</b>	<b>PM</b>	<b>% volumen</b>
C <sub>3</sub>	44,097	70%
C <sub>4</sub>	58,123	30%
<b>Total</b>	<b>48,3048</b>	<b>100%</b>

En la tabla 22 se presenta la máxima cantidad de líquidos de gas natural condensables a partir de la corriente seleccionada, las mismas se calcularon usando la ecuación 12.

**Tabla 22. LGN: Condensables teóricos**

<b>LGN Condensables Teóricamente (Bbl/día)</b>	
LGN C <sub>3+</sub>	462,35
Propano, C <sub>3</sub>	239,17
Iso-Butano, IC <sub>4</sub>	55,37
N-Butano, NC <sub>4</sub>	81,85
Iso-Pentano, IC <sub>5</sub>	23,49
N-Pentano, NC <sub>5</sub>	22,79
Hexanos, C <sub>6</sub>	20,19
Heptanos, C <sub>7</sub>	13,26
Octanos, C <sub>8</sub>	4,30
Nonanos, C <sub>9+</sub>	1,95

GLP	341,67
-----	--------

En la tabla 23, se resumen las características principales de la tecnología LPG-Sep™

**Tabla 23. Características del Sistema LPG- Sep™**

<b>LPG-Sep™</b>	
Tasa de Alimentación o Entrada	2 a 50 MMPCN/D
Requerimiento Contenido de Líquidos en Gas de Entrada (C <sub>3</sub> +)	5 a 50%
Eficiencia de Recobro de Líquidos de Salida	Hasta 95%

Finalmente, se procedió a modelar la corriente de 4461 MPCND de gas post tratamiento a ser procesado por la tecnología LPG-Sep™, para ello se determinó la máxima cantidad de LGN condensables para LPG-Sep™, en función de la eficiencia asegurada por el fabricante, la cual se muestra en la tabla 24.

**Tabla 24. Producción LPG-Sep™**

<b>Producción LPG-Sep™</b>		
Eficiencia	95%	
Volumen Gas Pobre	3821,439	MPCND
Volumen C3	227,209	Bbl/D
Volumen C4	130,352	Bbl/D
Volumen GLP (producible)	324,584	Bbl/D
	13632,538	Gal/D
	26165,435	kg/D
Volumen C5+	81,674	Bbl/D

Envases GLP (10 kg)	2616	Und/D
---------------------	------	-------

### 5.5. Análisis económico

La evaluación económica es un análisis de egresos e ingresos de un proyecto, con el fin de estimar la factibilidad y beneficios económicos que nos proporcionará dicho proyecto, por medio de un conjunto de estudios que permiten estimar las ventajas y desventajas que se derivan de asignar determinados recursos para la producción de bienes y servicios, en otras palabras, es el procedimiento a través del cual se determina si un proyecto generará flujos de efectivo positivos (Cuba, 2012).

Se realizó el análisis económico con el fin de conocer que tan factible son las propuestas establecidas en el apartado de pronósticos del capítulo 4, para el aprovechamiento del gas asociado de quema y/o venteo, para esto es necesario conocer los costos de reacondicionamiento y los costos de producción.

En el primer escenario de inyectar el gas excedente al yacimiento, primeramente para obtener la inversión total requerida para la reactivación de 3 pozos se consideró necesario el alquiler de un taladro de RA/RC, el mismo tiene un costo aproximado de 75.000 \$/día, tomando en consideración que el tiempo de estas intervenciones está en el orden de 30 días y las actividades principales a las cuales deben ser sometidos los pozos para llevar a cabo estos reacondicionamientos (chequeos mecánicos, limpiezas, aislamientos y cañoneo) tienen un costo adicional estimado de 380.000 \$ (Montes y Zambrano, 2018).

En la tabla 25 se presenta un balance de las inversiones para el reacondicionamiento de tres pozos, dando un total de 7,89 MM\$.

**Tabla 25. Inversiones totales de RA/RC en tres pozos**

<b>Inversiones</b>	<b>Costo (MM\$)</b>
Actividades	1,14
Taladro	6,75
<b>Total de inversiones</b>	<b>7,89</b>

En cuanto a los gastos operativos, los cuales se refieren al precio que la empresa debe pagar por un barril producido, esto incluye el valor operativo, de depreciación y de transporte, se incluyó una tarifa general de costo por barril producido, la misma se fijó en 15 \$/Bbl (Montes y Zambrano, 2018).

Para el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado se estableció un precio de 71 \$/barril como precio mínimo por barril de acuerdo a valores manejados por la OPEP en el mes de febrero del año 2022. Una vez establecido el precio de referencia, se procedió a determinar los ingresos anuales, los cuales se refieren al producto del número de barriles de petróleo producidos por el precio de cada barril.

La tasa mínima requerida (TMR) se fijó en 15%, mientras que la tasa de descuento en 12%, ya que estos valores son usados con frecuencia en proyectos asociados a la producción de hidrocarburos (Jiménez y Martínez, 2019). Finalmente, los indicadores económicos VPN y TIR se determinaron mediante el uso de las ecuaciones 2 y 3 respectivamente.

La Regalía en Venezuela, tanto en la Ley de Hidrocarburos como en la Ley de Gas, es definida como el derecho a una participación que el Estado-Propietario tiene sobre los volúmenes de hidrocarburos extraídos de cualquier yacimiento. Con relación al porcentaje de la Regalía a pagar al Estado, la Ley de Hidrocarburos fija una participación del 30% sobre los volúmenes de hidrocarburos de cualquier yacimiento (Mata, 2016).

La Ley del Impuesto Sobre la Renta establece que los titulares de enriquecimientos provenientes de actividades relativas a los hidrocarburos y conexas, tales como la refinación y el transporte, sus regalistas y quienes obtengan enriquecimientos derivados de la exportación de hidrocarburos o de sus derivados, deben pagar una tasa proporcional al 50% sobre los enriquecimientos anuales netos y globales obtenidos por el ejercicio de dichas actividades (Mata, 2016). En la tabla 26 se muestra el balance económico del desarrollo de las reservas, respetando las reservas recuperables asociadas al yacimiento y los tiempos de producción determinados en la predicción de producción.

Tabla 26. Balance ingresos – egresos, flujo neto anual del primer escenario

Año	Np (Bbl)	Ingresos (\$) 71 \$/barril	Egresos (\$) 15\$/barril	Regalía (\$) 30%	ISLR (\$) 50%	Flujo neto anual (\$)
2022	164.615	11.687.665	2.469.225	3.506.299	2.856.070	2.856.070
2023	215.350	15.289.850	3.230.250	4.586.955	3.736.323	3.736.323
2024	182.865	12.983.415	2.742.975	3.895.024	3.172.708	3.172.708
2025	116.800	8.292.800	1.752.000	2.487.840	2.026.480	2.026.480
2026	153.300	10.884.300	2.299.500	3.265.290	2.659.755	2.659.755
2027	120.450	8.551.950	1.806.750	2.565.585	2.089.808	2.089.808
2028	80.300	5.701.300	1.204.500	1.710.390	1.393.205	1.393.205
2029	58.400	4.146.400	876.000	1.243.920	1.013.240	1.013.240
2030	7.350	521.850	110.250	156.555	127.523	127.523

Donde:

- Np: Petróleo producido anualmente asumiendo el incremento de producción de 100 bb/d por la inyección de gas y siguiendo la declinación obtenida por el análisis de curvas de declinación.
- Ingresos: Producto del número de barriles de petróleo producidos por el precio de cada barril.
- Egresos: Producto del petróleo producido por el costo por barril producido.

- Regalía: Producto de los ingresos por la alícuota 30%.
- ISLR: Base imponible (ingresos – egresos-regalías) \* alícuota 50%.
- Flujo neto: Ingresos – (egresos + regalía + ISLR).

En la tabla 27 y en la figura 61 se observa el año en el que el flujo se hace positivo permitiendo calcular el tiempo o período de recuperación de capital, siendo igual a 2,41 años y menor al horizonte económico establecido.

**Tabla 27. Flujo acumulado anualmente del primer escenario**

<b>Año</b>	<b>Flujo de Caja (\$)</b>	<b>Flujo Acumulado (\$)</b>	<b>VP Flujo de Caja (\$)</b>
2021	-7.890.000	-7.890.000	-7.890.000
2022	2.856.070	-5.033.930	2.550.063
2023	3.736.323	-1.297.607	2.978.573
2024	3.172.708	1.875.101	2.258.271
2025	2.026.480	3.901.581	1.287.865
2026	2.659.755	6.561.336	1.509.216
2027	2.089.808	8.651.143	1.058.761
2028	1.393.205	10.044.348	630.215
2029	1.013.240	11.057.588	409.231
2030	127.523	11.185.111	45.986
		<b>VPN</b>	<b>4.838.181</b>

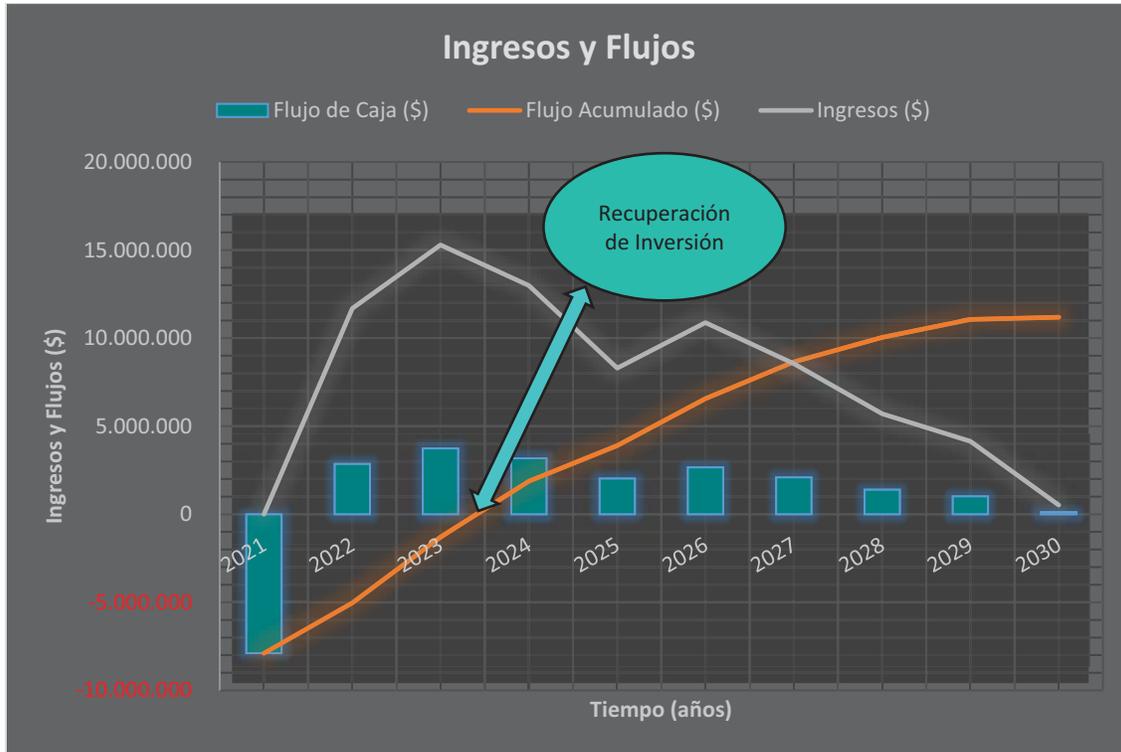


Figura 61. Ingresos y flujos del primer escenario

En la tabla 28, se observa la TIR (tasa interna de retorno) y el VPN (valor presente neto), los indicadores más usados en evaluaciones económicas de proyectos, siendo la TIR mayor que la TMR (tasa mínima requerida) y el VPN mayor a “cero”, lo que indica que existe una recuperación adicional de la inversión, es decir, se generaran beneficios, por lo que se establece que el proyecto presenta una alta confiabilidad económica para ser ejecutado.

Tabla 28. Indicadores evaluados en el proyecto del primer escenario

Tasa de descuento (%)	12
VPN (\$)	4.838.181
TIR (%)	31,05
TMR (%)	15
Horizonte económico (años)	8,67

<b>Tiempo de recuperación (años)</b>	2,41
--	------

A continuación, se muestra el análisis económico para el segundo escenario de obtención de líquidos de gas natural, el cual se describe en el capítulo 4:

El mercado internacional de gas natural se compone de diferentes mercados regionales, que poseen diferentes niveles de organización y madurez, por lo que no es posible hablar de un mercado mundial para este producto. Aunque exista una tendencia hacia una cierta liberalización del mercado en todo el mundo, éste sigue estando muy regulado en muchas regiones. En América del Norte, por ejemplo, donde el mercado está altamente liberalizado, los precios son muy competitivos y fluctúan en función de la oferta y la demanda (Valdez, 2011), por el contrario, en Venezuela se promueven políticas y regulaciones orientadas a la protección y subsidio del precio final, en consecuencia, los productos poseen un valor muy bajo en comparación con los mercados vecinos (Salinas y Guerrero, 2018).

El Gas Natural puede ser vendido como una corriente individual en función de su poder calorífico, por separado cada componente de los Líquidos del Gas Natural o a través de mezclas de Líquidos del Gas Natural comerciales. En el presente trabajo, se dispuso de tres productos principales: Gases Licuados de Petróleo (GLP), gasolina natural (C<sub>5</sub>+) y la corriente de gas natural residual (compuesta principalmente por metano y etano). A continuación, los precios marcadores utilizados por cada producto, con la finalidad de realizar su evaluación.

Para el gas natural se seleccionó el marcador Henry Hub (U.S. Energy Information Administration, 2022a), precio de referencia para el mercado de gas natural de los Estados Unidos y una referencia de precio importante en el comercio mundial de gas, el cual oscila entre 2,03 \$/MMBTU y 4,37 \$/MMBTU (Tabla 29) en los últimos 10 años.

**Tabla 29. Precio del Gas Natural Henry Hub, (U.S. Energy Information Administration, 2022a)**

Año	Precio (\$/MMBTU)
2012	2,75
2013	3,73

2014	4,37
2015	2,62
2016	2,52
2017	2,99
2018	3,15
2019	2,56
2020	2,03
2021	3,89

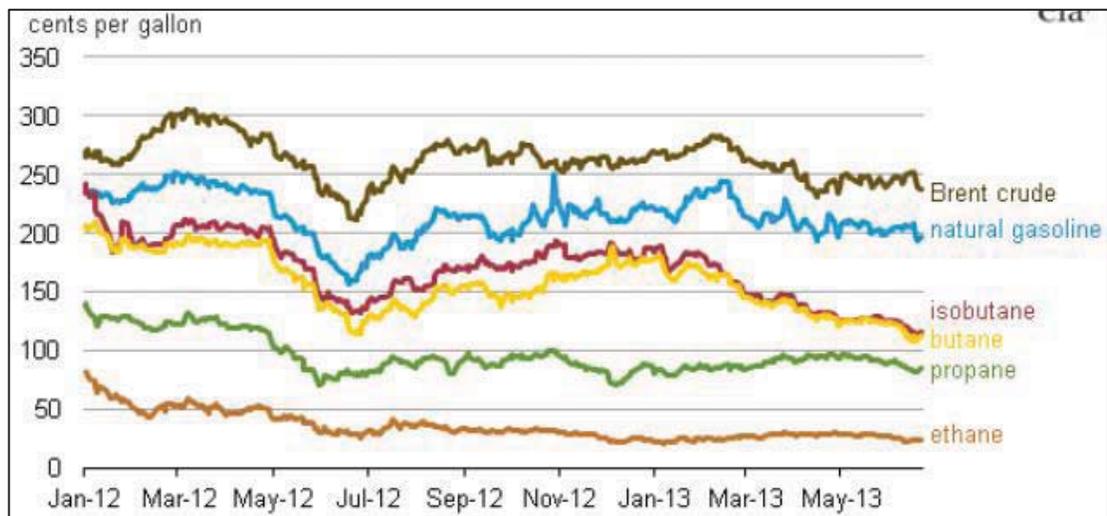
En cuanto a los gases licuados de petróleo (GLP), el marcador seleccionado fue el Mont Belvieu, TX Propane Spot Price FOB (U.S. Energy Information Administration, 2022b) que indica para los últimos 10 años un rango de precios entre 0,457 \$/GAL y 1,046 \$/GAL (Tabla 30).

**Tabla 30. Precio Mont Belvieu, TX Propane FOB, (U.S. Energy Information Administration, 2022b)**

Año	Precio (\$/GAL)
2012	1,005
2013	1,002
2014	1,038
2015	0,457
2016	0,486
2017	0,764
2018	0,878

2019	0,542
2020	0,464
2021	1,046

Por último, el precio de la gasolina natural se ubica entre 150 y 250 centavos de dólar americano por galón, de acuerdo con información de U.S. Energy Information Administration, 2013, mostrada en la figura 62.



**Figura 62. Precios de LGN desde 2012 (U.S. Energy Information Administration, 2013)**

Se calcularon los ingresos percibidos por la venta de los productos con base a dos tendencias de precios: un precio máximo de los marcadores en el intervalo de tiempo previamente señalado para un escenario optimista y un menor precio de los marcadores en el periodo para un escenario pesimista, los cuales se muestran en las tablas 31 y 32 respectivamente.

**Tabla 31. Ingresos Escenario Optimista**

Escenario Optimista		
Precio Gas Natural	4,37	\$/MMBTU
Precio GLP	43,93	\$/Bbl

Precio Gasolina Natural	105	\$/Bbl
Poder Calorífico de Gas sin Procesar	6199,930	MMBTU/d
Poder Calorífico de Gas Residual	4262,035	MMBTU/d
Ingreso GLP	14259,63	\$/d
Ingreso Gasolina Natural	8575,79	\$/d
Ingreso Gas Residual	18625,09	\$/d
Ingreso Ventas Gas Procesado	41460,51	\$/d
Ingreso Ventas Sin Procesar	27093,69	\$/d
<b>Ganancia por Procesamiento</b>	<b>14366,82</b>	<b>\$/d</b>

**Tabla 32. Ingresos Escenario Pesimista**

<b>Escenario Pesimista</b>		
Precio Gas Natural	2,03	\$/MMBTU
Precio GLP	19,19	\$/Bbl
Precio Gasolina Natural	63	\$/Bbl
Poder Calorífico de Gas sin Procesar	6199,930	MMBTU/d
Poder Calorífico de Gas Residual	4262,035	MMBTU/d
Ingreso GLP	6230,07	\$/d
Ingreso Gasolina Natural	5145,47	\$/d
Ingreso Gas Residual	8651,93	\$/d
Ingreso Ventas Gas Procesado	20027,47	\$/d

Ingreso Ventas Gas Sin Procesar	12585,86	\$/d
<b>Ganancia por Procesamiento</b>	<b>7441,62</b>	<b>\$/d</b>

Donde:

- El poder calorífico del gas sin procesar: Se obtuvo al multiplicar el BTU bruto total (tabla 17) por la corriente de gas.
- El poder calorífico del gas residual: Se consiguió al multiplicar el BTU bruto del gas pobre (metano y propano) suministrado en la tabla 17 por la corriente de gas.
- Ingresos por ventas de GLP: Cantidad de GLP recuperado por día (tabla 24), multiplicada por el precio marcador.
- Ingreso por venta de gasolina natural: Cantidad de gasolina natural recuperada por día (tabla 24), multiplicada por el precio marcador.
- Ingreso por ventas de gas residual: Poder calorífico del gas residual multiplicada por el precio marcador.
- Ingreso por ventas de gas procesado: Sumatoria de los ingresos por ventas de GLP, gasolina natural y gas residual.
- Ingreso por ventas de gas sin procesar: Poder calorífico del gas sin procesar multiplicada por el precio marcador.
- Ganancia por procesamiento: Diferencia entre el ingreso por ventas de gas procesado y el ingreso por ventas de gas sin procesar.

Al comparar los ingresos por la venta del gas procesado con relación a la venta del gas natural sin procesar se obtuvo mayor beneficio vendiendo productos del gas natural que comercializándolo sin procesamiento (tablas 31 y 32), lo cual hace viable la aplicación de la tecnología.

Según datos dados a conocer por la Asociación Mundial para la Reducción de la Quema de Gas (GGFR, 2021), administrada por el Banco Mundial y conformada por gobiernos, empresas petroleras e instituciones internacionales que trabajan para poner fin a la quema regular de gas en los emplazamientos de producción de petróleo de todo el mundo, la tecnología LPG-Sep™ tiene un costo de 7 a 8 millones de dólares para tasas de 5 a 7 MMPCN/día y de 10 a 15 millones de dólares para tasas de 10 a 15 MMPCN/día, además señala que no requiere servicios

operativos adicionales. Por lo tanto, al ser la corriente de gas post tratamiento utilizada en el presente Trabajo Especial de Grado igual a 4461 MPCN/día, la inversión inicial asociada a la tecnología LPG-Sep™ tendrá un valor de 7 millones de dólares. Con base en esto se procede a realizar el balance económico del segundo escenario, el cual se muestra en la tabla 33 y 34 para los sub-escenarios optimista y pesimista respectivamente, los indicadores económicos VPN y TIR se determinaron mediante el uso de las ecuaciones 2 y 3 respectivamente, la tasa mínima requerida (TMR) se fijó en 15%, mientras que la tasa de descuento en 12%, ya que estos valores son usados frecuentemente en proyectos asociados a la producción de hidrocarburos (Jiménez y Martínez, 2019).

**Tabla 33. Balance ingresos – egresos, flujo neto anual del sub-escenario optimista**

<b>Sub-escenario Optimista</b>				
<b>Año</b>	<b>Ingresos (\$) 41.460,51 \$/d</b>	<b>Regalía (\$) 30%</b>	<b>ISLR (\$) 50%</b>	<b>Flujo neto anual (\$)</b>
2022	15.133.086	4.539.926	5.296.580	5.296.580
2023	15.133.086	4.539.926	5.296.580	5.296.580
2024	15.133.086	4.539.926	5.296.580	5.296.580
2025	15.133.086	4.539.926	5.296.580	5.296.580
2026	15.133.086	4.539.926	5.296.580	5.296.580
2027	15.133.086	4.539.926	5.296.580	5.296.580
2028	15.133.086	4.539.926	5.296.580	5.296.580
2029	15.133.086	4.539.926	5.296.580	5.296.580
2030	10.157.825	3.047.347	3.555.239	3.555.239

Donde:

- Ingresos: Producto de Ingreso Ventas Gas Procesado (tabla 31) por 365 días, excepto para el año 2030 en el cual la vida del yacimiento fue de 245 días de acuerdo al horizonte económico.
- Regalía: Producto de los ingresos por la alícuota 30%.
- ISLR: (Son los ingresos menos la regalía) por la alícuota del 50%.
- Flujo neto: Ingresos – (regalía + ISLR).

**Tabla 34. Balance ingresos – egresos, flujo neto anual del sub-escenario pesimista**

<b>Sub-escenario Pesimista</b>				
<b>Año</b>	<b>Ingresos (\$) 20.027,47 \$/d</b>	<b>Regalía (\$) 30%</b>	<b>ISLR (\$) 50%</b>	<b>Flujo neto anual (\$)</b>

APROVECHAMIENTO DEL GAS DE VENDEO PARA SU USO COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN  
SECUNDARIA Y DE EXTRACCIÓN DE LÍQUIDOS EN UN YACIMIENTO EN EL ORIENTE DE VENEZUELA

2022	7.310.027	2.193.008	2.558.509	2.558.509
2023	7.310.027	2.193.008	2.558.509	2.558.509
2024	7.310.027	2.193.008	2.558.509	2.558.509
2025	7.310.027	2.193.008	2.558.509	2.558.509
2026	7.310.027	2.193.008	2.558.509	2.558.509
2027	7.310.027	2.193.008	2.558.509	2.558.509
2028	7.310.027	2.193.008	2.558.509	2.558.509
2029	7.310.027	2.193.008	2.558.509	2.558.509
2030	4.906.730	1.472.019	1.717.356	1.717.356

Donde:

- Ingresos: Producto de Ingreso Ventas Gas Procesado (tabla 32) por 365 días, excepto para el año 2030 en el cual la vida del yacimiento fue de 245 días de acuerdo al horizonte económico.
- Regalía: Producto de los ingresos por la alícuota 30%.
- ISLR: (Son los ingresos menos la regalía) por la alícuota del 50%.
- Flujo neto: Ingresos – (regalía + ISLR).

En la tabla 35 y en la figura 63 se observa el año en el que el flujo se hace positivo para el sub-escenario optimista, permitiendo calcular el tiempo o período de recuperación de capital, siendo igual a 1,32 años y menor al horizonte económico establecido.

**Tabla 35. Flujo acumulado anualmente del sub-escenario optimista**

Año	Flujo de Caja (\$)	Flujo Acumulado (\$)
2021	-7.000.000	-7.000.000
2022	5.296.580	-1.703.420
2023	5.296.580	3.593.160
2024	5.296.580	8.889.740
2025	5.296.580	14.186.321
2026	5.296.580	19.482.901
2027	5.296.580	24.779.481
2028	5.296.580	30.076.061
2029	5.296.580	35.372.641
2030	3.555.239	38.927.880

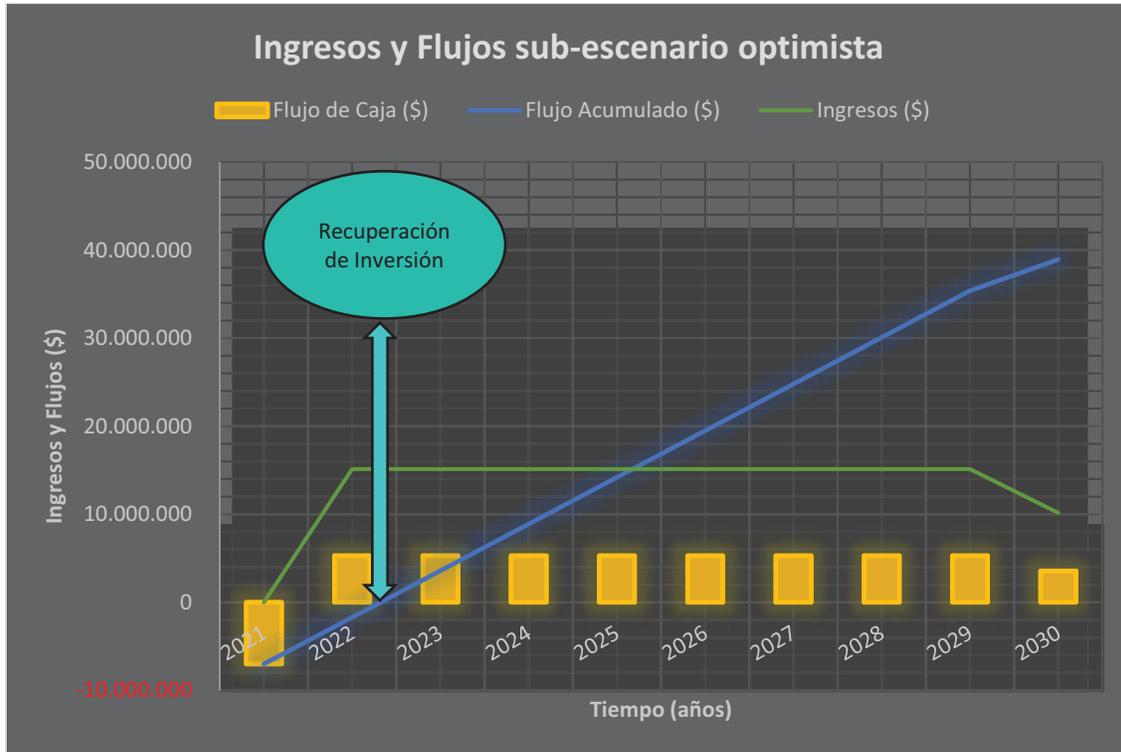


Figura 63. Ingresos y flujos del sub-escenario optimista

En la tabla 36 y en la figura 64 se muestra el año en el que el flujo se hace positivo para el sub-escenario pesimista, permitiendo determinar el tiempo de recuperación de la inversión, siendo este igual a 2,73 años y menor al horizonte económico.

Tabla 36. Flujo acumulado anualmente del sub-escenario pesimista

Año	Flujo de Caja (\$)	Flujo Acumulado (\$)
2021	-7.000.000	-7.000.000
2022	2.558.509	-4.441.491
2023	2.558.509	-1.882.981
2024	2.558.509	675.528
2025	2.558.509	3.234.037
2026	2.558.509	5.792.546
2027	2.558.509	8.351.056
2028	2.558.509	10.909.565
2029	2.558.509	13.468.074
2030	1.717.356	15.185.430

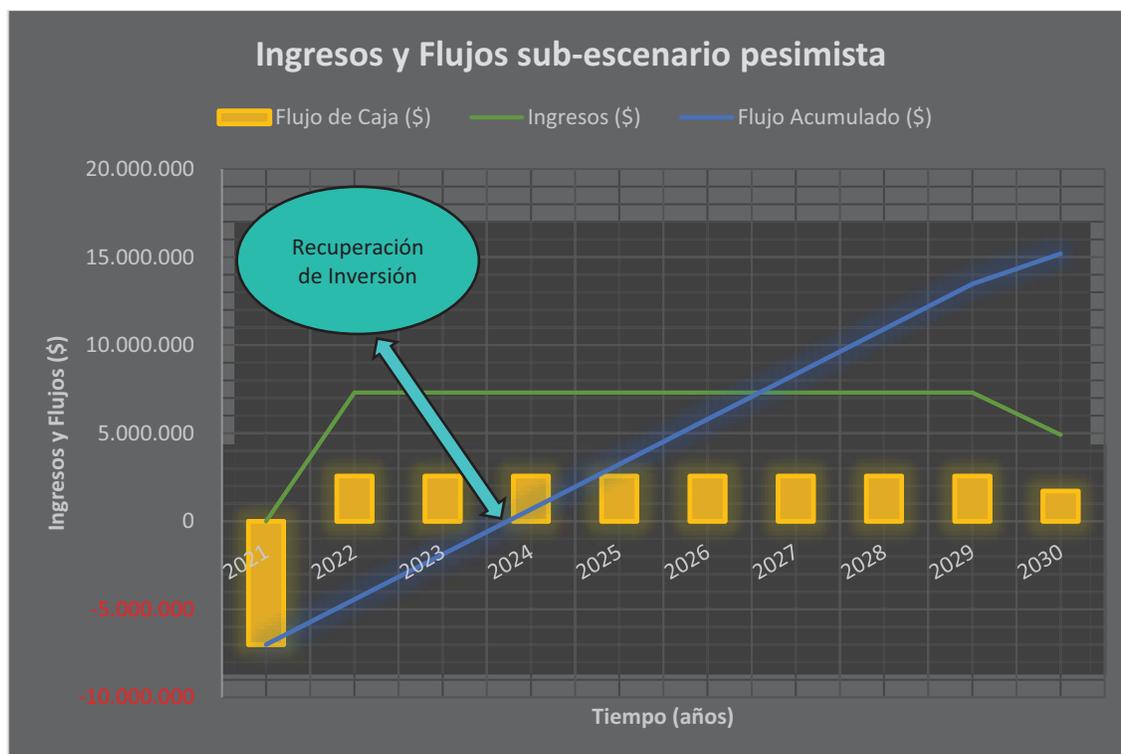


Figura 64. Ingresos y flujos del sub-escenario pesimista

En las tablas 37 y 38 se puede observar que para los sub-escenarios: optimista y pesimista el valor del VPN es mayor a cero y además sus respectivas TIR son mayores a la tasa mínima requerida, lo cual indica que ambos sub-escenarios son viables económicamente.

Tabla 37. Indicadores evaluados en el sub-escenario optimista

Tasa de descuento (%)	12
VPN (\$)	20.593.556
TIR (%)	75,05
TMR (%)	15
Horizonte económico (años)	8,67
Tiempo de recuperación (años)	1,32

**Tabla 38. Indicadores evaluados en el sub-escenario pesimista**

<b>Tasa de descuento (%)</b>	12
<b>VPN (\$)</b>	6.329.048
<b>TIR (%)</b>	33,55
<b>TMR (%)</b>	15
<b>Horizonte económico (años)</b>	8,67
<b>Tiempo de recuperación (años)</b>	2,73

## 5.6. Comparación de escenarios y selección del más factible económicamente

Para realizar la selección se evaluaron a través de una matriz comparativa los valores obtenidos de los indicadores económicos utilizados para cada escenario, la cual se puede apreciar en la tabla 39.

**Tabla 39. Comparación de los indicadores económicos obtenidos en los dos escenarios**

<b>Indicadores Económicos</b>	<b>Primer Escenario (Inyección de gas)</b>	<b>Segundo Escenario (Tecnología LPG-Sep™)</b>	
		Optimista	Pesimista
VPN (\$)	4.838.181	20.593.556	6.329.048
TIR (%)	31,05	75,05	33,55
Período de recuperación (años)	2,41	1,32	2,73

Se pudo observar que la obtención de líquidos de gas natural mediante la Tecnología LPG-Sep™ tiene un valor presente neto y una tasa interna de retorno superior tanto en el sub-escenario optimista como en el pesimista con respecto a la inyección de gas, lo que representa un mayor beneficio económico, además la recuperación de la inversión para el sub-escenario optimista se logra un año antes en comparación al primer escenario. Por lo tanto, con base en los indicadores económicos, el escenario con mejor rendimiento es el segundo.

## 6. CONCLUSIONES

- Se seleccionó el intervalo base para el pronóstico de producción, teniendo como objetivo principal establecer la condición estable de producción donde se identifique la declinación natural del yacimiento. El mejor ajuste del tipo de declinación para el yacimiento ZM-5 es exponencial, debido a su tendencia o forma observada en el histórico de producción.
- Mediante el análisis de curvas de declinación se estimaron para el yacimiento ZM-5 arenas L unas reservas remanentes de 1.103.656 Bbl y un tiempo remanente de 8,67 años.
- El POES (petróleo original en sitio) validado con el software MBAL de Petroleum Experts para las arenas L es de 72,58 MMBbl.
- Se determinó mediante un balance de gas que el yacimiento ZM-5 cuenta con una corriente de entrada de gas destinada a la quema y/o venteo de 4,49 MMPCN/D, la misma tiene una riqueza de C<sub>3+</sub> de 4,3248 GPM, la cual puede ser aprovechada.
- El aprovechamiento de la corriente de gas en exceso del yacimiento ZM-5 disminuirá las emisiones de contaminantes a la atmósfera y aumentará su eficiencia energética.
- Con base en el comportamiento del historial de producción validado durante la etapa de inyección de gas se estimó para un nuevo plan de inyección de 4,49 MMPCN/d una producción adicional de petróleo igual a 100 Bbl/d.
- La tecnología LPG-Sep™ es capaz de producir a su máxima eficiencia un volumen de 13632,538 GAL/D de GLP, adicionalmente se puede producir un volumen de 3821,439 MPCN/D de gas pobre y 81,674 BBL/D de gasolina natural.
- Al aplicar el proyecto de recuperación de LGN a partir del gas de quema y/o venteo en el yacimiento ZM-5, el ingreso bruto se estima que oscile entre 20027,47 US\$/D para un escenario pesimista y 41460,51 US\$/D para un escenario optimista.
- Se realizó un balance económico del primer escenario de inyección al yacimiento de la corriente de gas de venteo y/o quema, mediante la cual se comprobó su rentabilidad con un VPN (valor presente neto) igual a 4.838.181 US\$ y una TIR (tasa interna de retorno) de 31,05%, mayor al 15% de tasa mínima requerida.
- Mediante un balance económico, se constató la rentabilidad del segundo escenario de obtención de líquidos de gas natural a través de la tecnología LPG-Sep™, con un VPN

(valor presente neto) igual a 20.593.556 US\$ y una TIR (tasa interna de retorno) de 75,05% para el sub-escenario optimista y un VPN de 6.329.048 US\$ con una TIR de 33,55% para el sub-escenario pesimista. Las TIR de ambos sub-escenarios son mayores al 15% de la tasa mínima requerida.

- Por medio de una matriz comparativa en función de los indicadores económicos, el escenario con mejor rendimiento fue el segundo de obtención de líquidos de gas natural a través de la tecnología LPG-Sep<sup>TM</sup>, al tener un VPN y TIR mayor tanto en su sub-escenario optimista como en el pesimista con respecto al del primer escenario de inyección de gas.

## 7. RECOMENDACIONES

- Se requiere evaluar el impacto en el segundo escenario del diseño de un esquema de tratamiento del gas para eliminar contaminantes tales como H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, etc., en la corriente de quema y/o venteo.
- Se recomienda el estudio de la tecnología LPG-Sep<sup>TM</sup> en diferentes campos con flujos de quema y/o venteo, con el propósito de aprovechar al máximo los hidrocarburos nacionales y evitar el desperdicio de estos recursos que emiten contaminación al ambiente al no ser tratados adecuadamente.
- Si se va a implementar en campo la tecnología LPG-Sep<sup>TM</sup>, verificar con el fabricante su recobro de LGN para cada caso en particular.
- Se sugiere difundir, promover y facilitar el acceso de las empresas petroleras al uso de tecnologías modulares de este estilo para el aprovechamiento de los volúmenes de gas asociado debido a que cuando se evalúan los costos de capital versus el ingreso obtenido por la comercialización del gas natural se observa una oportunidad económicamente viable para lograr el objetivo de recuperación del gas quemado y/o venteado.
- Se recomienda al Estado promover acuerdos de cooperación con Organizaciones Internacionales para realizar un diagnóstico de las condiciones técnicas de los campos petroleros con gas asociado y de la infraestructura disponible para el aprovechamiento del mismo. De igual forma promover el intercambio y la transferencia tecnológica.
- Concientizar a los operadores de campos petroleros y de gas sobre las estimaciones de emisiones de gases de efecto invernadero y la contaminación al ambiente, para minimizar las actividades de quema y/o venteo del gas en exceso.
- Implementar regulaciones que, si bien permita de forma controlada la quema y/o venteo del gas en exceso, sea a través de aplicación de multa vía impuesto como en Noruega (1991): se implementó una multa sobre el CO<sub>2</sub> (3.400 US\$/MMPCN).

## 8. BIBLIOGRAFÍA

- Alfonzo, M., y Caicedo, D. (2007). *Simulación numérica del yacimiento U2M, L (SOC-5) del campo Socororo este*. Trabajo especial de grado. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela.
- Arias, F. (2012). *El proyecto de investigación introducción a la metodología científica*. Caracas, Venezuela: Editorial Episteme.
- Asociación Mundial para la Reducción de la Quema de Gas (2007). *Issue Brief*. Washington: The World Bank.
- Ayuso, M. (2017). Análisis de las prácticas de quema y venteo de gas natural asociado: Obstáculos y avances en Latinoamérica. *ENERLAC. Revista De Energía De Latinoamérica y El Caribe*, 1(1), 66-105.
- Barberii, E. (1998). *El pozo ilustrado*. Caracas, Venezuela: Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo (FONCIED).
- Barberii, E., y Essensfeld, M. (2006). *Yacimientos de Hidrocarburos Tomo III*. Caracas, Venezuela: Fundación Fondo Editorial Juan Jones Parra.
- Bello, J. (2019). *Selección de proceso de tratamiento del gas de venteo en FPO para obtener alimentación óptima requerida por tecnología modular "LPG-Sep™" para producción de GLP*. Trabajo especial de grado. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela.
- BP, (2015). *BP Statistical Review of World Energy*. Londres, Reino Unido: BP p.l.c.
- Caro, R., González, D., Hernández, N., & Machado, P. (2009). *La industria del gas natural en Venezuela*. Caracas, Venezuela: Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat.
- Craft, B., y Hawkins, M. (1991). *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. Estados Unidos: Prentice-Hall Inc.
- Cuba, C. (2012). *Análisis de los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos petroleros de México*. Trabajo especial de grado. Ciudad de México, México: Universidad Nacional Autónoma de México.

- García, D., y Campos, J. (2011). *Análisis de los tipos de curvas de declinación de producción, aplicando el método gráfico y curva tipo fekovitch para un yacimiento de gas*. Trabajo especial de grado. Puerto La Cruz, Venezuela: Universidad de Oriente.
- GGFR. (2021). *GGFR Technology Overview: Utilization of Small-Scale Associated Gas*. Washington, D.C.: World Bank Group.
- Ghosh, T. K., y Prelas, M. A. (2009). *Energy Resources and Systems: Volume 1: Fundamentals and Non-Renewable Resources* (Vol. I). Springer Science + Busines Media B.V.
- Huamani, I. (2014). *Implementación de una metodología de balance de gas de alta y baja presión en un sistema de recolección, compresión, transporte y venta de gas natural*. Trabajo especial de grado. Lima, Perú: Universidad Nacional De Ingeniería.
- Jiménez, D., y Martínez, M. (2019). *Evaluación de un plan de recuperación de un campo maduro mediante el uso de un método de predicción de inyección de agua a emplearse en los yacimientos ARV-3 (L3M) y SM-131 (M4M), ubicados en la Cuenca Oriental De Venezuela*. Trabajo especial de grado. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela.
- Latil, M. (1980). *Enhanced Oil Recovery*. Paris, Francia: Editions Technip.
- Mahia, E. (2014). *Estudio de inyección de gas como método de recuperación secundaria para el yacimiento C-16 JO-1 perteneciente al Campo Jobal Subcuenca Guárico*. Trabajo especial de grado. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela.
- Manning, F., y Thompson, R. (1991). *Oilfield Processing of Petroleum*. Tulsa, Estados Unidos: Pennwell books.
- Martínez, D. (2016). *El factor de recuperación; la incertidumbre en su cálculo*. Trabajo especial de grado. Ciudad de México, México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Mata, C. (2016). *Manual de derecho de los hidrocarburos en Venezuela*. Caracas, Venezuela: Editorial Arte.
- Mazzali, C. (2007). *Estudio de factibilidad técnica y económica para la sustitución del gas lift por un sistema de bombas electro sumergibles para el proyecto de recuperación secundaria de la arena M4M del Campo Araibel*. Trabajo especial de grado. Ciudad Guayana, Venezuela: Universidad Católica Andrés Bello.
- Membrane Technology & Research, Inc. (2016). *LPG Recovery from Associated Gas. LPG-SEP™*. California. USA: Membrane Technology & Research, Inc.

- Montes, D., y Zambrano, M. (2018). *Estudio de factibilidad técnico-económica de desarrollar las reservas probables (serie 100) asociadas a la Formación Carapita Inferior de la Unidad Productora Carito, Estado Monagas*. Trabajo especial de grado. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela.
- Morales, O. (2014). *Estimación del factor de recobro de petróleo mediante la inyección de agua en el yacimiento IB / BS 101 del Campo Boscán*. Trabajo especial de grado. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela.
- Moreira, G. (2003). *Metodología de explotación de yacimientos bajo el concepto de unidades hidráulicas*. Trabajo especial de grado. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela.
- Normas para el transporte terrestre, almacenamiento e instalación de sistemas de gases de petróleo licuados., Resolución N° 290. Gaceta Oficial Extraordinario N° 2.071 (8 de agosto de 1977).
- Ochoa, G., y Alvarado, E. (2011). *Desarrollo de una plataforma informática para el apoyo técnico al área del gas natural en la F.I.U.C.V*. Trabajo especial de grado. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela.
- Oilfield Manager. (2008). *Oilfield Manager*.
- Paris de Ferrer, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
- PDVSA. (2013). Producción. *Colección Soberanía Petrolera*. Obtenido de <http://www.pdvs.com/images/pdf/cuadernos/Produccion.pdf>
- Pérez Compans S.A. (2002). *“Informe de Situación Actual”*. Reporte interno.
- Piepyk, B., y Rojas, P. (Diciembre de 2015). Quema y venteo de gas asociado. *Desarrollo actual y efectos del petróleo marginal*. Alemania: Energy Research Architecture.
- Ramírez, B. (2017). *Consideraciones geológicas para implementar procesos de recuperación mejorada en campos petroleros de la Región Chiapas-Tabasco*. Trabajo especial de grado. Ciudad de México, México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Rondón, E. (2014). TECNOGAS: Tecnología de Gas. Caracas.

- Salinas, G., y Guerrero, R. (2018). *Factibilidad de aprovechamiento de los líquidos del gas natural asociados al gas de venteo utilizando nuevas tecnologías*. Trabajo especial de grado. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela.
- Sánchez, J. (2015). *Curso cálculo de inventario de emisiones de GEI – Actividades de producción y mejoramiento de crudos*. Puerto La Cruz, edo. Anzoátegui, Venezuela.
- Schlumberger, (2022). *Energy Glossary en Español*. Obtenido de Schlumberger Energy Glossary: <https://glossary.slb.com/es/.aspx>
- Tomalá, C. (2020). *Aplicación de los métodos de predicción de declinación de producción tradicional vs modificado integrando los parámetros de yacimiento en los pozos ANC1260 y ANC1270, Campo GGV*. Trabajo especial de grado. La Libertad, Ecuador: Universidad Estatal Península de Santa Elena
- U.S. Energy Information Administration. (2006). *Natural Gas Processing: The Crucial Link Between NG Production & Its Transportation to Market*. Obtenido de <https://www.eia.gov/naturalgas/articles/ngprocessindex.php>
- U.S. Energy Information Administration. (2012). *What are natural gas liquids and how are they used?*. Obtenido de <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=5930>
- U.S. Energy Information Administration. (2013). *Natural gas liquids prices trend down since the start of 2012*. Obtenido de <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=12291#>
- U.S. Energy Information Administration. (2022a). *Henry Hub Natural Gas Spot Price*. Obtenido de <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdA.htm>
- U.S. Energy Information Administration. (2022b). *Mont Belvieu, TX Propane Spot Price FOB*. Obtenido de [https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=EER\\_EPLLPF4\\_Y44MB\\_DPG&f=A](https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=EER_EPLLPF4_Y44MB_DPG&f=A)
- Valdez, R. (2011). El comercio internacional del gas natural. *PERSPECTIVAS*, (27), 131-146.
- Zorrilla, A. (2014). *Valorización del gas natural de quema y/o venteo bajo distintos escenarios de producción en el oriente venezolano*. Trabajo especial de grado. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela.

## 9. APÉNDICE

Anexo I: Estimación de las toneladas de CO<sub>2</sub> debido a la producción de petróleo y gas

Fecha	Petróleo	Gas	Producción en ton	Ton CO <sub>2</sub> x Producción
1/6/1954	34,04	19,77	19640,61	2972,5
1/6/1955	603,87	211,48	297602,64	45040,4
1/6/1956	498,38	307,59	294179,29	44522,3
1/6/1957	420,37	386,85	294634,70	44591,2
1/6/1958	271,23	241,89	187288,93	28345,1
1/6/1959	141,00	140,95	102912,02	15575,1
1/6/1960	62,84	69,90	48447,16	7332,2
1/6/1961	30,27	84,10	41745,34	6317,9
1/6/1962	101,33	127,45	83504,29	12637,9
1/6/1963	68,86	199,88	98089,10	14845,2
1/6/1964	14,35	39,75	19745,22	2988,3
1/6/1965	5,01	30,22	12856,68	1945,8
1/6/1966	15,28	51,77	24474,64	3704,1
1/6/1967	12,89	41,81	19965,06	3021,6
1/6/1968	22,70	79,49	37298,86	5645,0
1/6/1969	13,15	51,45	23577,55	3568,3
1/6/1970	43,30	102,17	53097,59	8036,0
1/6/1971	13,59	56,04	25414,49	3846,3
1/6/1972	11,07	63,92	27371,46	4142,5
1/6/1973	23,95	71,14	34706,04	5252,6
1/6/1974	29,38	41,89	26014,01	3937,1
1/6/1975	19,28	61,16	29357,45	4443,1
1/6/1976	0,00	0,00	0,00	0,0
1/6/1977	0,00	0,00	0,00	0,0
1/6/1978	0,00	0,00	0,00	0,0
1/6/1979	0,00	0,00	0,00	0,0
1/6/1980	0,00	0,00	0,00	0,0
1/6/1981	160,44	236,02	144711,06	21901,1
1/6/1982	59,35	50,50	40095,74	6068,2
1/6/1983	7,74	2,33	3675,10	556,2
1/6/1984	17,74	22,04	14519,30	2197,4
1/6/1985	89,22	70,09	58149,90	8800,6

APROVECHAMIENTO DEL GAS DE VENDEO PARA SU USO COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN  
SECUNDARIA Y DE EXTRACCIÓN DE LÍQUIDOS EN UN YACIMIENTO EN EL ORIENTE DE VENEZUELA

---

1/6/1986	23,41	129,74	55897,18	8459,7
1/6/1987	113,83	242,63	130106,55	19690,8
1/6/1988	94,09	59,23	55962,34	8469,6
1/6/1989	52,04	73,19	45708,04	6917,6
1/6/1990	67,64	150,03	79450,47	12024,4
1/6/1991	75,80	94,67	62221,35	9416,8
1/6/1992	52,18	29,20	29702,22	4495,3
1/6/1993	31,19	6,36	13707,52	2074,6
1/6/1994	86,92	39,68	46209,62	6993,5
1/6/1995	30,67	54,95	31250,65	4729,6
1/6/1996	40,30	32,76	26668,85	4036,2
1/6/1997	23,12	39,05	22691,06	3434,2
1/6/1998	49,07	209,73	94462,01	14296,3
1/6/1999	43,97	31,04	27380,33	4143,8
1/6/2000	142,67	32,86	64069,19	9696,5
1/6/2001	61,12	32,04	34000,64	5145,8
1/6/2002	142,92	136,04	101818,54	15409,6
1/6/2003	98,15	145,97	89101,20	13484,9
1/6/2004	38,63	105,95	52772,08	7986,7
1/6/2005	75,91	136,04	77359,80	11707,9
1/6/2006	42,55	114,10	57174,16	8653,0
1/6/2007	24,36	130,78	56625,11	8569,9
1/6/2008	29,18	53,80	30289,29	4584,1
1/6/2009	47,92	106,02	56187,59	8503,7
1/6/2010	69,12	152,91	81039,79	12264,9
1/6/2011	60,67	134,22	71134,93	10765,8
1/6/2012	73,73	163,10	86442,45	13082,5
1/6/2013	66,05	170,47	86326,60	13065,0
1/6/2014	64,05	165,31	83716,72	12670,0
1/6/2015	41,93	108,23	54807,35	8294,8
1/6/2016	58,52	151,04	76489,38	11576,2
1/6/2017	47,61	140,45	68643,50	10388,8
1/6/2018	41,93	123,69	60450,56	9148,8
1/6/2019	54,53	160,84	78607,87	11896,8
1/6/2020	49,30	145,43	71079,23	10757,4
1/6/2021	37,48	124,37	59072,82	8940,3
1/6/2022	69,27	229,87	109187,88	16524,9
1/6/2023	90,62	300,72	142840,02	21618,0
1/6/2024	76,95	255,36	121292,97	18357,0
1/6/2025	49,15	163,10	77472,56	11725,0

APROVECHAMIENTO DEL GAS DE VENTEO PARA SU USO COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN  
SECUNDARIA Y DE EXTRACCIÓN DE LÍQUIDOS EN UN YACIMIENTO EN EL ORIENTE DE VENEZUELA

---

1/6/2026	64,51	237,86	110364,59	16703,0
1/6/2027	50,69	186,89	86715,04	13123,8
1/6/2028	33,79	124,59	57810,02	8749,2
1/6/2029	24,58	90,61	42043,65	6363,1
1/2/2030	4,61	16,99	7883,19	1193,1

## Anexo II: Estimación de las emisiones de GEI nivel consumo, quema y venteo

Fecha	Ton CO2 x Gas consumo	Ton CO2 x Gas quemado	Ton CO2 x Gas venteo
1/6/1954	346,4	4448,9	785,1
1/6/1955	3705,1	47179,2	8325,7
1/6/1956	5389,0	75208,1	13272,0
1/6/1957	6777,6	98322,5	17351,0
1/6/1958	4237,9	61318,7	10821,0
1/6/1959	2469,5	33199,7	5858,8
1/6/1960	1224,6	15113,2	2667,0
1/6/1961	1473,4	23208,0	4095,5
1/6/1962	2233,0	31898,6	5629,2
1/6/1963	3501,9	51703,4	9124,1
1/6/1964	696,4	8957,2	1580,7
1/6/1965	529,4	6176,7	1090,0
1/6/1966	907,0	12462,7	2199,3
1/6/1967	732,6	9558,4	1686,8
1/6/1968	1392,6	20545,8	3625,7
1/6/1969	901,4	12368,6	2182,7
1/6/1970	1790,1	25844,4	4560,8
1/6/1971	981,7	15024,2	2651,3
1/6/1972	1119,8	17322,4	3056,9
1/6/1973	1246,4	19429,1	3428,7
1/6/1974	733,9	10898,4	1923,3
1/6/1975	1071,4	16517,2	2914,8
1/6/1976	0,0	0,0	0,0
1/6/1977	0,0	0,0	0,0
1/6/1978	0,0	0,0	0,0
1/6/1979	0,0	0,0	0,0
1/6/1980	0,0	0,0	0,0
1/6/1981	4135,1	64879,6	11449,3
1/6/1982	884,8	10775,0	1901,5
1/6/1983	40,8	-639,0	-112,8
1/6/1984	386,1	3791,7	669,1
1/6/1985	1228,0	17805,7	3142,2
1/6/1986	2273,0	21143,4	3731,2
1/6/1987	4250,8	25075,6	4425,1
1/6/1988	1037,7	-21381,5	-3773,2
1/6/1989	1282,3	-54208,2	-9566,1

APROVECHAMIENTO DEL GAS DE VENDEO PARA SU USO COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y DE EXTRACCIÓN DE LÍQUIDOS EN UN YACIMIENTO EN EL ORIENTE DE VENEZUELA

1/6/1990	2628,5	10370,1	1830,0
1/6/1991	1658,6	-7092,3	-1251,6
1/6/1992	511,6	-29260,7	-5163,6
1/6/1993	111,4	537,0	94,8
1/6/1994	695,2	-287,1	-50,7
1/6/1995	962,6	-20434,6	-3606,1
1/6/1996	574,0	5601,3	988,5
1/6/1997	684,2	7435,4	1312,1
1/6/1998	3674,4	16359,0	2886,9
1/6/1999	543,8	-24770,6	-4371,3
1/6/2000	575,7	2993,8	528,3
1/6/2001	561,3	-28433,2	-5017,6
1/6/2002	2383,3	-3374,8	-595,6
1/6/2003	2557,3	-10581,7	-1867,4
1/6/2004	1856,3	-20054,9	-3539,1
1/6/2005	2383,4	30449,1	5373,4
1/6/2006	1999,0	28003,3	4941,8
1/6/2007	2291,2	35503,7	6265,4
1/6/2008	942,6	13054,8	2303,8
1/6/2009	1857,4	28282,8	4991,1
1/6/2010	2679,0	41958,2	7404,4
1/6/2011	2351,5	36507,9	6442,6
1/6/2012	2857,6	44931,1	7929,0
1/6/2013	2986,6	47078,2	8307,9
1/6/2014	2896,3	45575,3	8042,7
1/6/2015	1896,1	28926,9	5104,7
1/6/2016	2646,2	41413,2	7308,2
1/6/2017	2460,7	38324,6	6763,2
1/6/2018	2167,0	33435,8	5900,4
1/6/2019	2817,9	44270,5	7812,4
1/6/2020	2548,0	39778,1	7019,7
1/6/2021	2178,9	33634,0	5935,4
1/6/2022	4027,4	61768,2	10900,3
1/6/2023	5268,7	82430,0	14546,5
1/6/2024	4473,9	69200,5	12211,8
1/6/2025	2857,6	42295,6	7463,9
1/6/2026	4167,3	64097,0	11311,2
1/6/2027	3274,3	49232,4	8688,1
1/6/2028	2182,9	31064,5	5482,0
1/6/2029	1587,5	25108,2	4430,9

APROVECHAMIENTO DEL GAS DE VENTEO PARA SU USO COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y DE EXTRACCIÓN DE LÍQUIDOS EN UN YACIMIENTO EN EL ORIENTE DE VENEZUELA

---

1/2/2030	297,7	3637,1	641,8
----------	-------	--------	-------

Anexo III: Estimación de emisiones de GEI para gas consumido para mantenimiento y gas en exceso

Fecha	Emisiones CO <sub>2</sub>	Emisiones CH <sub>4</sub>	Emisiones de N <sub>2</sub> O	Emisiones CO <sub>2</sub> totales
1/6/1954	12564,19	705,42	0,4366	0,028
1/6/1955	133326,86	7480,85	4,6366	0,292
1/6/1956	211112,67	11924,95	7,2774	0,464
1/6/1957	275260,01	15589,85	9,4552	0,606
1/6/1958	171696,10	9722,60	5,8992	0,378
1/6/1959	93442,19	5264,16	3,2325	0,205
1/6/1960	42813,01	2396,40	1,4936	0,094
1/6/1961	64624,60	3679,76	2,2040	0,143
1/6/1962	89396,03	5057,80	3,0750	0,197
1/6/1963	144576,15	8197,98	4,9584	0,318
1/6/1964	25293,39	1420,27	0,8787	0,055
1/6/1965	17576,92	979,40	0,6168	0,038
1/6/1966	35022,06	1976,09	1,2090	0,077
1/6/1967	26961,82	1515,59	0,9354	0,059
1/6/1968	57454,15	3257,69	1,9706	0,126
1/6/1969	34760,79	1961,16	1,2002	0,076
1/6/1970	72376,59	4097,85	2,4872	0,159
1/6/1971	41912,92	2382,19	1,4329	0,092
1/6/1972	48290,98	2746,58	1,6495	0,106
1/6/1973	54137,35	3080,60	1,8480	0,119
1/6/1974	30463,11	1728,03	1,0442	0,067
1/6/1975	46056,48	2618,92	1,5736	0,102
1/6/1976	0,00	0,00	0,0000	0,000
1/6/1977	0,00	0,00	0,0000	0,000
1/6/1978	0,00	0,00	0,0000	0,000
1/6/1979	0,00	0,00	0,0000	0,000
1/6/1980	0,00	0,00	0,0000	0,000
1/6/1981	180707,44	10287,06	6,1650	0,399
1/6/1982	30555,92	1708,52	1,0674	0,067
1/6/1983	-1555,56	-101,28	-0,0428	-0,004
1/6/1984	10958,21	601,26	0,3921	0,024
1/6/1985	49849,97	2823,25	1,7124	0,110
1/6/1986	61434,97	3352,81	2,2127	0,133
1/6/1987	77137,16	3977,01	2,9663	0,162

APROVECHAMIENTO DEL GAS DE VENTEO PARA SU USO COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN  
SECUNDARIA Y DE EXTRACCIÓN DE LÍQUIDOS EN UN YACIMIENTO EN EL ORIENTE DE VENEZUELA

1/6/1988	-52951,98	-3389,16	-1,5036	-0,125
1/6/1989	-137957,00	-8593,05	-4,1088	-0,320
1/6/1990	34294,37	1645,07	1,4183	0,069
1/6/1991	-13949,64	-1123,64	-0,2096	-0,038
1/6/1992	-74963,52	-4638,46	-2,2576	-0,173
1/6/1993	1707,96	85,18	0,0680	0,004
1/6/1994	1162,49	-45,23	0,1297	0,000
1/6/1995	-50687,11	-3239,09	-1,4434	-0,119
1/6/1996	16197,83	888,21	0,5800	0,035
1/6/1997	21287,90	1179,02	0,7528	0,046
1/6/1998	52801,74	2594,93	2,1335	0,108
1/6/1999	-63155,62	-3926,63	-1,8868	-0,146
1/6/2000	9396,92	474,85	0,3691	0,019
1/6/2001	-72667,14	-4507,27	-2,1796	-0,168
1/6/2002	-2254,05	-534,01	0,2510	-0,013
1/6/2003	-20585,56	-1676,44	-0,2945	-0,056
1/6/2004	-47238,55	-3178,51	-1,2161	-0,114
1/6/2005	86026,52	4828,08	2,9907	0,188
1/6/2006	78585,64	4440,18	2,7080	0,173
1/6/2007	98965,43	5629,34	3,3799	0,218
1/6/2008	36665,28	2069,97	1,2648	0,081
1/6/2009	78925,97	4484,43	2,6995	0,174
1/6/2010	116878,10	6652,73	3,9880	0,258
1/6/2011	101752,25	5788,56	3,4745	0,224
1/6/2012	125128,56	7124,10	4,2681	0,276
1/6/2013	131087,22	7464,54	4,4704	0,289
1/6/2014	126916,16	7226,23	4,3288	0,280
1/6/2015	80713,57	4586,56	2,7602	0,178
1/6/2016	115365,51	6566,32	3,9366	0,254
1/6/2017	106794,20	6076,62	3,6456	0,236
1/6/2018	93226,77	5301,47	3,1850	0,206
1/6/2019	123295,12	7019,36	4,2058	0,272
1/6/2020	110827,76	6307,06	3,7826	0,244
1/6/2021	93776,80	5332,90	3,2037	0,207
1/6/2022	172290,25	9793,76	5,8892	0,380
1/6/2023	229630,96	13069,78	7,8359	0,507
1/6/2024	192916,41	10972,19	6,5895	0,425
1/6/2025	118249,73	6706,29	4,0546	0,260
1/6/2026	178753,11	10163,00	6,1087	0,394
1/6/2027	137500,81	7806,15	4,7082	0,303

APROVECHAMIENTO DEL GAS DE VENTEO PARA SU USO COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN  
SECUNDARIA Y DE EXTRACCIÓN DE LÍQUIDOS EN UN YACIMIENTO EN EL ORIENTE DE VENEZUELA

---

1/6/2028	87081,32	4925,56	2,9965	0,191
1/6/2029	69898,02	3981,05	2,3830	0,154
1/2/2030	10311,36	576,71	0,3601	0,023